

Stellungnahme

zum Kabinettsentwurf vom 29. August 2012 eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energie- wirtschaftsrechtlicher Vorschriften

Berlin, 13. September 2012

Inhaltsverzeichnis

1	ZUSAMMENFASSUNG	4
1.1	Offshore (§§ 17a bis 17j, §118 Absatz 12 EnWG-E und § 31 Absatz 4 EEG-E)	4
1.1.1	Haftungs- und Entschädigungsregelung bei Verzögerung bzw. Störung der Netzanbindung	4
1.1.2	Übergangsregelung	6
1.1.3	Entschädigung bei Störungen oder Verzögerungen der Anbindung von Offshore-Anlagen	7
1.1.4	Ungenutztes Potenzial zur Kostensenkung	7
1.1.5	Inkrafttreten des Gesetzes / Belastungen für Stromvertriebe	8
1.2	Rechnungslegung und Buchführung	8
1.3	Netzentgeltbefreiung von Stromspeichern	9
1.4	Anreizregulierungsverordnung	9
2	IM EINZELNEN	10
2.1	Artikel 1 – Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes	10
2.1.1	§ 6b - Rechnungslegung und Buchführung	10
2.1.2	§ 12 - Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen, Verordnungsermächtigung	12
2.1.3	§ 17a – Bundesfachplan Offshore des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie	12
2.1.4	§ 17b – Offshore-Netzentwicklungsplan	12
2.1.5	§ 17c – Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde	15
2.1.6	§ 17d – Umsetzung des Offshore-Netzentwicklungsplans	15
2.1.7	§ 17e – Entschädigung bei Störung oder Verzögerung der Anbindung von Offshore-Anlagen; Verordnungsermächtigung	19
2.1.8	§ 17f – Belastungsausgleich	22
2.1.9	§ 17h – Abschluss von Versicherungen	27
2.1.10	§ 17j – Verordnungsermächtigung	29
2.1.11	§ 17a – § 17j Offshore / Terminologische Klarstellung	30
2.1.12	§ 19a - Umstellung der Gasqualität	30
2.1.13	§ 118 - Übergangsregelungen	31
2.2	Artikel 3 – Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz	35
2.3	Artikel 4 – Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes	36

2.3.1	§ 31 - Windenergie Offshore	36
2.4	Artikel 6 - Anreizregulierungsverordnung - § 5 Regulierungskonto	37
2.4.1	§ 5 Absatz 1 Ref-E vom 15. August 2012	37
2.4.2	§ 5 Absatz 3 Ref-E vom 15. August 2012	37
2.4.3	§ 5 Absatz 4 Ref-E vom 15. August 2012	38
2.4.4	§ 34 Absatz 2 – Ref-E vom 15. August 2012	38
2.5	Steuerneutralität der Entflechtung (§ 6 Absatz 2 – 4 EnWG)	39

1 Zusammenfassung

Das Bundeskabinett hat am 29. August 2012 den Entwurf des „Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften“ beschlossen und dem Bundesrat als Drucksache 520/12 zugeleitet.

Als Spitzenverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft nimmt der BDEW zum Kabinettsentwurf vom 29. August 2012 wie folgt Stellung.

1.1 Offshore (§§ 17a bis 17j, §118 Absatz 12 EnWG-E und § 31 Absatz 4 EEG-E)

Der BDEW hat bereits in mehreren Stellungnahmen und Positionspapieren die Probleme beim Ausbau der Stromerzeugung aus Offshore-Windkraftanlagen beschrieben und Lösungsvorschläge unterbreitet. Vor diesem Hintergrund ist es aus Sicht des Verbandes grundsätzlich zu begrüßen, dass mit dem vorliegenden Gesetzentwurf zwei zentrale Aspekte, nämlich der Systemwechsel bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks (OWP) und die Klärung der Haftung und Entschädigung bei Verzögerung bzw. Störung der Netzanbindung aufgegriffen werden.

Nach eingehender Analyse ist jedoch zu konstatieren, dass trotz einiger guter Ansätze aufgrund der im Gesetzentwurf vorgestellten gesetzlichen Ausgestaltung die erhoffte und dringend benötigte Wirkung ausbleibt und damit die Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der Erneuerbaren Energien ernsthaft gefährdet werden. Gleichzeitig bleibt ein großes Potenzial zur Reduzierung der Lasten für die Letztverbraucher ungenutzt. Trotz der inhaltlichen Bedenken, empfiehlt der BDEW angesichts der Eilbedürftigkeit eine zeitnahe Umsetzung des Gesetzentwurfs und unterbreitet mit der vorliegenden Stellungnahme Vorschläge zur Modifikation des Gesetzestextes mit dem Ziel eines volkswirtschaftlich effizienten Ausbaus der Stromerzeugung aus Offshore-Windkraftanlagen.

1.1.1 Haftungs- und Entschädigungsregelung bei Verzögerung bzw. Störung der Netzanbindung

Die in dem Gesetzentwurf für den Bereich der Offshore-Windenergie vorgeschlagenen Regelungen zur Haftung des Netzbetreibers weichen ohne Not von den bestehenden Regelungen für Netzanbindungen an Land ab und führen im Ergebnis zu hohen Risiken auf Seiten der für den Bau von Netzanbindung vom OWP dringend benötigten Investoren:

1. Der Gesetzentwurf sieht bei grober und einfacher Fahrlässigkeit einen gestaffelten Selbstbehalt von bis zu 100 Mio. Euro pro Jahr vor (§ 17g Absatz 2 EnWG-E). Zum Vergleich:
 - a. Einer Zahlungsbelastung von bis zu 100 Mio. € p.a. steht beispielsweise ein Jahresergebnis der TenneT Deutschland von 152 Mio. € im Jahr 2011 (EBIT nach IFRS) gegenüber. Für 2012 wird ein vergleichbares Ergebnis erwartet.

- b. Bei Netzanbindungen an Land ist bei einfacher Fahrlässigkeit gemäß § 18 Absatz 1 Satz 2 NAV die Haftung für Vermögensschäden vollständig ausgeschlossen.
 - c. Bei Netzstörungen an Land sieht § 18 Absatz 4 Satz 1 NAV eine maximale Haftung des ÜNB für Vermögensschäden in Höhe von 8 Mio. Euro pro Schadensfall bei grober Fahrlässigkeit vor.
2. Mit Zulieferern vereinbarte Vertragsstrafen bzw. Leistungen von Versicherungen dürfen gemäß Gesetzentwurf trotz voller Haftung des ÜNB für seine Erfüllungsgehilfen nicht zur Minderung des Selbstbehalts des anbindungsverpflichteten ÜNB eingesetzt werden.
 3. Der ÜNB hat gemäß Gesetzentwurf „alle möglichen und zumutbaren Maßnahmen zu ergreifen, um den eingetretenen Schaden unverzüglich zu beseitigen und weitere Schäden abzuwenden oder zu mindern.“ Andernfalls entfällt der Kostenausgleich. Diese allgemein formulierte Schadensminderungspflicht bedeutet – unbeschadet der späteren Konkretisierung in der Haftungsverordnung – eine potenziell unbegrenzte Haftung und damit ein substantielles Investitionshemmnis.
 4. Es gilt gemäß Gesetzentwurf die Regelvermutung, dass der ÜNB fahrlässig gehandelt hat. Der ÜNB muss also nachweisen, dass er nicht (grob) fahrlässig gehandelt hat. Dies führt zu erheblichem Zeitaufwand und Unsicherheit, zumal in einer Phase, in der der ÜNB sich auf die Wiederherstellung des ungestörten Zustandes konzentrieren sollte.

Grundsätzlich ist im Hinblick auf die Bewertung der vorgelegten Vorschläge zu berücksichtigen, dass für den ÜNB eine gesetzliche Anschlussverpflichtung besteht und die Netzanbindung nicht auf Basis einer freiwilligen unternehmerischen Investitionsentscheidung erfolgt. Erschwerend kommt hinzu, dass ein Versicherungsschutz bei einfach fahrlässig verursachten Vermögensschäden nur sehr begrenzt verfügbar und bei der Verspätung von Netzanbindungen gänzlich ausgeschlossen ist.

In Summe ist zu erwarten, dass die vorgenannten Rahmenbedingungen die für den Bau von Netzanbindungen dringend benötigten Investoren abschrecken.

Lösungsvorschlag:

1. Bei technisch weniger anspruchsvollen Netzverbindungen an Land wird heute zwischen einfacher und grober Fahrlässigkeit unterschieden. Gemäß § 18 Absatz 1 Satz 2 NAV ist die Haftung für Vermögensschäden bei einfacher Fahrlässigkeit vollständig ausgeschlossen. Das sollte – angesichts der gesetzlichen Anschlusspflicht - erst recht auch bei der Netzanbindung von OWP gelten.
2. Bei gleicher Rendite wie für Netzinvestitionen an Land sollten die gleichen Haftungsgrundsätze auch für OWP Netzanbindungen greifen. Bei Netzstörungen an Land sieht § 18 Absatz 4 Satz 1 NAV eine maximale Haftung des ÜNB für Vermögensschäden in Höhe von 8 Mio. Euro pro Schadensfall bei grober Fahrlässigkeit vor.

3. Der Jahresdeckel für den Selbstbehalt für Vermögensschäden bei grober Fahrlässigkeit sollte zunächst auf 40 Mio. € p.a. festgesetzt werden. Zudem sollte eine jährliche Neufestlegung der Haftungsgrenze in Abhängigkeit von der aktuellen Schadensentwicklung und der jeweiligen Angebotslage am Versicherungsmarkt erfolgen.
4. Entsprechend den Haftungsgrundsätzen für das Stromnetz an Land sollten Pönalen und Versicherungsleistungen auf den Selbstbehalt der ÜNB angerechnet werden. Über den Selbstbehalt hinausgehende Zahlungen sollten kostenmindernd im Rahmen des Belastungsausgleichs berücksichtigt werden. So entsteht ein Anreiz für den ÜNB, mit Lieferanten und Versicherern möglichst vorteilhafte Konditionen auszuhandeln und die Hersteller so stärker in die Pflicht zu nehmen. Eine Anrechnung von Pönalen hätte zudem niedrigere Versicherungskosten zur Folge und läge damit auch im Interesse der Verbraucher.
5. Der anbindungspflichtige ÜNB sollte verpflichtet werden, präventiv ein angemessenes Konzept zur Schadensminimierung umzusetzen, das gleichermaßen Rechtssicherheit für den ÜNB schafft und die Belastungen für die Verbraucher reduziert.
6. Die Beweislastumkehr sollte gestrichen werden.

1.1.2 Übergangsregelung

Durch die im Gesetzentwurf vorgeschlagene Regelung würden Investitionen in OWP, deren Planung bereits sehr weit fortgeschritten ist, vollkommen unnötig entwertet. Einerseits bedarf es daher einer Übergangsregelung (§ 118 Absatz 12 EnWG-E) für OWP, deren Planung bereits weit fortgeschritten ist, die jedoch noch keine unbedingte Netzanbindungszusage haben. Andererseits macht der Systemwechsel bei der Netzanbindung von OWP erforderlich, dass nicht jeder projektierte OWP nach dem bisherigen Netzanbindungsregime angeschlossen werden kann. Andernfalls würde sich die Liste der herzustellenden Netzanbindungen nach dem alten System verlängern.

Lösungsvorschlag (ohne neue Netzanbindungen auszulösen):

Zunächst muss das im Gesetzentwurf verankerte „use-it-or-lose-it“-Prinzip auch auf OWP mit unbedingter Netzanbindungszusage ausgedehnt werden. Auf diese Weise werden ungenutzte aber „vergebene“ Leitungskapazitäten frei und können volkswirtschaftlich effizient genutzt werden. In Verbindung mit der Ausdehnung des „use-it-or-lose-it“-Prinzips auf geplante OWP mit unbedingter Netzanbindungszusage wird folgende Übergangsregelung empfohlen:

1. OWP, die eine unbedingte Netzanbindungszusage vor dem 1. August 2012 erhalten haben, werden – wie im Gesetzentwurf vorgesehen – nach dem bisherigen Netzanbindungsregime angeschlossen.
2. OWP, die bis zum 31. Dezember 2012 eine unbedingte Netzanbindungszusage erhalten und bei denen der Anschluss an freie Leitungskapazitäten möglich ist, werden ebenfalls wie die Parks behandelt, die zum 1. August 2012 über eine unbedingte Netzanbindungszusage verfügten.

3. OWP, für die bis zum 1. September 2012 eine unbedingte Netzanbindungszusage beantragt wird, die jedoch den Bau einer neuen Netzanbindung nach sich ziehen würden, werden über den ersten Netzentwicklungsplan prioritär ans Netz angeschlossen.

1.1.3 Entschädigung bei Störungen oder Verzögerungen der Anbindung von Offshore-Anlagen

Der Gesetzentwurf sieht vor, dass bei verzögertem Netzanschluss neben den Fundamenten für die Turbine auch das Umspannwerk des Windparks auf See errichtet sein muss. Da es sich zumindest bei der Topside um eine technisch hochkomplexe Anlage handelt (ähnlich dem Maschinenkopf der WEA) sollte genauso wie bei der WEA die Möglichkeit bestehen, die Topside nicht zu installieren und diese nicht auf See über einen längeren Zeitraum ohne Inbetriebnahme warten und instandhalten zu müssen, wodurch auch z. B. Gewährleistungsansprüche berührt werden. Andernfalls zöge die im Gesetzentwurf enthaltene Regelung unnötige Instandhaltungskosten nach sich.

Lösungsvorschlag:

Wie bei den WEA muss mindestens das Fundament des Umspannwerks gesetzt werden. Dabei ist sicherzustellen, dass das Kabel des Netzbetreibers am Fundament aufgenommen werden kann, für den Fall, dass die Netzanbindung früher erfolgt als die Errichtung der Umspannplattform. Zudem ist durch intensive Kommunikation zwischen ÜNB und OWP-Betreiber sicherzustellen, dass die Herstellung der Netzanbindung und die Errichtung der Umspannplattform möglichst zeitgleich geschehen (vgl. Hinweise zu Informationspflichten in § 17d EnWG-E).

1.1.4 Ungenutztes Potenzial zur Kostensenkung

Gerade mit Blick auf die Letztverbraucher müssen aus Sicht des BDEW alle Optionen für eine kosteneffiziente Energiewende genutzt werden. Aus diesem Grund empfiehlt der BDEW die Einführung eines schlüssigen und verbindlichen Schadensminderungskonzeptes, das einerseits Rechtssicherheit für die handelnden Akteure schafft und andererseits die volkswirtschaftlichen Belastungen auf ein Minimum reduziert. Auch verbindliche Informationspflichten fehlen weitgehend in dem Gesetzentwurf. Der BDEW hatte deshalb gemeinsam mit anderen Verbänden in einem „Eckpunktepapier zum Systemwechsel bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks“ vorgeschlagen, dass OWP-Betreiber und Übertragungsnetzbetreiber Realisierungsfahrpläne vereinbaren und in engmaschigen Abständen aktualisieren (vgl. Hinweise zu Informationspflichten in § 17d und zu Schadenminimierungspflicht des ÜNB in § 17f Absatz 3 EnWG-E).

1.1.5 Inkrafttreten des Gesetzes / Belastungen für Stromvertriebe

Problematisch ist aus Sicht des BDEW der voraussichtliche Zeitpunkt des In-Kraft-Tretens des Gesetzes nach dem 15. Oktober 2012. Der Gesetzgeber hat eigentlich, um eine Erfüllung der im EnWG und in der StromGKV vorgeschriebenen Prozesse im Rahmen der Kundenkommunikation von Preisanpassungen zu gewährleisten und den Lieferanten Planungssicherheit zu schaffen, die Veröffentlichung der staatlich induzierten Preisbestandteile und Netzentgelte auf den 15. Oktober eines jeden Jahres festgelegt. Diese Frist könnte wiederholt durch die späte Terminierung von Gesetzesvorhaben und deren Umsetzung (vgl. 2011, Umsetzung Umlage nach § 19 Abs.2 Strom NEV) von den Netzbetreibern nicht eingehalten werden. Für Lieferanten ist diese Frist dringend notwendig, da die Preisanpassungen durch geänderte Netzentgelte und EEG-Umlage etc. rechtzeitig kalkuliert und kommuniziert werden müssen. Die im letzten Jahr durch die erst Ende Dezember durch die BNetzA festgelegte Umlage nach § 19 Absatz 2 Strom NEV entstandenen Probleme führten zu einer für Vertriebe und Netze nicht akzeptablen Situation, die hohe Umsetzungskosten wegen der Kurzfristigkeit und der nicht mehr in der Preiskalkulation berücksichtigbaren Preisbestandteile erzeugte.

Es ist sowohl für Netzbetreiber als auch für Lieferanten dringend notwendig, die zu erhebenden Umlagen rechtzeitig planen und kalkulieren zu können. Aus diesem Grund ist für das laufende Jahr gemeinsam von Politik, Behörden und Energiewirtschaft eine Lösung zu suchen, die eine Situation wie 2011 bezüglich der Umsetzung des § 19 Absatz 2 StromNEV vermeidet.

1.2 Rechnungslegung und Buchführung

Der Gesetzentwurf zielt mit Blick auf die Änderung des § 6b Abs. 1 EnWG ausweislich der Gesetzesbegründung auf eine Klarstellung ab, dass die Vorgaben des § 6b EnWG dem Anwendungsbereich des § 6 EnWG entsprechen. Allerdings schafft die Formulierung eher im Gegenteil zusätzliche Unklarheit. Begriffe wie „vertikal integriertes Energieversorgungsunternehmen“ sollten generell im EnWG konsistent und einheitlich verwendet werden. Von der weiteren Ergänzung dieses Begriffs in § 6b Absatz 1 EnWG sollte der Gesetzgeber absehen.

Auch die übrigen Neuregelungen zu § 6b EnWG wie die Übersendung des Lageberichts gehen insgesamt deutlich über die nach dem Binnenmarktpaket erforderlichen Vorgaben hinaus. Sie stellen in erster Linie einen erheblichen bürokratischen, personellen und kostenseitigen Mehraufwand für die Unternehmen dar, der gleichzeitig wenig Erkenntnisgewinn mit sich bringt. Denn bereits mit der derzeit gültigen Fassung der Vorschrift wird ein hohes Maß an Transparenz gewährleistet. Vor dem Hintergrund der ohnehin großen Herausforderungen im Zuge der Energiewende und dem generellen Anliegen des Bürokratieabbaus sollte an dieser Stelle von weiteren Belastungen für die Unternehmen abgesehen werden.

1.3 Netzentgeltbefreiung von Stromspeichern

Die beabsichtigte Klarstellung im § 118 Absatz 6 EnWG zur Regelung zur Netzentgeltbefreiung von Stromspeichern ist im Grundsatz zu begrüßen, greift jedoch zu kurz. So bleibt wiederum ungeklärt, warum bestehende gegenüber neuen oder modernisierten Anlagen benachteiligt bleiben. Und grundsätzlich ist die seit 2008 bestehende, systemwidrige generelle Netzentgeltspflicht für Stromspeicher noch einmal ernsthaft auf ihre Sinnhaftigkeit zu überprüfen, da sie die Wirtschaftlichkeit und damit den Erhalt insbesondere der bestehenden Pumpspeicherkraftwerke (PSW) zunehmend gefährdet. Mit einem dauerhaften Ausscheiden von PSW aus dem Markt entfielen mittelfristig deren Beitrag zur Systemstabilität bzw. zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie zur Integration der Erneuerbaren Energien.

1.4 Anreizregulierungsverordnung

Im Referentenentwurf vom 15. August 2012 waren Anpassungen im Hinblick auf den Ausgleich des Regulierungskontos vorgesehen. Der BDEW hatte diesbezüglich ausdrücklich begrüßt, dass die bestehenden Regelungen zum Regulierungskonto mit dem Ziel einer Vergleichmäßigung der Netzentgelte angepasst werden sollen. Auch wenn diese Anpassungen in der Anreizregulierung, insbesondere im Hinblick auf die zudem erforderliche Verbesserung der Rahmenbedingungen und Anreize für Investitionen, bei Weitem nicht ausreichen, ist nicht nachvollziehbar, weshalb auch die Anpassungen zum Regulierungskonto im Kabinettsentwurf nicht mehr enthalten sind.

2 Im Einzelnen

Zu den Regelungen im Einzelnen nimmt der BDEW wie folgt Stellung:

2.1 Artikel 1 – Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

2.1.1 § 6b - Rechnungslegung und Buchführung

2.1.1.1 Absatz 1

Die Regelung in § 6b Absatz 1 EnWG zur Erstellung von Unbundling-Jahresabschlüssen sollten auf die Definition von § 3 Nr. 38 EnWG verweisen, um die Konsistenz der Vorschriften im EnWG zu wahren. Darüber hinaus ist die Formulierung nicht eindeutig. Unklar bleibt, was eine energiespezifische Dienstleistung ist und wann eine solche Dienstleistung mittelbar erbracht wird.

Zu Recht ist nach Handelsrecht nicht erforderlich, dass jegliche Gruppenunternehmen zur Erstellung eines Lageberichtes verpflichtet sind. Die geplante Ausweitung der bestehenden Regelung bedeutet bürokratischen Mehraufwand ohne wesentlichen Erkenntnisgewinn und ist abzulehnen. Sie geht über die Transparenzanforderungen des europäischen Rechts hinaus. Die dem Gesetz insoweit zugrundeliegenden Art. 31 der Elektrizitäts- und der Erdgasbinnenmarkt Richtlinien (2009/72/EG und 2009/73/EG) sehen einen Lagebericht nicht vor.

Des Weiteren gehen die Richtlinien jeweils davon aus, dass auch Energieversorgungsunternehmen gesetzlich von der Offenlegung befreit sein können und sehen für diesen Fall die Pflicht zur Auslage der Dokumente in der Hauptverwaltung vor. Der Entfall der Befreiungsmöglichkeit nach § 264 Abs. 3 HGB ist damit keineswegs europarechtlich vorgegeben.

Der BDEW schlägt folgende Änderungen an dem Kabinettsentwurf vor:

In Satz 1 wird das Wort „Energieversorgungsunternehmen“ durch die Wörter „Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen im Sinne des § 3 Nummer 38“ ersetzt. ~~„einschließlich rechtlich selbständiger Unternehmen, die zu einer Gruppe verbundener Elektrizitäts- oder Gasunternehmen gehören und mittelbar oder unmittelbar energiespezifische Dienstleistungen erbringen, und rechtlich selbständige Netzbetreiber sowie Betreiber von Speicheranlagen“~~ ersetzt, nach dem Wort „Jahresabschluss“ werden die Wörter „und Lagebericht“ eingefügt und der Punkt wird durch ein Semikolon ersetzt und folgende Wörter eingefügt: „§ 264 Absatz 3 und § 264b des Handelsgesetzbuchs sind insoweit nicht anzuwenden.“

2.1.1.2 Absatz 2

Bei den Geschäften größeren Umfangs handelt es sich um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse über einzelne Geschäfte, die grundsätzlich nicht in den veröffentlichungspflichtigen Anhang aufgenommen werden sollten. Die geplante Anfügung des Satzes 2 mit der Aussage, dass Leistung und Gegenleistung zu nennen sind, darf nicht bedeuten, dass pro verbundener oder assoziiertem Unternehmen und pro Sachverhalt größeren Umfangs eine monetäre

Angabe der Leistung bzw. der Gegenleistung darzustellen ist. Durch diese Anforderung würde die Wahrung für den unternehmerischen Erfolg maßgeblicher Geschäftsgeheimnisse gefährdet. Der BDEW lehnt die Anfügung des Satzes 2 somit ab und fordert dessen Streichung.

Der BDEW schlägt folgende Änderungen an dem Kabinettsentwurf vor:

~~Dem Absatz 2 wird folgender Satz 2 angefügt:~~

~~„Hierbei sind insbesondere Leistung und Gegenleistung anzugeben.“~~

Der BDEW weist darauf hin, dass das sofortige Inkrafttreten einer solchen Regelung, wie in Art. 7 des Entwurfs vorgesehen kaum umsetzbar wäre. Für Unternehmen, die sich – gestützt auf die derzeit bestehende Rechtslage – bereits in der Beschlussfassung und Vorbereitung für den Jahresabschluss des Geschäftsjahres 2011/2012 unter Befreiung der vollkonsolidierten Tochtergesellschaften befinden, entstünde ein kaum zumutbarer Aufwand, wenn diese sämtliche Lageberichte nachträglich erstellen und offenlegen müssten. Sollte die für Absatz 2 vorgeschlagene Ergänzung nicht gestrichen werden, bedürfte es daher einer entsprechenden Ergänzung einer Übergangsregelung. Sie könnte sich an der im Rahmen der erstmaligen Einfügung der rechnungsmäßigen Entflechtung im Rahmen der EnWG Novelle 2005 in § 114 EnWG 2005 aufgenommen Regelung orientieren.

Der BDEW schlägt für diesen Fall folgende Änderungen an dem Kabinettsentwurf um einen Absatz 2 Satz 3 vor:

„Auf Rechnungslegung und interne Buchführung findet Satz 2 erstmals zu Beginn des jeweils ersten vollständigen Geschäftsjahres nach dem Inkrafttreten des Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften [BGBl ...] Anwendung.“

2.1.1.3 Absatz 3

Die Bezeichnung „Konten“ in Satz 5 ist buchhalterisch nicht korrekt, vielmehr handelt es sich um „Kontierungsobjekte“. Der BDEW bittet um eine Klarstellung der Begrifflichkeit.

Der BDEW schlägt für Absatz 3 Satz 5 folgende Änderung vor:

In Satz 5 ~~wird das Wort~~ werden die Worte „der“ ~~vor dem Wort~~ „Konten“ durch die Wörter „zu den Kontierungsobjekten“ ersetzt.

2.1.1.4 Absatz 7

Der BDEW begrüßt die beabsichtigte Neuregelung zum Wegfall einer parallelen Übermittlungspflicht der Abschlussunterlagen von Abschlussprüfer und Auftraggeber. Jedoch sollte festgelegt werden, dass der Auftraggeber der Prüfung die Unterlagen an die Regulierungsbehörde übersendet, da nur zwischen dem Auftraggeber und dem Abschlussprüfer ein Rechtsverhältnis besteht.

Der BDEW schlägt für Absatz 1 vor, das Wort "Energieversorgungsunternehmen" durch die Wörter „Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen im Sinne des § 3 Nummer 38“ zu ersetzen und die vorgesehene Einfügung „einschließlich rechtlich selbständiger Unternehmen...sowie Betreiber von Speicheranlagen“ zu streichen. Folgerichtig wird der Inhalt von Absatz 7 letzter Satz des Entwurfs überflüssig und ist zu streichen.

Der BDEW schlägt die Streichung von Absatz 7 Satz 7 vor.

~~[...] Prüfberichte von solchen Unternehmen nach Absatz 1 Satz 1, die mittelbar oder unmittelbar energiespezifische Dienstleistungen erbringen, sind der Regulierungsbehörde zu übersenden, die für das regulierte Unternehmen nach § 54 Absatz 1 zuständig ist.~~

2.1.2 § 12 - Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen, Verordnungsermächtigung

2.1.2.1 Absatz 3a

Einer Verordnungsermächtigung zur Kontrolle des Nachrüstungsprozesses zur Gewährleistung der Systemstabilität nach § 12 Absatz 3a EnWG bedarf es aus Sicht des BDEW nicht. Die Systemstabilitätsverordnung enthält Fristen für die Nachrüstung einzelner Anlagen und Regelungen zur Kostentragung und ist insoweit ausreichend. Der BDEW sieht hier die Gefahr, dass über einen neu zu installierenden „Kontrollmechanismus“ weitere Belastungen und Aufwand für die Netzbetreiber eingeführt werden.

2.1.3 § 17a – Bundesfachplan Offshore des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie

Die vorgeschlagene Regelung ist aus Sicht des BDEW zu begrüßen. Insbesondere die für den Bundesfachplan Offshore (bisher „Offshore Netzplatz“) nunmehr vorgesehenen Inhalte, wie standardisierte Technikvorgaben, finden Zustimmung.

2.1.4 § 17b – Offshore-Netzentwicklungsplan

Die aktuellen Umsetzungsregelungen (Positionspapier der BNetzA) für die Netzanbindung von Offshore-Windparks (OWP) erfüllen nicht den gesetzlichen Anspruch des rechtzeitigen Netzanschlusses bei ihrer Fertigstellung. Die Ursache hierfür liegt in dem bisherigen Regelungsansatz, die Bestellung des Netzanschlusses durch den ÜNB (Zuschlag) möglichst zeitgleich mit der Investitionsentscheidung des OWP-Investors zu treffen. Aufgrund von Liefer- und Fertigungsengpässen bei den Herstellern von Kabeln und weiteren Komponenten dauert die Herstellung einer Netzanbindung länger als die Errichtung eines OWP. Das damit einhergehende Nicht-Erfüllen des gesetzlichen Anspruchs auf Netzanschluss führt auf Seiten der OWP-Betreiber und ÜNB zu hohen Risiken. In der Folge droht der Ausbau der Stromerzeu-

gung aus Offshore-Windkraftanlagen zu stocken, weil sich angesichts der bestehenden Risiken nicht ausreichend Investoren finden.

Daher hatte der BDEW bereits in seinem Positionspapier „Bestimmung von Kriterien für die Genehmigung zur Errichtung von Offshore-Netzanbindungen“ vom 30. Januar 2012 einen Systemwechsel bei der Netzanbindung von OWP gefordert, der den Ausbaugeschwindigkeiten auf Seiten der ÜNB und der OWP-Betreiber Rechnung trägt und mit den Ausbauzielen der Bundesregierung vereinbar ist. Ziel sollte eine Weiterentwicklung des in § 17 Absatz 2a EnWG vorgesehenen Offshore-Netzplans (im Gesetzentwurf „Bundesfachplan“) hin zu einem 10-Jahres-Offshore-Netzplan (im vorliegenden Gesetzentwurf „Offshore-Netzentwicklungsplan“ genannt) sein, in welchem der Realisierungszeitpunkt, Ort und die Größe künftiger Netzanschlüsse so festgelegt werden, dass ein vorausschauender Netzausbau – losgelöst vom Entwicklungsstand einzelner OWP – möglich wird.

Vor diesem Hintergrund ist der im vorliegenden Gesetzentwurf enthaltene Offshore-Netzentwicklungsplan ausdrücklich zu begrüßen, da damit der erforderliche Systemwechsel grundsätzlich eingeleitet wird. Ungeachtet dessen, wirft die in dem Entwurf enthaltene konkrete Ausgestaltung Fragen auf, die unter Umständen dazu führen können, dass die erwartete Wirkung dieses Instruments ausbleibt.

2.1.4.1 Absatz 1

Die in dem ersten Absatz des Paragraphen enthaltene jährliche Weiterentwicklung des auf zehn Jahre angelegten Offshore-Netzentwicklungsplans wird vom BDEW ausdrücklich begrüßt und entspricht grundsätzlich dem gemeinsam mit der Stiftung Offshore, dem Offshore-Forum Wind, dem VDMA, Tennet und 50 Hertz verfassten Positionspapier „Eckpunkte eines Systemwechsels bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks“. Allerdings bleiben einige Punkte des Vorschlags aus nicht nachvollziehbaren Gründen unberücksichtigt. So regt der BDEW an, im Zuge der jährlichen Weiterentwicklung des Offshore-Netzentwicklungsplans auch eine Vermaschung von Netzanbindungen zu berücksichtigen, soweit diese volkswirtschaftlich effizient und technisch sinnvoll sind sowie nicht zu Lieferengpässen bei der Herstellung anderweitig benötigter Netzanbindungen führen.

Nach § 17b Absatz 1 des Entwurfs soll der Offshore-Netzentwicklungsplan erstmalig zum 3. März 2013 vorgelegt werden. Wesentliche Grundlage hierfür ist jedoch der Bundesfachplan Offshore. Obwohl die Verpflichtung zur Erstellung des Bundesfachplans Offshore (früher Offshore-Netzplan) bereits seit dem 5. August 2011 gilt, hat das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie diesen bisher nicht vorgelegt und hat dies nach unserem Kenntnisstand auch nicht für die nächste Zeit geplant.

Da der Offshore-Netzentwicklungsplan nur aussagekräftig sein wird, wenn die Vorgaben des Bundesfachplans Offshore bei seiner Erstellung berücksichtigt werden, ist es unumgänglich, dass der Bundesfachplan Offshore rechtzeitig vorliegt. Wir regen daher an, auch hierfür eine Frist im Gesetz zu verankern. Spätestens bis zum 1. Oktober 2012 sollte der Bundesfachplan

Offshore vorliegen, damit seine Ergebnisse in ausreichendem Maße für den Offshore-Netzentwicklungsplan berücksichtigt werden können.

2.1.4.1.1 *Klarstellung Netzverknüpfungspunkt*

Nach dem Referentenentwurf sollen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Festlegung der zeitlichen Abfolge Kriterien berücksichtigen, die für die Bereitstellung des Netzanschlusses relevant sind. Das ist aus Sicht des BDEW zu begrüßen. Zur Vermeidung von Rechtsunsicherheiten bedarf es jedoch der juristischen Klarstellung, wie der einschlägige Netzverknüpfungspunkt zu bestimmen ist. Aus Sicht des BDEW sollte die geltende Regelung des § 17 Absatz 2a Satz 1 EnWG beibehalten werden.

2.1.4.1.2 *Formulierungsvorschlag:*

“(1) ... bis einschließlich der Netzanknüpfungspunkte an Land zusammen mit dem nationalen Netzentwicklungsplan nach § 12b zur Bestätigung vor. Netzverknüpfungspunkt ist der technisch und wirtschaftlich günstigste Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes. [...] Dabei ist auch eine potenzielle Vermaschung auf ihre volkswirtschaftliche Effizienz und technische Sinnhaftigkeit zu prüfen.”

2.1.4.2 Absatz 2

Der im zweiten Absatz vorgesehene Zeitplan, den der Offshore-Netzentwicklungsplan enthalten soll sowie die vorgesehene Nutzung von technischen Standards, sind aus Sicht des BDEW positiv zu bewerten. Gleiches gilt dafür, dass der Offshore-Netzentwicklungsplan im Einklang mit dem Netzentwicklungsplan (Onshore) stehen muss.

2.1.4.2.1 *Kriterien bei der Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplanes*

Bedauerlicherweise fehlt bei den aufgezählten Kriterien für die Bestimmung der zeitlichen Abfolge eine Berücksichtigung der aktuellen Realisierungsgrade der Offshore-Windparkprojekte. Hier ist ein abgestimmtes Vorgehen zur Festlegung der zeitlichen Reihenfolge des Netzanschlusses vonnöten um einen zeitnahen und volkswirtschaftlich effizienten Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland zu erreichen. Insbesondere für fortgeschrittene Offshore-Projekte besteht eine große Gefahr, dass die Vorhaben, die unmittelbar vor der finalen Investitionsentscheidung stehen und somit zügig umgesetzt werden könnten, erst spät einen Netzanschluss erhalten.

2.1.4.2.2 *Formulierungsvorschlag:*

“(2) [...] Die Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen bei der Erstellung des Planes darüber hinaus den Realisierungsfortschritt der Offshore-Windkraftprojekte.”

2.1.5 § 17c – Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde

2.1.5.1 Absatz 1

Die in § 17 c Absatz 1 des Gesetzentwurfs vorgesehene Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde nach vorangegangener gemeinsamer Prüfung mit dem BSH, schafft Rechtssicherheit und ist daher aus Sicht des BDEW unerlässlich. Vor dem Hintergrund, dass die Offshore-Ausbauziele durch die Bundesregierung definiert worden sind und angesichts der hohen Bedeutung des Offshore-Netzentwicklungsplans für die Erreichung dieser Ziele, sollte die Genehmigung des Offshore-Netzentwicklungsplans aus Sicht des BDEW nicht allein durch die BNetzA in Abstimmung mit dem BSH, sondern auch unter Einbeziehung des BMWi erfolgen.

2.1.5.1.1 *Formulierungsvorschlag:*

“(1) Die Regulierungsbehörde prüft in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie sowie mit dem Bundeswirtschaftsministerium die Übereinstimmung des Offshore-Netzentwicklungsplans mit den Anforderungen gemäß § 17b [...]”

2.1.6 § 17d – Umsetzung des Offshore-Netzentwicklungsplans

2.1.6.1 Absatz 2

2.1.6.1.1 *Informationspflichten*

Absatz 2 sieht vor, dass der anschlusspflichtige ÜNB, der eine Anbindungsleitung nach Absatz 1 errichtet, spätestens nach Auftragsvergabe das Datum der voraussichtlichen Fertigstellung gegenüber dem OWP-Betreiber bekanntmachen muss. Aus Sicht des BDEW ist diese Vorgabe für die Kommunikation zwischen ÜNB und OWP-Betreibern nicht ausreichend und lässt ein hohes Potenzial zur Kostenreduktion ungenutzt.

Der BDEW sieht in der frühestmöglichen und umfassenden Abstimmung organisatorischer Abläufe zwischen den OWP, die bereits einen Zuschlag auf Anschlusskapazität erhalten haben, und dem ÜNB eine Möglichkeit zur Beschleunigung und Kostensenkung. Soweit den ÜNB bereits im Vorfeld der Vergabe von Anschlusskapazitäten relevante Kenntnisse zur Verfügung stehen, veröffentlichen sie diese auf Ihrer Internetseite.

Von entscheidender Bedeutung ist dabei eine vorherige Festlegung der gegenseitigen Informationspflichten anhand derer im Streitfall ein durch eine der beiden Parteien zu bestellender Dritter die Einhaltung der Rahmenbedingungen prüfen und die zur Schadenminderungspflicht nötigen Maßnahmen festsetzen kann. Hierfür braucht dieser Dritte entsprechende Kompetenzen und eine regulatorische Absicherung, die gewährleistet, dass die ggf. durch seine Anforderungen entstehenden Kosten beim ÜNB über Netzentgelte gewälzt werden können. Aus Sicht des BDEW sollte die BNetzA bei Streitfragen entscheiden. Das hätte den Vorteil, die Wälzbarkeit eventueller Mehrkosten bei den ÜNB und ein höheres Maß an Planungssicherheit zu gewährleisten.

Das zentrale Instrument zur Umsetzung des vorgeschlagenen Informationsaustauschs sind Realisierungsfahrpläne, deren Vereinbarung durch die BNetzA vorgeschrieben und bzgl. des wesentlichen Inhalts, des Verfahrens, der Beteiligten und der vorgesehenen Konsequenzen bei Nichteinhaltung konkretisiert werden sollten. Der gemeinsam aufgestellte Realisierungsfahrplan soll ein größtmögliches Maß an Verbindlichkeit erlangen und zu einer vollständigen Transparenz führen, insbesondere im Hinblick auf

- die jeweiligen Projektmeilensteine,
- die Bemühungen zur Einhaltung der Zeitpläne,
- die ggf. entstehenden Konsequenzen durch mögliche Verzögerungen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Windparkbetreibern.

Die aus dem Informationsaustausch gewonnenen Erkenntnisse erhöhen die Planungssicherheit des ÜNB und die des OWP-Betreibers. Darüber hinaus können diese Erkenntnisse auch bei der Weiterentwicklung des Offshore-Netzentwicklungsplans berücksichtigt werden. Es ist sogar damit zu rechnen, dass die Regelungen zu Haftungs- und vor allem Umlagefragen im Falle von Verzögerungen mangels Anwendungsfällen zunehmend an Bedeutung verlieren werden.

2.1.6.1.2 Verbindlicher Fertigstellungstermin

Durch das beschriebene Verfahren im 2. Absatz kann der voraussichtliche Fertigstellungstermin einer Netzanbindung mit Zustimmung und nach pflichtgemäßem Ermessen der BNetzA geändert werden. 30 Monate vor dem voraussichtlichen Fertigstellungstermin wird dieser verbindlich.

Einerseits erscheint dies angesichts der zu tätigen Investitionen und der Errichtungsdauer eines OWP angemessen bemessen. Fertigungszeiträume und begrenzte Logistikkapazitäten lassen kaum eine flexible Zeitgestaltung zu. Mit einer kürzeren Frist für einen verbindlichen Netzanschlussstermin und damit auch für ein Wirksamwerden der Entschädigungsansprüche bei verzögertem Netzanschluss nach § 17e würden erhebliche finanzielle Risiken auf die Investoren von OWP verlagert. In der Praxis würde eine kürzere Frist dazu führen, dass verbindliche Liefer- und Finanzierungsverträge ab dem Zeitpunkt, an dem der Fertigstellungstermin verbindlich feststeht, unterschrieben werden, da auch die Entschädigungsregelung erst ab diesem Zeitpunkt greift. Im Ergebnis würden dadurch erhebliche Verzögerungen statt-

finden. Das wäre volkswirtschaftlich unsinnig. Hinzu käme, dass zu diesem Zeitpunkt möglicherweise der Entzug des Netzanschlusses wegen der use-it-or-lose-it-Regelung drohen würde.

Andererseits sinkt das Risiko einer Terminverschiebung erheblich mit zunehmender Nähe zu dem voraussichtlichen Fertigstellungstermin. In der Praxis hat sich gezeigt, dass die ÜNB aufgrund ihrer Abhängigkeit von Zulieferern meist erst 24 Monate vor dem Fertigstellungstermin diesen verbindlich zusagen können. Wird die Terminzusage – wie in dem Gesetzentwurf vorgeschlagen – bereits 30 Monate vor dem voraussichtlichen Fertigstellungstermin verbindlich, muss mit Risikozuschlägen auf Seiten der Zulieferer gerechnet werden.

Vor dem Hintergrund dieses Dilemmas regt der BDEW folgende zweistufige Vorgehensweise an, die gleichermaßen den Bedürfnissen der OWP-Betreiber und den Bedürfnissen der ÜNB Rechnung trägt:

1. Die Anschlusskapazität wird 36 Monate vor dem voraussichtlichen Fertigstellungstermin verbindlich festgelegt. Verschiebt sich der voraussichtliche Fertigstellungstermin zwischen dem 36. und dem 24. Monat vor der voraussichtlichen Fertigstellung nach hinten, verbleibt die voraussichtliche Anschlusskapazität verbindlich. Auf diese Weise kann der OWP-Betreiber seine Projektplanung vorantreiben und ggf. bereits Verträge abschließen, ohne jedoch den exakten Fertigstellungstermin bereits vertraglich festzulegen.
2. Es wird ein Realisierungsfahrplan zwischen ÜNB und OWP vereinbart und im Rahmen eines regelmäßigen Informationsaustauschs zwischen ÜNB und OWP-Betreibern aktualisiert (siehe "Informationspflichten").
3. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin wird - wie im Referentenentwurf vom 15. August 2012 vorgeschlagen - 24 Monate vor der voraussichtlichen Fertigstellung der Netzanbindung verbindlich.

2.1.6.1.3 Formulierungsvorschlag:

"(2) Der anschlusspflichtige Übertragungsnetzbetreiber und der Betreiber der Offshore-Anlage vereinbaren frühzeitig einen gemeinsamen Realisierungsfahrplan und informieren sich gegenseitig monatlich über den Entwicklungsstand, jedoch unverzüglich, soweit Kenntnis über mögliche Verzögerungen im Projektablauf erlangt wird. Die Bundesnetzagentur kann durch Festlegung gemäß § 29 Absatz 1 Konkretisierungen hinsichtlich des Inhalts, des Verfahrens, der Beteiligten und der vorgesehenen Konsequenzen bei Nichteinhaltung des Realisierungsfahrplans vornehmen. Der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber, der eine Anbindungsleitung nach Absatz 1 errichtet, hat spätestens nach Auftragsvergabe das Datum des voraussichtlichen Fertigstellungstermins der Anbindungsleitung dem Betreiber der Offshore-Anlage gegenüber bekannt zu machen und auf seiner Internetseite zu veröffentlichen. Der bekannt gemachte voraussichtliche Fertigstellungstermin kann nur mit Zustimmung der Regulierungsbehörde geändert werden; die Regulierungsbehörde trifft die Entscheidung nach pflichtgemäßem Ermessen und unter Berücksichtigung der Interessen der Beteiligten

und der volkswirtschaftlichen Kosten. 36 Monate vor Eintritt der voraussichtlichen Fertigstellung wird die zugesagte Anschlusskapazität verbindlich und kann auch durch danach erfolgende Verschiebungen des Fertigstellungstermins nicht mehr abgeändert werden. ~~24~~ 30 Monate vor Eintritt der voraussichtlichen Fertigstellung wird der bekannt gemachte Fertigstellungstermin verbindlich.”

2.1.6.2 Absatz 3

2.1.6.2.1 *Anwendung des “use it or lose it”-Prinzips*

Grundsätzlich ist es aus Sicht des BDEW in Ordnung, dass nicht genutzte Anschlusskapazitäten anderen Bewerbern zur Verfügung gestellt werden. Aus Sicht des BDEW sollte die “Use it or lose it”-Regelung auch auf OWP angewendet werden, die vor dem 1. August eine unbedingte Netzanbindungszusage erhalten haben. Auf diese Weise würden ggf. Kapazitäten für andere OWP frei, so dass ggf. erforderliche Entschädigungszahlungen wegen Verzögerung der Netzanbindung vermieden/reduziert werden können (siehe Anmerkungen zu “§ 118 - Übergangsregelungen”). Allerdings wäre der Begriff „Offshore-Anlage“ zu konkretisieren bzw. zu ergänzen. So ist eine rechtzeitige Realisierung des OWP unter Umständen noch immer möglich, auch wenn noch keine Arbeiten bis 12 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin begonnen wurden. Dies wäre beispielsweise dann der Fall, wenn der OWP-Betreiber zunächst mit anderen Bauleistungen (Fundamentstrukturen, Umspannplattform) beginnt.

2.1.6.2.2 *Formulierungsvorschlag:*

“(3) [...] Die Regulierungsbehörde kann in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie die für die Offshore-Anlage vorgesehene Anschlusskapazität in einem diskriminierungsfreien Verfahren auf andere Offshore-Anlagen übertragen, wenn der Betreiber der Offshore-Anlage nicht spätestens 12 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin mit der Errichtung der Offshore-Anlage, der Umspannanlage oder der Fundamentstrukturen begonnen hat oder die technische Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlage nicht innerhalb von 12 Monaten nach dem verbindlichen Zeitpunkt für die Fertigstellung der Anbindungsleitung nach Absatz 2 Satz 3 hergestellt ist.”

2.1.6.3 Absatz 5

Absatz 5 legt fest, dass die BNetzA durch Festlegung gemäß § 29 Absatz 1 EnWG nähere Bestimmungen zu Inhalt und Verfahren des Offshore-Netzentwicklungsplans stellen kann. Insbesondere kann sie nach dem vorliegenden Gesetzentwurf weitere Kriterien zur Bestimmung der zeitlichen Abfolge bei der Umsetzung festlegen.

Insbesondere letzter Punkt ist vor dem Hintergrund der bisherigen Erfahrungen mit der restriktiven Genehmigungspraxis der BNetzA problematisch. Es sind die aktuellen Umsetzungs-

regelungen (Positionspapier der BNetzA) für die Netzanbindung, die durch den Systemwechsel abgelöst werden sollen, da sie eben nicht dazu führen, dass der gesetzliche Anspruch des rechtzeitigen Netzanschlusses erfüllt werden kann.

Die in dem Gesetzentwurf enthaltene Möglichkeit zur Bestimmung weiterer Kriterien zur Bestimmung der zeitlichen Abfolge darf nicht erneut dazu führen, dass durch Festlegung Zeiträume im Offshore-Netzentwicklungsplan festgehalten werden, die letzten Endes nicht haltbar sind. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW, die Ermächtigung der BNetzA zur Festlegung weiterer Kriterien zur Bestimmung der zeitlichen Abfolge an eine Zustimmung durch das Bundeswirtschaftsministerium zu knüpfen.

2.1.6.3.1 *Formulierungsvorschlag:*

„(5) Die Regulierungsbehörde kann durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 und mit Zustimmung des Bundeswirtschaftsministeriums nähere Bestimmungen treffen [...]“

2.1.7 § 17e – Entschädigung bei Störung oder Verzögerung der Anbindung von Offshore-Anlagen; Verordnungsermächtigung

2.1.7.1 Absatz 1

2.1.7.1.1 *Definition „Tag“*

Klarstellungsbedürftig ist aus Sicht des BDEW, wie ein „Tag“ i.S.d. § 17 e EnWG-E zu definieren ist. Der BDEW geht davon aus, dass ein Tag gleichbedeutend mit 24 Stunden ist und damit beispielsweise im Fall des § 17 e Absatz 1 Satz 3 EnWG-E der Betreiber der Offshore-Anlage nach insgesamt 432 Stunden (18 Tage) eine Entschädigung vom anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber verlangen kann.

2.1.7.2 Absatz 2

2.1.7.2.1 *Voraussetzung für Entschädigungsansprüche bei verzögerter Netzanbindung*

Bei verzögertem Netzanschluss muss gemäß dem vorliegenden Gesetzentwurf neben den Fundamenten für die Turbinen mindestens auch das komplette Umspannwerk des Betreibers auf See errichtet sein. Diese Anforderung steht aus Sicht des BDEW im Widerspruch zu den von der Bundesregierung am 2. Juni 2012 verkündeten Eckpunkten und zum Gebot der Schadensminimierung und lässt unberücksichtigt, dass es sich zumindest bei der Topside eines Umspannwerkes um eine technisch hochkomplexe Anlage handelt (ähnlich dem Maschinenkopf der WEA). Soweit das Umspannwerk auf See errichtet wird, zieht dieses weitere Kosten in Höhe von etwa 10 Millionen Euro pro Jahr nach sich, da Instandhaltungsmaßnahmen erforderlich sind, damit das Umspannwerk witterungsbedingt keinen Schaden nimmt. Es ist daher sinnvoll, bei absehbarer Verzögerung des Netzanschlusses noch nicht mit der Er-

richtung des Umspannwerks zu beginnen. Zusätzlich droht dem Windparkbetreiber der Verlust von Gewährleistungsansprüchen für Fehler an den Anlagenkomponenten gegenüber den Zulieferern, die erst mit der Inbetriebnahme offensichtlich werden.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW die Anforderung dahingehend zu modifizieren, dass – wie bei den WEA – die Möglichkeit besteht, die Topside nicht zu installieren, sondern lediglich das Fundament des Umspannwerkes zu errichten. Dabei ist sicherzustellen, dass das Kabel des Netzbetreibers am Fundament aufgenommen werden kann, für den Fall, dass die Netzanbindung früher erfolgt als die Errichtung der Umspannplattform. Zudem ist durch intensive Kommunikation zwischen ÜNB und OWP-Betreiber sicherzustellen, dass die Herstellung der Netzanbindung und die Errichtung der Umspannplattform möglichst zeitgleich geschehen (vgl. Hinweise zu Informationspflichten in § 17d).

2.1.7.2.2 Konkretisierung der Gesetzesbegründung zur Bestimmung der durchschnittlichen Einspeisung einer vergleichbaren Anlage.

Die Regelung zur Entschädigung bei Störungen oder Verzögerungen der Anbindung von Offshore-Anlagen nach § 17e Absatz 1 bis 3 des Gesetzentwurfs werden ausdrücklich begrüßt. Allerdings ist die Bestimmung des Vergütungsanspruchs anhand vergleichbarer Anlagen aus Sicht des BDEW problematisch, da die Vergleichbarkeit der Anlagen aufgrund der Typenvielfalt und der Unterschiede zwischen den Standorten nicht gegeben ist. Daher sollten die Entschädigungen mit windparkspezifischen Erträgen berechnet werden. Andernfalls würden küstenferne Windparks mit sehr guten Ertragsaussichten diskriminiert werden. Mit deutlich weniger als 90 Prozent ihrer erzielbaren Einspeisevergütung würden sie einen erheblich höheren Eigenbeitrag als ertragsschwächere aber leicht zu erschließende Windparks leisten.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW, den Schadenersatzanspruch wie folgt zu ermitteln und in der Gesetzesbegründung zu beschreiben:

Soweit eine Windmessung vor Ort bereits möglich ist, kann der Schadenersatzanspruch mit Korrelation der Leistungskennlinie (FGW) der betroffenen WEA berechnet werden. Wenn eine Windmessung vor Ort nicht erfolgt, können hilfsweise die Daten der Windmessung der FINO-Plattform herangezogen werden.

Soweit im Zuge der Schadensminimierung auf eine vollständige Installation der WEA verzichtet wurde, bestimmt sich die bei der Berechnung des Anspruches auf Entschädigung nach diesem Absatz anzunehmende Erzeugungslast nach der Zahl der zum verbindlichen Zeitpunkt der Fertigstellung der Anbindungsleitung vorhandenen Fundamente des OWP.

2.1.7.2.3 Überleitungsvorschrift

Der Bezug auf die Überleitungsvorschrift in § 17e Absatz 2 Satz 6 des Gesetzentwurfs wird gestrichen und in § 118 Absatz 12 des Gesetzentwurfs – verändert – überführt (s. zur Erläuterung dort).

2.1.7.2.4 *Formulierungsvorschlag:*

(2) [...] Für den Anspruch auf Entschädigung nach diesem Absatz ist von einer Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlage im Sinne von Satz 1 auch auszugehen, wenn das Fundament der Offshore-Anlage und das Fundament der die für die Offshore-Anlage vorgesehenen Umspannanlage zur Umwandlung der durch eine Offshore-Anlage erzeugten Elektrizität auf eine höhere Spannungsebene errichtet sind, soweit das Fundament der Umspannplattform das Anschlusskabel aufnehmen kann und von der Herstellung der tatsächlichen Betriebsbereitschaft zur Schadensminimierung abgesehen wurde. [...] ~~Dem Zeitpunkt der verbindlichen Fertigstellung der Anbindungsleitung gemäß § 17d Absatz 2 Satz 3 steht der Fertigstellung aus der unbedingten Netzanbindungszusage gleich, soweit die unbedingte Netzanbindungszusage dem Betreiber der Offshore-Anlage bis zum 1. August 2012 erteilt wurde.~~

2.1.7.3 Ergänzung: Absatz 3a – Instandhaltungs- und Schadensminderungskosten

Im Zuge der Verzögerung oder der Störung einer Netzanbindung kann es zu nicht abwendbaren Instandhaltungskosten (Notstromversorgung) kommen. Zudem ist denkbar, dass auch Maßnahmen zur Schadensminderung zwar den Gesamtschaden reduzieren, aber dennoch Mehrkosten gegenüber der ursprünglichen Planung verursachen. Der BDEW hält es daher für sachlich geboten, auch diese Instandhaltungs- und Schadensminderungskosten – soweit diese nachgewiesen werden – in den Entschädigungsanspruch einzubeziehen.

2.1.7.3.1 *Formulierungsvorschlag*

(3a) Treten in den Fällen der Absätze 1 bis 2 Kosten für die Instandhaltung oder Schadensminderung auf, so kann der Betreiber der Offshore-Anlage für diese gegenüber dem anbindungspflichtigen Übertragungsnetzbetreiber eine Entschädigung verlangen.

2.1.7.4 Absatz 6

2.1.7.4.1 *Wahlmöglichkeiten des OWP-Betreibers*

Hier ist eine Klarstellung hinsichtlich der Rechtsfolge erforderlich, was geschieht, wenn der OWP-Betreiber dem ÜNB mit dem Tag, zu dem die Entschädigungspflicht des anbindungsverpflichteten ÜNB beginnt, mitteilt, ob er die Entschädigung nach den Absätzen 1 bis 6 begehrt, oder ob die Berücksichtigung der im Sinne des Absatzes 1 oder 2 verzögerten oder gestörten Einspeisung nach § 31 Absatz 4 EEG erfolgen soll. So könnte beispielsweise eine automatische Festlegung auf eine Alternative definiert werden.

2.1.7.4.2 Formulierungsvorschlag

(6) Sofern ~~Der~~ Betreiber der Offshore-Anlage ~~hat~~ dem anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber mit dem Tag, zu dem die Entschädigungspflicht des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers nach Absatz 1 oder Absatz 2 dem Grunde nach beginnt, ~~mitzuteilen~~ mitteilt, ~~ob dass er die Entschädigung nach den Absätzen 1 bis 2 begehrt oder ob die Berücksichtigung der für die~~ im Sinne des Absatzes 1 oder Absatzes 2 verzögerten oder gestörten Einspeisung nach § 31 Absatz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erfolgen soll, finden die Absätze 1 bis 3 keine Anwendung.

2.1.8 § 17f – Belastungsausgleich

2.1.8.1 Absatz 1 und 2

2.1.8.1.1 *Haftung bei Fahrlässigkeit*

Absatz 2 differenziert nicht zwischen unterschiedlichen Graden von Fahrlässigkeit (z. B. einfacher oder grober Fahrlässigkeit) und bestimmt einen Selbstbehalt, den der ÜNB nur abwenden kann, soweit er nachweisen kann, dass er nicht fahrlässig gehandelt hat (Beweislastumkehr). Der jährliche Selbstbehalt des ÜNB ist auf 100 Mio. € begrenzt (ergibt sich rechnerisch aus der abgestuften Haftungsregel). Hinzu kommt, dass Vertragsstrafen, Versicherungsleistungen und Ersatzleistungen Dritter nicht zur Minderung des Selbstbehalts eingesetzt werden dürfen, sondern vollständig im Rahmen des Belastungsausgleichs zu berücksichtigen sind (Absatz 4).

Diese Regelung weicht in erheblichem Maße von den Haftungsregeln bei Netzanbindungen an Land ab. So ist nach § 18 Absatz 1 Satz 2 NAV die Haftung für Vermögensschäden bei einfacher Fahrlässigkeit vollständig ausgeschlossen. Bei Netzstörungen an Land sieht § 18 Absatz 4 Satz 1 NAV eine maximale Haftung des ÜNB für Vermögensschäden in Höhe von 8 Mio. Euro pro Schadensfall bei grober Fahrlässigkeit vor. Aus Sicht des BDEW sollten bei gleicher Rendite wie für Netzinvestitionen an Land auch die gleichen Haftungsgrundsätze greifen.

Zu beachten ist insbesondere, dass der anschlusspflichtige Übertragungsnetzbetreiber in hohem Maße von Erfüllungsgehilfen (Zulieferern) abhängig ist. Soweit eine Verzögerung der Netzanbindung eines OWP beispielsweise diesen Erfüllungsgehilfen zugeordnet werden und diesen Fahrlässigkeit nachgewiesen werden kann, würde letzteres auch auf den anschlusspflichtigen ÜNB zutreffen. In der Folge müsste der anbindungsverpflichtete ÜNB regelmäßig 100 Mio. Haftung selbst tragen, auch wenn die Ursachen der Verzögerung außerhalb der eigenen Sphäre, nämlich beim Lieferanten als Erfüllungsgehilfen liegen. Eine Kompensation durch Regress beim Lieferanten scheitert an der Verpflichtung, „gezahlte Vertragsstrafen“ in den Belastungsausgleich einzubringen (siehe auch Anmerkungen zu Absatz 4).

Erschwerend kommt hinzu, dass die technisch anspruchsvollen Offshore-Netzanschlüsse kaum versicherbar sind. Verspätungsschäden bei einfacher Fahrlässigkeit sind offshore sogar komplett nicht versicherbar. Auch bei grober Fahrlässigkeit sind wegen mangelnder Be-

triebserfahrung mit Offshore-Netzanschlüssen derzeit nur wenige Versicherer bereit, für Vermögensschäden einzutreten und auch dies nur innerhalb enger Höchstbeträge. Dies bestätigen die führenden Versicherungsmakler in Deutschland ausdrücklich.

Zu berücksichtigen ist aus Sicht des BDEW zudem, dass der Ausbau der Offshore-Infrastruktur nicht durch wirtschaftliche Eigeninteressen der ÜNB vorangetrieben wird, sondern durch gesetzliche Regelungen vorgeschrieben ist.

Nicht zuletzt sei darauf hingewiesen, dass der jährliche Selbstbehalt von 100 Mio. € überdimensioniert ist. Dies wird in Anbetracht des Jahresergebnis der TenneT Deutschland in Höhe von 152 Mio. € im Jahr 2011 (EBIT nach IFRS) deutlich. Für 2012 wird ein vergleichbares Ergebnis erwartet.

Unter Berücksichtigung dieser Argumente hält der BDEW eine Begrenzung der Risikoübernahme auf Fälle grober Fahrlässigkeit und Vorsatz für sachlich geboten (vgl.: BDEW-Positionspapier „Vorschläge zum Umgang mit Kosten durch Störungen und Verzögerungen der Netzanbindung von Offshore Windparks“ vom 22. Mai 2012).

Der Jahresdeckel für den Selbstbehalt für Vermögensschäden bei grober Fahrlässigkeit sollte nach Auffassung des BDEW zunächst auf 40 Mio. € p.a. festgesetzt werden. Zudem sollte eine jährliche Neufestlegung der Haftungsgrenze in Abhängigkeit von der aktuellen Schadensentwicklung und der jeweiligen Angebotslage am Versicherungsmarkt erfolgen.

2.1.8.1.2 Beweislastumkehr zur Lasten des anschlusspflichtigen ÜNB

Aus Sicht des BDEW würde die vorgeschlagene Beweislastumkehr weitere Hemmnisse für Investoren aufbauen und insgesamt zu unnötigen Mehrkosten führen. Der Nachweis wird einen erheblichen Zeitaufwand und Unsicherheit bedeuten, zumal in einer Phase in der der ÜNB sich auf die Wiederherstellung des ungestörten Zustandes konzentrieren sollte.

Der BDEW empfiehlt daher die Vermutungsregelung ersatzlos zu streichen. Da es sich um eine rechtlich bislang nicht durchdrungene Regelungsmaterie handelt, sollten die Verschuldensmaßstäbe nach allgemeinen Grundsätzen angewendet und nicht durch eine undifferenzierte gesetzliche Vermutung einseitig vorgeprägt werden.

2.1.8.1.3 Horizontale Wälzung von Sachschäden

Durch die vorgeschlagene Regelung sind die Risiken bzgl. Sachschäden ohne sachliche Rechtfertigung ausschließlich durch den jeweiligen anbindungsverpflichteten ÜNB zu tragen. Aus Sicht des BDEW sollten diese ebenfalls dem Belastungsausgleich zugeordnet werden.

2.1.8.1.4 Redaktionelle Klarstellung

§ 17 f Absatz 1 Satz EnWG-E regelt den Grundsatz des Belastungsausgleichs, der nach § 17 Absatz 1 Satz 2 EnWG-E in den Absätzen 2 bis 6 des § 17 f EnWG-E modifiziert wird. Der in Absatz 1 Satz 1 enthaltene Einschub „soweit diese nach dieser Vorschrift dem Belastungs-

ausgleich unterliegen“ irritiert vor dem Hintergrund des eben beschriebenen Aufbaus der Norm. Da alle in § 17 e EnWG-E aufgeführten Entschädigungsarten (Störung, Verzögerung, Wartung) dem Belastungsausgleich unterliegen und die Ausnahmen von dem in Absatz 1 Satz 1 beschriebenen Grundsatz in den folgenden Absätzen aufgeführt werden, kann dieser Einschub aus Sicht des BDEW entfallen.

2.1.8.1.5 Formulierungsvorschlag

„(1) Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang ihrer Kosten für Entschädigungszahlungen nach § 17e, ~~soweit diese nach dieser Vorschrift dem Belastungsausgleich unterliegen~~, einschließlich der Kosten für eine Zwischenfinanzierung sowie der Kosten für Entschädigungszahlungen zur Behebung von Sachschäden, nach Maßgabe der von ihnen oder anderen Netzbetreibern im Bereich ihres Übertragungsnetzes an Letztverbraucher gelieferten Strommengen über eine finanzielle Verrechnung untereinander auszugleichen. Die Kosten nach Satz 1 können als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf Letztverbrauchern umgelegt werden. § 9 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes ist entsprechend anzuwenden, soweit sich aus den Absätzen 2 bis 6 oder einer Rechtsverordnung nach § 17j nichts anderes ergibt.

(2) Soweit der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber die Störung der Netzanbindung im Sinne von § 17e Absatz 1 oder die nicht rechtzeitige Fertigstellung der Anbindungsleitung im Sinne von § 17e Absatz 2 vorsätzlich verursacht hat, ist der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber nicht berechtigt, einen Ausgleich der Entschädigungszahlungen nach § 17e im Rahmen des Belastungsausgleichs nach Absatz 1 Satz 1 zu verlangen. Soweit der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber die Störung der Netzanbindung im Sinne von § 17e Absatz 1 oder die nicht rechtzeitige Fertigstellung der Anbindungsleitung im Sinne von § 17e Absatz 2 grob fahrlässig verursacht hat, trägt dieser an den nach § 17e erfolgenden Entschädigungszahlungen einen Eigenanteil, der nicht dem Belastungsausgleich nach Absatz 1 Satz 1 unterliegt und der bei der Ermittlung der Netzentgelte nicht zu berücksichtigen ist,

1. in Höhe von 1020 Prozent für den Teil der Entschädigungszahlungen bis zu einer Höhe von 200 Millionen Euro im Kalenderjahr,
2. darüber hinaus in Höhe von 545 Prozent für den Teil der Entschädigungszahlungen, die 200 Millionen Euro übersteigen bis zu einer Höhe von 400 Millionen Euro im Kalenderjahr,
3. darüber hinaus in Höhe von 2,540 Prozent für den Teil der Entschädigungszahlungen, die 400 Millionen Euro übersteigen bis zu einer Höhe von 800 Millionen Euro im Kalenderjahr,

~~Soweit der Betreiber einer Offshore-Anlage einen Schaden aufgrund der nicht rechtzeitigen Herstellung oder der Störung der Netzanbindung erleidet, wird vermutet, dass zumindest Fahrlässigkeit des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers vorliegt.“~~

2.1.8.2 Absatz 3

2.1.8.2.1 *Schadensminimierungspflicht des ÜNB*

Absatz 3 verpflichtet den ÜNB, „alle möglichen und zumutbaren Maßnahmen zu ergreifen, um den eingetretenen Schaden unverzüglich zu beseitigen und weitere Schäden abzuwenden oder zu mindern.“ Andernfalls entfällt der Kostenausgleich. Diese allgemeine formulierte Schadensminderungspflicht bedeutet – unbeschadet der späteren Konkretisierung in der Haftungsverordnung – eine potenziell unbegrenzte Haftung und damit ein substanzielles Investitionshemmnis.

Um dem Anliegen des Gesetzgebers Rechnung zu tragen, einerseits bestmögliche Vorkehrungen zur Schadensbegrenzung und –prävention zu treffen, andererseits Investitionshemmnisse bzw. überzogene Renditeerwartungen zu vermeiden, sollte ein konstruktiver Ansatz gewählt und der anbindungsverpflichtete ÜNB verpflichtet werden, präventiv ein angemessenes Konzept zur Schadensminimierung umzusetzen. In diesem Zusammenhang sind insbesondere volkswirtschaftlich effiziente vorübergehende Anbindungen als Schadensminderungsmaßnahme anzuerkennen. Dabei ist klarzustellen, dass OWP-Betreiber auch dann Anspruch auf Ersatzkompensation haben müssen, wenn die Turbinen, die an einen Interimsanschluss einspeisen, aufgrund von Kapazitätsengpässen tageweise an der Interimsanbindung nicht einspeisen können.

2.1.8.2.2 *Formulierungsvorschlag*

„(3) Der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber hat alle möglichen und zumutbaren Maßnahmen zu ergreifen, um einen Schadenseintritt zu verhindern, den eingetretenen Schaden unverzüglich zu beseitigen und weitere Schäden abzuwenden oder zu mindern. Der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber kann einen Belastungsausgleich nach Absatz 1 Satz 1 nur verlangen, soweit er nachweist, dass er alle möglichen und zumutbaren Schadensminderungsmaßnahmen nach Satz 1 in Einklang mit dem Konzept für Maßnahmen zur Schadensminimierung und zur Prävention nach Satz 3 ergriffen hat. Der anschlussverpflichtete Netzbetreiber ist verpflichtet, ein Konzept für Maßnahmen zur Schadensminderung und zur Prävention vorzulegen und durch die Bundesnetzagentur genehmigen zu lassen. Das Konzept soll insbesondere Vorgaben zur notwendigen Ersatzteilverhaltung sowie zur Schadensminimierung durch vorübergehenden Anschluss der Offshore-Anlagen an eine benachbarte Anlage enthalten. Der vorübergehende Anschluss ist nach Maßgabe des § 23 Anreizregulierungsverordnung als Leitung zur Anbindung einer Offshore-Anlage nach § 23 Absatz 1 Satz 2 Ziffer 5 der Anreizregulierungsverordnung durch die Bundesnetzagentur zu genehmigen. Die Verpflichtung zur Schadensminderung durch den ÜNB gilt als erfüllt, wenn die von der Bundesnetzagentur genehmigten Maßnahmen durch den ÜNB umgesetzt werden. Der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber hat den Schadenseintritt und die ergriffenen Schadensminderungsmaßnahmen zu dokumentieren und darüber auf seiner Internetseite zu informieren.“

2.1.8.3 Absatz 4

2.1.8.3.1 *Versicherungsleistungen, Vertragsstrafen und Ersatzleistungen Dritter*

Die Einbringung von Versicherungsleistungen, gezahlter Vertragsstrafen und Ersatzleistungen Dritter in den Belastungsausgleich verhindert, dass der ÜNB diese zur Minderung seines Selbstbehalts einsetzen kann. Könnten Versicherungsleistungen, gezahlte Vertragsstrafen und Ersatzleistungen Dritter hingegen den Selbstbehalt des ÜNB im Schadenfall mindern, entstünde ein Anreiz für den ÜNB, mit Lieferanten und Versicherern Konditionen auszuhandeln, welche die Hersteller stärker in die Pflicht nehmen. Eine Anrechnung von Pönalen hätte zudem niedrigere Versicherungskosten zur Folge und läge mithin auch im Interesse der Verbraucher.

2.1.8.3.2 *Formulierungsvorschlag*

„4) Die finanzielle Verrechnung nach Absatz 1 Satz 1 erfolgt anhand der zu erwartenden Kosten für das folgende Kalenderjahr und des Saldos der Einnahmen und Ausgaben des vorangegangenen Kalenderjahres. An den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber mit Bezug auf die Schadensereignisse nach § 17e gezahlte Vertragsstrafen, Versicherungsleistungen und Ersatzleistungen Dritter sind auf den Selbstbehalt des ÜNB nach § 17 f Absatz 2, höchstens jedoch bis zur Höhe des Selbstbehalts im jeweiligen Schadenfall anzurechnen. Über den Selbstbehalt des ÜNB hinausgehende Versicherungsleistungen, Vertragsstrafen und Ersatzleistungen Dritter werden bei der Ermittlung der im Rahmen des Belastungsausgleichs auszugleichenden Kosten mindernd zu berücksichtigen.“

2.1.8.4 Absatz 5

2.1.8.4.1 *Ausweisung der Offshore-bedingten Kosten im Preisblatt der Netzbetreiber*

Aus Sicht des BDEW ist zu begrüßen, dass in Absatz 5 vorgesehen ist, dass die Kosten für geleistete Entschädigungszahlungen als Aufschlag auf die Netzentgelte geltend gemacht werden, während eine Ausweisungspflicht gegenüber Letztverbrauchern mangels Regelung in § 40 EnWG nicht besteht. Dahinter steht folgende Überlegung:

Vor dem Hintergrund, dass die Kosten im Rahmen des Offshore-Netzanschlusses und hier in Rede stehende Kosten der ÜNB durch dezentrale Erzeugungsanlagen nicht vermieden werden, sollten die entstehenden Kosten getrennt von den anderweitigen Netzentgelten berechnet werden und nicht in die Ermittlung der vermiedenen Netzentgelte einfließen. Gleichzeitig dürfen diese Kosten nicht den Effizienzvorgaben der Anreizregulierung unterliegen, da andernfalls die Übertragungsnetzbetreiber abermals belastet würden. Daher unterstützt der BDEW eine getrennte Berechnung der offshorebedingten Netzkosten und deren Ausweisung im Preisblatt der Netzbetreiber.

Eine Ausweisung dieser Kosten auf der Letztverbraucherrechnung wäre aus Sicht des BDEW hingegen kontraproduktiv. Eine solche separate Ausweisung der Offshore-Umlage auf der

Letztverbraucherrechnung zöge einen erheblichen bürokratischen Mehraufwand bei den Stromvertrieben nach sich, da in diesem Fall die IT-Systeme bei den Stromvertrieben entsprechend angepasst werden müssten.

Gleichzeitig würde eine Ausweisung einer „Offshore-Umlage“ für den Endkunden kaum Mehrwert generieren, da sie die Offshore-Kosten nicht vollständig widerspiegeln würde. Es entstünde zudem ein verzerrtes Bild, da die Kosten und Folgekosten anderer – insbesondere EEG-geförderter – Energieträger gegenüber dem Letztverbraucher nicht ausgewiesen werden. Vor diesem Hintergrund hält der BDEW die Ausweisung einer „Offshore-Umlage“ auf der Letztverbraucherabrechnung für irreführend und im Ergebnis für verzichtbar und regt an, die beiden durch die ÜNB ermittelten und bis zu den Verteilnetzbetreibern separat ausgewiesenen Kostenpositionen „Netzentgelt“ und „Offshore-Kosten“ durch die Stromvertriebe wieder zu addieren und als gemeinsame Position „Netzentgelte“ auf der Letztverbraucherrechnung auszuweisen.

2.1.9 § 17h – Abschluss von Versicherungen

2.1.9.1.1 Versicherungspflicht

Der Formulierung dieses Absatzes ist nicht klar zu entnehmen, ob eine Versicherungspflicht besteht und unter welchen Umständen keine Versicherungen abzuschließen sind. Im Interesse einer volkswirtschaftlich optimalen Praxis erscheint die enge Abstimmung zwischen ÜNB und BNetzA sinnvoll.

Entsprechend dem Positionspapier „Vorschläge zum Umgang mit Kosten durch Störungen und Verzögerungen der Netzanbindung von Offshore-Windparks“ vom 22. Mai 2012 schlägt der BDEW vor, dass die BNetzA jährlich ein Monitoring hinsichtlich der Versicherbarkeit von Schadensereignissen durchführt und im Wege der Festlegung nach § 29 Absatz 1 EnWG Deckungssumme und Deckungsumfang der vom ÜNB abzuschließenden Versicherungen auf Basis einer gemeinsam mit den ÜNB durchzuführenden Marktabfrage definiert. Stellt die BNetzA fest, dass ein wirtschaftlich sinnvoller Versicherungsschutz nicht im Umfang der in § 17f Absatz 2 vorgesehenen Haftungsgrenzen verfügbar ist, sind die Haftungsgrenzen entsprechend den Gegebenheiten am Versicherungsmarkt durch die BNetzA im Wege der Festlegung nach § 29 EnWG anzupassen.

Laut Begründung zu § 17h EnWG-E sind die Kosten der Versicherung als Kosten des Netzbetriebs bei der Ermittlung der Netzentgelte zu berücksichtigen. Diese Kosten dürfen allerdings nicht als sog. „beeinflussbare Kosten“ behandelt werden. Grundlage für die Bestimmung solcher Kosten ist das sog. „Basisjahr“. Für die zweite Regulierungsperiode (2014-2018) ist das Basisjahr 2011 maßgeblich. Künftige Versicherungskosten könnten demnach erstmalig im Jahr 2019 – dann auf Basis des nächsten Fotojahrs 2016 - geltend gemacht werden. Der Gesetzentwurf ist daher so zu fassen, dass volkswirtschaftlich sinnvolle Versicherungskosten entweder als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Rahmen der ARegV oder unmittelbar im Belastungsausgleich berücksichtigt werden.

2.1.9.1.2 Formulierungsvorschlag zum Umgang mit Versicherungsprämien, Vertragsstrafen und Ersatzleistungen Dritter

ARegV - § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 16 neu:

„16. aus abgeschlossenen Versicherungen nach § 17h EnWG; dazu zählen nicht Erlöse aus Versicherungen, soweit diese bereits im Rahmen des Belastungsausgleichs nach § 17f Absatz 4 EnWG Berücksichtigung finden.“

Alternativ:

§ 17f Absatz 1 (siehe dazu auch Hinweise zu §17f Absatz 1):

„(1) Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang ihrer Kosten für Entschädigungszahlungen nach § 17e, ~~soweit diese nach dieser Vorschrift dem Belastungsausgleich unterliegen~~, einschließlich der Kosten für eine Zwischenfinanzierung, der Kosten für Entschädigungszahlungen zur Behebung von Sachschäden sowie der Kosten für den Abschluss von Versicherungen nach § 17h, nach Maßgabe der von ihnen oder anderen Netzbetreibern im Bereich ihres Übertragungsnetzes an Letztverbraucher gelieferten Strommengen über eine finanzielle Verrechnung untereinander auszugleichen. Die Kosten nach Satz 1 können als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf Letztverbrauchern umgelegt werden. § 9 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes ist entsprechend anzuwenden, soweit sich aus den Absätzen 2 bis 6 oder einer Rechtsverordnung nach § 17j nichts anderes ergibt.

(2) Soweit der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber die Störung der Netzanbindung im Sinne von § 17e Absatz 1 oder die nicht rechtzeitige Fertigstellung der Anbindungsleitung im Sinne von § 17e Absatz 2 vorsätzlich verursacht hat, ist der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber nicht berechtigt, einen Ausgleich der Entschädigungszahlungen nach § 17e im Rahmen des Belastungsausgleichs nach Absatz 1 Satz 1 zu verlangen. Soweit der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber die Störung der Netzanbindung im Sinne von § 17e Absatz 1 oder die nicht rechtzeitige Fertigstellung der Anbindungsleitung im Sinne von § 17e Absatz 2 grob fahrlässig verursacht hat, trägt dieser an den nach § 17e erfolgenden Entschädigungszahlungen einen Eigenanteil, der nicht dem Belastungsausgleich nach Absatz 1 Satz 1 unterliegt und der bei der Ermittlung der Netzentgelte nicht zu berücksichtigen ist,

1. in Höhe von 1020 Prozent für den Teil der Entschädigungszahlungen bis zu einer Höhe von 200 Millionen Euro im Kalenderjahr,
2. darüber hinaus in Höhe von 545 Prozent für den Teil der Entschädigungszahlungen, die 200 Millionen Euro übersteigen bis zu einer Höhe von 400 Millionen Euro im Kalenderjahr,
3. darüber hinaus in Höhe von 2,540 Prozent für den Teil der Entschädigungszahlungen, die 400 Millionen Euro übersteigen bis zu einer Höhe von 800 Millionen Euro im Kalenderjahr,

~~Soweit der Betreiber einer Offshore-Anlage einen Schaden aufgrund der nicht rechtzeitigen Herstellung oder der Störung der Netzanbindung erleidet, wird vermutet, dass zumindest Fahrlässigkeit des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers vorliegt.“~~

2.1.9.1.3 Formulierungsvorschlag zu Absatz 5:

„(5) Die Bundesnetzagentur führt jährlich ein Monitoring hinsichtlich der Versicherbarkeit von Schadensereignissen sowie geeigneter Maßnahmen zur Reduzierung der Eintrittswahrscheinlichkeiten potenzieller Schäden durch. Auf Basis dieses Monitorings legt die Bundesnetzagentur jährlich

1. nach § 29 Absatz 1 EnWG Deckungssumme und Deckungsumfang der vom ÜNB abzuschließenden Versicherungen auf Basis einer gemeinsam mit den ÜNB durchzuführenden Marktabfrage und
2. die Höhe einer wirtschaftlich zumutbaren verschuldensabhängigen Risikoübernahme (Selbstbehalt) bei grober Fahrlässigkeit oder Vorsatz durch ÜNB

~~fest. Anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber sollen Versicherungen zur Deckung von Vermögens- und Sachschäden, die beim Betreiber von Offshore-Anlagen aufgrund einer nicht rechtzeitig fertig gestellten oder gestörten Anbindung der Offshore-Anlage an das Übertragungsnetz des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers entstehen, abschließen. Der Abschluss einer Versicherung nach Satz 1 ist der Regulierungsbehörde nachzuweisen.“~~

2.1.10 § 17j – Verordnungsermächtigung

Die in § 17j enthaltene Verordnungsermächtigung wird durch den BDEW grundsätzlich begrüßt. Im Interesse einer praxisgerechten Abwicklung sowie der Rechts- und Planungssicherheit für die beteiligten Investoren, ist ein rasches Inkrafttreten der möglichen Verordnung von großer Bedeutung. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die Ermittlung der Ausgleichsbeträge, Liquiditätsreserven, Mindest-/Höchstgrenzen, Überschreitungen, Schadensminimierungsmaßnahmen und Versicherungen.

Aus Sicht des BDEW sollte die Rechtsverordnung daher zeitnah, spätestens 2 Monate nach Inkrafttreten des Gesetzes, wirksam werden.

Zu Liquiditätsreserven verweist der BDEW auf sogenannte alternative Risikotransferlösungen (ART) wie „Captive“. Dabei könnten die prognostizierten Schadensbeträge oder Höchstgrenze direkt von allen ÜNB zum Beginn eines Kalenderjahres auf ein Captive-Konto zur Schadensregulierung eingezahlt werden.

Zur Abdeckung von Überschreitungen besteht mittels „Contingent Capital“ die Möglichkeit vorab am Finanzmarkt Konditionen zur Nachfinanzierung definiert werden.

In beiden Fällen können die entstehenden (Re-)Finanzierungskosten als nicht beeinflussbare Kosten direkt umgelegt werden.

Somit wird Sicherheit und Transparenz für OWP, ÜNB und Regulierer sowie eine schnelle Verfügbarkeit von Liquidität erreicht.

2.1.11 § 17a – § 17j Offshore / Terminologische Klarstellung

Für die Netzanbindung von OWP in der Nordsee wurden als ÜNB ausgestaltete Gesellschaften zum Betrieb einzelner Offshore-Anbindungsleitungen gegründet. Diese ÜNB sind Eigentümer und Betreiber der Anbindungsleitungen bzw. sollen dies werden. An diesen Gesellschaften können sich externe Investoren beteiligen. Da sowohl die alte als auch die neue Rechtslage den regelzonenverantwortlichen ÜNB als Anbindungsverpflichteten ansehen, ist es bezüglich der Einstandspflicht der genannten Offshore-Projekt-ÜNB erforderlich, dass sich Ansprüche auch gegen diese Gesellschaft als Eigentümer und Betreiber der Leitungen richten.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW, in § 17e Absatz 1, 2, 6 sowie § 17 f Abs.2, 3, 4, 6 den Begriff des „*anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers*“ durch „*Betreiber von Übertragungsnetzen*“ zu ersetzen.

Des Weiteren ist, damit es für den anbindungsverpflichteten ÜNB im Hinblick auf die Offshore-Projekt-ÜNB nicht zu einer Kumulation der Eigenanteile kommt, in § 17 f Absatz 2 ein neuer Satz 4 einzufügen:

„Der Eigenanteil kommt für alle Betreiber von Übertragungsnetzen im Gebiet des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers nach § 17d Abs.1 anteilig und absolut begrenzt auf die Höhe des Eigenanteils nach § 17 f Absatz 2 Satz 2 Ziffern 1 bis 4 zur Anwendung.“

2.1.12 § 19a - Umstellung der Gasqualität

Ohne sich bezüglich der Umstellung von L-Gas auf H-Gas abschließend zu positionieren, merkt der BDEW an, dass für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas klare rechtliche Rahmenbedingungen erforderlich sind. Dieses betrifft die Festlegung der Zuständigkeiten für den Umstellungsprozess, eine geeignete Kostenallokation sowie die Festlegung der Wälzungsmechanismen für die in den verschiedenen Netzen und bei unterschiedlichen Arten von Anschlussnehmern anfallenden Kosten sowie eine gesetzliche Verankerung einer Vorfinanzierungsmöglichkeit.

Da in dem Gesetzesentwurf nunmehr eine Erweiterung der Kostentragung des Netzbetreibers bei Umstellungen von L-Gas auf H-Gas auf alle Netzanschlüsse vorgesehen ist und nicht mehr auf Haushaltskunden beschränkt, hält der BDEW eine klarere Abgrenzung, welche Kosten tatsächlich übernommen werden sollen, die Festlegung der Wälzungsmechanismen für die in den verschiedenen Netzen und bei unterschiedlichen Arten von Anschlussnehmern anfallenden Kosten sowie eine gesetzliche Verankerung einer Vorfinanzierungsmöglichkeit für noch stärker geboten. Die bei Industrieanlagen und Produktionsprozessen notwendigen Anpassungen werden zum Teil weit umfangreicher und spezieller als

bei Haushaltskunden ausfallen und daher eine Begrenzung und klare Definition der Kosten, die Art und Weise der Wälzung sowie die Vorfinanzierungsmöglichkeit erforderlich machen.

2.1.13 § 118 - Übergangsregelungen

2.1.13.1 Absatz 6 - Stromspeicher

Der BDEW begrüßt im Grundsatz die beabsichtigte Klarstellung in § 118 Absatz 6 EnWG (Regelung zur Netzentgeltbefreiung von Stromspeichern). In der Ausgestaltung stellt sich jedoch unverändert die Frage, warum bestehende Speicher gegenüber neu errichteten Anlagen abermals benachteiligt werden sollen. Die Formulierung des neu gefassten § 118 Absatz 6 Satz 3 EnWG müsste daher lauten: *"Die Freistellung nach Satz 1 und 2 wird nur gewährt, wenn die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Transport- oder dem Verteilernetz entnommen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird"*.

Darüber hinaus unterstreicht der BDEW, dass die Netzentgeltspflicht für Stromspeicher insgesamt auf ihre Sinnhaftigkeit zu überprüfen ist, da es sich, wie bereits vom BDEW in seiner Positionierung „zur Frage der Einstufung von Stromspeichern als Letztverbraucher im EEG und EnWG“ vom 21. September 2011 erläutert, physikalisch **nicht** um einen Letztverbrauch handelt.¹ Damit würde auch der besonderen Relevanz von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie im Rahmen der Energiewende Rechnung getragen und die seit 2008 systemwidrige Zahlungsverpflichtung abgeschafft. Des Weiteren würde eine Netzentgeltbefreiung für alle Speicher Planungs- und Investitionssicherheit schaffen und die unverhältnismäßige Benachteiligung gegenüber Speichern z. B. in Österreich und der Schweiz beenden, da diese deutlich geringere oder keine Netzentgelte zahlen. Derzeit werden deutsche Pumpspeicherkraftwerke² z. B. im deutsch-österreichischen Strommarkt hingegen erst dann eingesetzt, wenn die Kapazitäten der österreichischen Pumpspeicher ausgeschöpft sind.

¹ Da der Strom nach Abzug der Speicherverluste wieder ins Netz zurückgespeist wird, kann nicht von Letztverbrauch gesprochen werden. Doch selbst in der Gesetzesbegründung wird unzulässigerweise davon ausgegangen, dass der gesamte Strombezug von Speichern Letztverbrauch sei. *„Mit der Änderung des § 118 Absatz 6 wird klargestellt, dass die hier geregelte Netzentgeltbefreiung für den **gesamten letztverbrauchten Strombezug für die Speicherung** gelten soll und nicht durch die Höhe des wieder ausgespeicherten Stroms limitiert ist.“*

² Insbesondere Pumpspeicherkraftwerke tragen durch die von ihnen bereitgestellten Systemdienstleistungen (Regelenergie und Blindleistungsbereitstellung) zu einer stabilen Energieversorgung bei. Neben dieser Versorgungssicherheit sind Pumpspeicherkraftwerke wichtig für die Systemstabilität – und zwar über die Regionen hinaus, in denen das jeweilige Pumpspeicherkraftwerk liegt. Denn durch ihre Fähigkeit, schnell und flexibel Strom aufzunehmen und abzugeben, können Pumpspeicher zum Beispiel bei Netzüberlastungen helfen und das gesamte System stabilisieren. Die Belastung mit Netzentgelten beeinträchtigt trotz aller auch für PSW nutzbaren regulatorischen Ausnahmetatbestände die Wirtschaftlichkeit bestehender PSW. Bereits bei Erhaltungsinvestitionen kann dies zum ausschlaggebenden Faktor gegen eine Investitionsentscheidung werden – mit der Folge des dauerhaften Ausscheidens von PSW aus dem Markt. Damit entfielen mittelfristig der Beitrag der PSW zur Systemstabil-

2.1.13.1.1 *Formulierungsvorschlag:*

“Anlagen, die Strom mit dem Ziel der elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Speicherung aus dem Netz entnehmen und zeitlich verzögert wieder in Transport- oder Verteilnetze einspeisen, sind keine Letztverbraucher im Sinne des EnWG und sind von der Zahlungsverpflichtung von Netzentgelten befreit.”

Sollte der Gesetzgeber dieser Auffassung nicht folgen, so ist in Bezug auf § 118 Absatz 6 Satz 2 EnWG eine Entkoppelung der Anforderungen zur Leistungs- und Kapazitätserhöhung bestehender Pumpspeicherwerke durch einen entsprechenden Ersatz des Wortes "und" durch "oder" zwingend erforderlich. Die Verpflichtung zum gemeinsamen Ausbau beider Merkmale würde anderenfalls eine wünschenswerte Erweiterung im Einzelfall dort verhindern, wo aus technischen Gründen die parallele Erweiterung beider Merkmale nicht möglich ist. Dies ist z. B. dann der Fall, wenn eine Kapazitätserweiterung (Erweiterung des Oberbeckens) aus geologisch-geografischen Bedingungen nicht möglich ist. Eine reine Erhöhung der Ein- und Ausspeicherleistung würde jedoch die Flexibilität des Speichers deutlich erhöhen.

2.1.13.2 Absatz 12 - Übergangsregelung zum Systemwechsel Offshore

2.1.13.2.1 *Systemwechsel für OWP mit weit fortgeschrittener Planung ohne unbedingte Netzanbindungszusage*

Aus Sicht des BDEW bedarf es einer Übergangsregelung für OWP, deren Planung bereits weit fortgeschritten ist, die jedoch noch keine unbedingte Netzanbindungszusage haben. Alle fortgeschrittenen Projekte, die eine unbedingte Netzanbindungszusage in naher Zukunft anstreben sowie Projekte mit undefinierter Anbindungszusage, sind mit Vertragsabschlüssen zur Erfüllung der notwendigen vier Anbindungskriterien bereits mit einem erheblichen Investitionsaufwand in hoher zweistelliger Millionenhöhe (abgeschlossene Projektentwicklung, Bauhauptgrunduntersuchung, Engineering) ins Risiko gegangen und haben bei ihren Investitionsentscheidungen auf den Bestand des bisherigen Systems vertraut.

Mit der erstmaligen Vorlage des Offshore-Netzentwicklungsplans zum 3. März 2013 droht für diese bereits fortgeschrittenen Projekte zudem weiterer Zeitverzug. Aufgrund der nach § 17b Absatz 3 in Verbindung mit § 12b Absatz 3 bis 5 durchzuführenden öffentlichen Konsultation ist nicht absehbar, bis wann die BNetzA den ersten Offshore-Netzentwicklungsplan genehmigen wird. Letztlich droht durch die Verzögerung der fortgeschrittenen Windparkprojekte eine erneute Investitionsverzögerung für die angestrebte nächste Investitionsphase der deutschen

tät bzw. Versorgungssicherheit sowie zum Ausbau und zur Integration der Erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiewende.

Offshore-Windkraft von mindestens einem Jahr. Der Anspruch der Arbeitsgemeinschaft Beschleunigung der Netzanbindung „Offshore“ würde ins Gegenteil verkehrt.

Andererseits macht der Systemwechsel bei der Netzanbindung von OWP erforderlich, dass nicht jeder projektierte OWP nach dem bisherigen Netzanbindungsregime angeschlossen werden kann. Andernfalls würde sich die Liste der herzustellenden Netzanbindungen nach dem alten System verlängern und ein Wirksamwerden des Systemwechsels nach hinten verlagert. Ungeachtet dessen besteht aus Sicht des BDEW die Möglichkeit und das Erfordernis, zumindest jene Parks zu berücksichtigen, deren Anschluss auch an freie Kapazitäten bestehender Netzanbindungen möglich ist. Zudem müssen nach Ansicht des BDEW bei der Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans jene fortgeschrittenen Parks prioritär behandelt werden, die nach dem 1. August aber bis zum 1. September 2012 eine Netzanbindungszusage nach dem bestehenden Netzanbindungsregime beantragt haben. Angesichts der hohen Anforderungen an den Nachweis der Bauabsicht (Kriterienprüfung gem. Positionspapier) kommen daher nur wenige fortgeschrittene Projekte in Frage, die durch die am 15. August vorgeschlagene Neureglung überraschend keinen Anschluss nach dem bestehenden Netzanbindungsregime erhalten sollen. Nach Kenntnissen des BDEW wären lediglich die Windparks „Arkona“ und „Sandbank“ bzw. „Nördlicher Grund“ betroffen.

Lösungsvorschlag:

Zunächst muss das im Gesetzentwurf verankerte „use-it-or-lose-it“-Prinzip auch auf OWP mit unbedingter Netzanbindungszusage ausgedehnt werden. Auf diese Weise werden ungenutzte aber „vergebene“ Leitungskapazitäten frei und können volkswirtschaftlich effizient genutzt werden. In Verbindung mit der Ausdehnung des „use-it-or-lose-it“-Prinzips auf geplante OWP mit unbedingter Netzanbindungszusage wird folgende Übergangsregelung empfohlen:

1. OWP, die eine unbedingte Netzanbindungszusage vor dem 1. August 2012 erhalten haben, werden – wie im Gesetzentwurf vorgesehen – nach dem bisherigen Netzanbindungsregime angeschlossen (vgl. Formulierungsvorschlag Ziff. 1).
2. OWP-Betreiber, die bis zum 31. Dezember 2012 eine unbedingte Netzanbindungszusage erhalten und der Anschluss des betroffenen OWP an freie Leitungskapazitäten möglich ist (vgl. Formulierungsvorschlag Ziff. 2) werden ebenfalls wie die Parks behandelt, die zum 1. August 2012 über eine unbedingte Netzanbindungszusage verfügten.
3. OWP, für die bis zum 1. September 2012 eine unbedingte Netzanbindungszusage beantragt wird, die jedoch den Bau einer neuen Netzanbindung nach sich ziehen würden, werden über den ersten Netzentwicklungsplan prioritär ans Netz angeschlossen (vgl. Formulierungsvorschlag Ziff. 3).

2.1.13.2.2 Interimsanbindung

Damit das „Use it or lose it“ - Prinzip für Anlagen greifen kann, die bereits eine unbedingte Netzanbindungszusage erhalten haben, bedarf es einer weiteren Ergänzung in § 118, die

gewährleistet, diese OWP über eine Interimsanbindung angeschlossen werden können (vgl. formulierungsvorschlag Ziff. 4).

2.1.13.2.3 "Use it or lose it" - Prinzip für Anlagen mit unbedingter Netzanbindungszusage vor dem 1. August 2012

Darüber hinaus sollte das in § 17d Absatz 3 letzter Satz geregelte "Use it or lose it" - Prinzip auch auf OWP angewendet werden, die vor dem 1. August eine unbedingte Netzanbindungszusage erhalten haben. Auf diese Weise würden ggf. Kapazitäten für andere OWP frei, so dass ggf. erforderliche Entschädigungszahlungen wegen Verzögerung der Netzanbindung vermieden/reduziert werden können. Da in diesem Fall Anlagen betroffen sind, die bereits eine unbedingte Netzanbindungszusage erhalten haben, wäre die erforderliche Regelung im Zuge der Übergangsregelung des § 118 vorzunehmen..

2.1.13.2.4 Haftungs- und Entschädigungsregelung für Anlagen mit unbedingter Netzanbindungszusage

Aus Sicht des BDEW liegt keine sachliche Begründung vor, bestehende OWP bzw. in Bau befindliche OWP mit einer unbedingten Netzanbindungszusage von der Haftungs- und Entschädigungsregelung bei Störung der Netzanbindung nach § 17e Absatz 1 auszunehmen. Wie auch aus der Begründung des Gesetzesentwurfs hervorgeht, soll lediglich der individuelle Anbindungsanspruch nach bisheriger Rechtslage für die in der Übergangsvorschrift genannten OWP bestehen bleiben. Gleichzeitig müssen für diese OWP aufgrund des erheblichen Investitionsaufwands auch die neuen Entschädigungsregeln des § 17e vollumfänglich gelten, um Rechtssicherheit zu schaffen. Die Anwendbarkeit von § 17e auf diese OWP ergibt sich nach dem Gesetzesentwurf aber lediglich eindeutig für § 17e Absatz 2 (verzögerte Netzanbindung) aus § 17e Absatz 2 Satz 6. Die Übergangsvorschrift in der vorgesehenen Fassung lässt mit Bezug auf die bisherige Rechtslage im Übrigen aber offen, welche anderen Vorschriften (insbesondere § 17e Absatz 1) nach der Entwurfsfassung anzuwenden sind (vgl. Formulierungsvorschlag Ziff. 5).

2.1.13.2.5 Formulierungsvorschlag:

„(12) Aufgrund des erfolgten Systemwechsels bei der Netzanbindung von Offshore-Anlagen werden folgende Übergangsregelungen getroffen:

1. Auf Offshore-Anlagen, die bis zum 1. August 2012 eine unbedingte Anschlusszusage erhalten haben, sind § 17 Absatz 2a und 2b in der bis zum [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes] geltenden Fassung anzuwenden.
2. Betreiber von Offshore-Anlagen können bis zum 31. Dezember 2012 nach dem bis zum [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes] bestehenden Netzanbindungsregime eine unbedingte Netzanbindungszusage erhalten, soweit der Anschluss

der betroffenen Offshore-Anlage an freie Leitungskapazitäten möglich ist. Das Fertigstellungsdatum wird vom netzanbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber in diesen Fällen nach dem aktuellen Planungsstand der jeweiligen Netzanbindung festgelegt.

3. Offshore-Anlagen, für die auf Grundlage des bis zum [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes] bestehenden Netzanbindungsregimes bis zum 1. September 2012 eine unbedingte Netzanbindungszusage beantragt wurde, die jedoch den Bau einer neuen Netzanbindung nach sich ziehen würde, werden im ersten Netzentwicklungsplan prioritär ans Netz angeschlossen.
4. Für Offshore-Anlagen im Sinne des Satzes 1 kann eine temporäre Anbindung über eine andere als die in der Netzanschlusszusage benannte Anbindung zur Erfüllung der Verpflichtung aus § 17 Absatz 2a EnWG in der bis zum [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes] geltenden Fassung erfolgen, soweit über die in der Netzanschlusszusage benannte Anbindung keine rechtzeitige Anbindung möglich ist. Die temporäre Anbindung ist nach Maßgabe des § 23 Anreizregulierungsverordnung als Leitung zur Anbindung einer Offshore-Anlage nach § 23 Absatz 1 Satz 2 Ziffer 5 der Anreizregulierungsverordnung durch die Bundesnetzagentur zu genehmigen.
5. Die Regelungen des § 17d Absatz 3 Satz 3 und § 17e finden für Offshore-Anlagen im Sinne der Ziffern 1, 2 und 3 unmittelbar Anwendung. Dem Zeitpunkt der verbindlichen Fertigstellung der Anbindungsleitung gemäß § 17d Absatz 2 Satz 3 steht der Zeitpunkt der Fertigstellung aus der unbedingten Netzanbindungszusage im Sinne der Ziffern 1, 2 und 3 gleich."

2.2 Artikel 3 – Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz

Auf die zu Artikel 3 des Gesetzentwurfs vorgesehenen Regelungen sollte verzichtet werden. Die durch die Ausweitung des Anwendungsbereiches des NABEG erreichte Einführung der Bundesfachplanung auch für Anbindungsleitungen von den Offshore-Windpark-Umspannwerken zu den Netzverknüpfungspunkten an Land ist nicht notwendig.

Ziel der Bundesfachplanung ist in erster Linie die Abstimmung zwischen den Landesfachplanungen bei der Verwirklichung von länderübergreifenden Leitungsvorhaben. Solche länderübergreifenden Vorhaben werden bei der Errichtung von Offshore-Anbindungsleitungen nicht verwirklicht. Einzelne Übertragungsnetzbetreiber verwirklichen solche Projekte nur innerhalb eines Landes, so dass jeweils nur eine Landesbehörde zuständig ist. Darüber hinaus verfügen die Behörden der Bundesländer, in denen es zur Planung und Verwirklichung solcher Offshore-Anbindungsleitungen kommt über entsprechendes Fachwissen. Die Einführung einer neuen weiteren Zuständigkeit der BNetzA in diesem Bereich ist auch vor diesem Hintergrund nicht erforderlich. Eine Abstimmung mit der Bundesfachplanung im Anwendungsbereich des NABEG kann durch die Landesbehörden ebenso wie eine Berücksichtigung des Bundesfachplans Offshore gewährleistet werden. Hierzu bedarf es der gesetzlich vorgesehenen Zu-

ständigkeit der BNetzA nicht. Diese würde lediglich einen weiteren, jedoch überflüssigen Verfahrensschritt bei der Planung und Realisierung von Offshore-Anbindungsleitungen begründen, der zu zusätzlichen Verzögerungen führen würde.

2.3 Artikel 4 – Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

2.3.1 § 31 - Windenergie Offshore

2.3.1.1 Absatz 4

2.3.1.1.1 Verschuldensabhängigkeit

Die Verlängerung des Vergütungszeitraums sollte unabhängig von einem etwaigen Verschulden des Netzbetreibers gewährt werden, um einen Gleichlauf mit den Entschädigungsregeln des § 17e EnWG-E zu erreichen. Denn der OWP-Betreiber, der sich nach § 17e Absatz 6 frühzeitig zwischen den Entschädigungsregimes des § 31 Absatz 4 EEG und § 17e EnWG-E entscheiden muss, kann zu diesem Zeitpunkt nicht ersehen, ob den Netzbetreiber ein Verschulden trifft.

Dadurch, dass allein der Bezug in § 31 Absatz 4 EEG von § 17 Absatz 2a Satz 1 EnWG auf „§ 17d Absatz 1 Satz 1 oder 2 EnWG-E“ modifiziert wird, bleibt die Einschränkung bestehen, dass eine Verlängerung des Vergütungszeitraums ab dem achten Tag der Störung nur dann möglich ist, wenn der Netzbetreiber dies nicht zu vertreten hat. Vor diesem Hintergrund sollte aus Sicht des BDEW aus § 31 Absatz 4 EEG-E die Verschuldensabhängigkeit gestrichen werden.

2.3.1.1.2 Klarstellungsbedarf

§ 31 Absatz 4 EEG in der bisherigen Fassung bezieht die rechtzeitige Fertigstellung auf die technische Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlage nach dem bisher geltenden Netzanbindungssystem des § 17 Absatz 2a EnWG. Nach dem EnWG-E kommt es demgegenüber auf den verbindlichen Fertigstellungstermin nach § 17d Absatz 2 an. In § 31 Absatz 4 EEG-E sollte deshalb klargestellt werden, dass es für die rechtzeitige Fertigstellung grundsätzlich immer noch auf die technische Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlage ankommt. § 17e Absatz 2 Satz 4 EnWG-E sollte aber entsprechend auch in § 31 Absatz 4 EEG Anwendung finden, damit OWP-Betreiber, die allein zur Schadensminimierung von der Herstellung der tatsächlichen Betriebsbereitschaft abgesehen haben, ebenfalls erfasst sind. Der BDEW regt daher an, einen klarstellenden Hinweis – jedenfalls in der Gesetzesbegründung – aufzunehmen, dass die Voraussetzung „weil die Leitung (...) nicht rechtzeitig fertiggestellt (...) ist“, nicht nur Fälle meint, in denen die OWP auch tatsächlich technisch betriebsbereit ist, sondern dass auch § 17e Absatz 2 Satz 4 EnWG-E entsprechend gilt.

2.3.1.1.3 Formulierungsvorschlag:

“(4) Ist die Einspeisung aus einer Offshore-Anlage länger als sieben aufeinanderfolgende Tage nicht möglich, weil die Leitung nach § 17d Absatz 1 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. Dies gilt nicht, soweit die Offshore-Anlage die Entschädigung nach § 17e Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes in Anspruch nimmt. Satz 1 ist nicht anzuwenden, soweit der Betreiber der Offshore-Anlage die Entschädigung nach § 17e Absatz 1 oder 2 des Energiewirtschaftsgesetzes in Anspruch nimmt. Nimmt der Betreiber der Offshore-Anlage die Entschädigung nach § 17e Absatz 2 in Anspruch, verkürzt sich der Anspruch auf Vergütung nach den Absätzen 2 und 3 um den Zeitraum der Verzögerung. Die Leitung ist im Sinne von Satz 1 rechtzeitig fertiggestellt, wenn die Offshore-Anlage technisch betriebsbereit ist oder ein Fall des § 17e Absatz 2 Satz 4 Energiewirtschaftsgesetz vorliegt.“

2.4 Artikel 6 - Anreizregulierungsverordnung - § 5 Regulierungskonto

Der BDEW fordert die Anpassungen in § 5 und § 34 Absatz 2 EnWG wie im Referentenentwurf vom 15. August 2012 (Ref-E vom 15. August 2012) vorgesehen, wieder in den Gesetzentwurf aufzunehmen unter Maßgabe der folgenden Änderungen:

2.4.1 § 5 Absatz 1 Ref-E vom 15. August 2012

Im Unterpunkt aa) sind hinter den Wörtern "jährlich" die Wörter "bezogen auf das jeweilige Kalenderjahr" zu ergänzen. Andernfalls wäre eine Doppelberücksichtigung nicht auszuschließen. Sollte diese Ergänzung nicht erfolgen, bestünde die Gefahr, dass in dem Saldo des Regulierungskontos auch die noch nicht abgebauten Saldobestände aus Vorjahren Berücksichtigung finden.

2.4.2 § 5 Absatz 3 Ref-E vom 15. August 2012

Positiv ist, dass die Anpassung der Netzentgelte nach § 5 Absatz 3 ARegV und damit auch die „doppelte Räumung“ entfallen würde. Die Übergangsregelung in § 34 ARegV führt aber dazu, dass das Risiko aus der doppelten Wirkung von § 5 Absatz 3 und 4 ARegV bestehen bliebe (Mehrerlöse des Jahres 2010 müssten z. B. weiter 2012 und in der zweiten Periode ausgeschüttet werden).

Durch die dann nicht mehr mögliche Saldierung von positiven und negativen Differenzen aufeinanderfolgender Jahre und die unsymmetrische Bilanzierung von resultierenden Forderungen und Verbindlichkeiten aus Zugängen zum Regulierungskonto können erhebliche Schwankungen im Ergebnis der Netzbetreiber entstehen.

Eine Regelung für die zeitgleiche Bilanzierung regulatorischer Verpflichtungen und korrespondierender Ansprüche ist weiterhin notwendig. Das Plenum der Netzplattform hat am 24. Mai 2012 empfohlen, hierfür die rechtlichen Voraussetzungen zu schaffen.

Der Saldo des Regulierungskontos fließt in die Kalkulation der Netzentgelte ein, die durch die Netzbetreiber zum 15. Oktober für das Folgejahr zu veröffentlichen sind. Es sollte somit eine Regelung aufgenommen werden, nach der die Regulierungsbehörden bis zum 30. September eines Jahres den Saldo des Regulierungskontos an die Netzbetreiber übermitteln.

2.4.3 § 5 Absatz 4 Ref-E vom 15. August 2012

Auch der der Neuregelung widersprechende § 5 Absatz 4 Satz 2 ARegV ist zu streichen, wenn nicht insgesamt auf § 5 Absatz 4 verzichtet werden soll.

Die Möglichkeiten der BNetzA, die Berechnung des Regulierungskontos zu überprüfen, ist auch ohne die beabsichtigte Verankerung gegeben. Die vorgesehene Öffnungsklausel kann von den Regulierungsbehörden willkürlich eingesetzt werden und ist systemfremd.

§ 5 Absatz 4 ARegV sollte entfallen oder zumindest auf besondere begründete Fälle beschränkt werden. Der noch erforderliche Absatz 4 Satz 3 sollte dem Absatz 2 als letzter Satz angefügt werden.

2.4.4 § 34 Absatz 2 – Ref-E vom 15. August 2012

Die Problematik der doppelten Räumung des Regulierungskontos wird mit der vorgesehenen Änderung für die Zukunft beseitigt.

Es besteht aber noch eine Regelungslücke für Mehr- oder Mindererlöse, die in der ersten Regulierungsperiode nach den bisherigen Regelungen berücksichtigt wurden bzw. werden. Mehrerlöse, die innerhalb kurzer Zeit zwei Mal erlösmindernd angesetzt werden müssen, führen zu verstärkten Schwankungen der Netzentgelte und zu existenzbedrohenden Ergebniseffekten bei den Netzbetreibern.

Formulierungsvorschlag:

„(2) Die Regulierungsbehörde ermittelt im letzten Jahr der ersten Regulierungsperiode für Gas den Saldo des Regulierungskontos für die ersten drei, für Strom für die ersten vier Kalenderjahre der ersten Regulierungsperiode. Falls innerhalb der ersten Regulierungsperiode eine Anpassung der Netzentgelte nach § 5 Absatz 3 der Fassung erfolgte, die bis zum [einsetzen: Inkrafttreten des Gesetzes] galt, ist der Saldo nach Satz 1 um diese Anpassung zu korrigieren. Die Regulierungsbehörde ermittelt aus dem resultierenden Saldo Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode nach der bis zum [einsetzen: Inkrafttreten des Gesetzes] geltenden Fassung dieser Verordnung. § 5 Absatz 3 gilt für Gas erstmals für den Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres

2012, für Strom erstmals für den Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2013.“

Um Regelungslücken für Fernleitungsnetzbetreiber zu vermeiden, ist folgende Ergänzung des § 34 Absatz 5 ARegV erforderlich:

Folgender Satz 4 wird angefügt:

„Der Saldo des Regulierungskontos gemäß Absatz 2 Satz 1 wird entsprechend nur für die letzten beiden Kalenderjahre ermittelt.“

2.5 Steuerneutralität der Entflechtung (§ 6 Absatz 2 – 4 EnWG)

Im parlamentarischen Verfahren zum Maßnahmenpaket zur Energiewende hatten sich im Juli 2011 ganz kurzfristig Änderungen ergeben, aus denen sich für die Energiewirtschaft sehr nachteilige Folgen ergeben: Der Bundestag hatte die Regelungen zur Steuerneutralität der aus dem 3. Energie-Binnenmarktpaket resultierenden Entflechtungsvorschriften aus dem *Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften* in den *Entwurf eines Gesetzes zur steuerlichen Förderung von energetischen Sanierungsmaßnahmen an Wohngebäuden* verschoben. Leider befindet sich der *Gesetzentwurf zur steuerlichen Förderung von energetischen Sanierungsmaßnahmen an Wohngebäuden* immer noch im Vermittlungsverfahren. Für die Unternehmen der Energiewirtschaft, die von den Entflechtungsvorschriften des Binnenmarktpakets betroffen sind, entsteht dadurch die missliche Lage, dass sie mit dem Inkrafttreten des EnWG zur Entflechtung von Unternehmensteilen gesetzlich verpflichtet sind. Die entsprechenden Regelungen, die diese Entflechtungen steuerneutral stellen, sind jedoch nicht in Kraft. Dadurch entstehen z.T. erhebliche Steuerbelastungen, die mit der betreffenden Regelung ausgeschlossen werden sollten. Die Notwendigkeit der Steuerneutralität der Entflechtung wurde bereits 2005 erkannt und seinerzeit in § 6 Absatz 4 EnWG explizit geregelt.

Da die Regelungen zur Steuerneutralität in § 6 Absatz 2-4 EnWG und § 118 Absatz 2 EnWG im gesamten Gesetzgebungsverfahren sowohl zwischen Bundesregierung und Energiewirtschaft also auch zwischen Bundesregierung, Bundestag und Bundesrat unumstritten waren, bittet der BDEW eindringlich, diese Regelungen in das vorliegende *Dritte Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften* aufzunehmen.

Um den Entflechtungsprozess für die Unternehmen zu erleichtern und zu unterstützen, hatte der BDEW zu dem im Vermittlungsverfahren befindlichen Gesetzentwurf verschiedene Änderungen vorgeschlagen. Diesbezüglich möchte der BDEW auf das Themenpapier 3 der Stellungnahme vom 17. Mai 2011 zum Entwurf des *Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWGÄndG)* verweisen (Anlage).

Ansprechpartner:

Stefan Thimm

GB "Erzeugung"
Thema: Offshore
Telefon: + 49 30 300199-1310
stefan.thimm@bdew.de

Ilka Gitzbrecht

GB "Recht und Betriebswirtschaft"
Thema: EnWG
Telefon: +49 30 300199-1520
ilka.gitzbrecht@bdew.de

Jan Kiskemper

GB "Energienetze und Regulierung"
Thema: ARegV
Telefon: + 40 30 300199-1132
jan.kiskemper@bdew.de

**zur Formulierungshilfe für einen
Änderungsantrag zum Gesetzentwurf der Bun-
desregierung für ein Drittes Gesetz zur Neure-
gelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschrif-
ten vom 21. September 2012**

Berlin, 1. Oktober 2012

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) hat am 21. September 2012 den Entwurf einer Formulierungshilfe für Änderungen an den §§ 11 bis 16 EnWG insbesondere zu den Themen Kraftwerksstilllegungen und Sicherstellung der Gasversorgung von für das Elektrizitätsversorgungssystem systemrelevanten Gaskraftwerken vorgelegt. Der BDEW nimmt hiermit gerne die Möglichkeit zur Stellungnahme wahr.

Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die Gewährung von 5 Arbeitstagen für eine Stellungnahme zu einem derart komplexen Eingriff in energiewirtschaftliche Strukturen zu knapp bemessen und der Bedeutung nicht angemessen ist. Eine vollständige Prüfung des gesetzgeberischen Vorschlags in seinen Auswirkungen auf die Energiewirtschaft und auf seine rechtssichere Ausgestaltung ist unter diesen Umständen nicht sicherzustellen. Gleichwohl sieht sich der BDEW als der Verband, in dem alle von den Vorschlägen betroffenen Unternehmen (Betreiber der Übertragungsnetze, der Ferngasnetze, der Speicheranlagen, der Kraftwerke sowie Händler, Bilanzkreisverantwortliche, Marktgebietsverantwortliche, Verteilernetzbetreiber und Vertriebe) organisiert sind, in der besonderen Pflicht, das komplexe Vorhaben der Versorgungssicherheit auch mit eigenen Vorschlägen zu begleiten.

Der BDEW teilt das Ziel des Bundeswirtschaftsministeriums, Regelungen zu schaffen, die die Versorgungszuverlässigkeit absichern. Die in dem Entwurf vorgeschlagenen Instrumente zur Sicherung der Versorgungszuverlässigkeit greifen allerdings sehr tief in den Markt ein und schränken die Verfügungsbefugnis der Eigentümer und Betreiber der Erzeugungs- und Speicheranlagen, Transportkunden, aber zum Teil auch der Betreiber von Energieversorgungsnetzen über ihre Anlagen vollständig oder stark ein oder bürdet ihnen Entscheidungen mit erheblicher Reichweite auf, deren Grundsätze durch Rechtsverordnung entschieden und in Teilen konkretisiert werden müssten.

Die Energiewirtschaft hat wie die Politik ein hohes Interesse an einer sicheren und zuverlässigen Stromversorgung im Winter. Es erscheint verständlich, dass die Bundesregierung vorsorglich Maßnahmen zur Sicherung der Versorgungszuverlässigkeit ergreifen möchte. Der Entwurf ist allerdings übereilt und geht an vielen Stellen weit über das Ziel hinaus. Die Maßnahmen zielen vornehmlich auf den Winter 2013/2014 ab. Auf den kommenden Winter 2012/2013 werden sie zum großen Teil keinen Einfluss mehr haben. Die notwendigen Regelungen sollten daher zügig, aber nicht überhastet Eingang in das Gesetz finden.

Die vorgeschlagenen Maßnahmen greifen tief in die verfassungsmäßig gesicherten Rechte der Betreiber bzw. Eigentümer der Anlagen im Strom-, Gas- und Wärmemarkt nach Art. 12 und Art. 14 GG ein und dürfen daher nur zum Einsatz kommen, wenn eine umfassende Abwägung ergibt, dass überwiegende Gemeinwohlbelange den unbedingten Vorrang genießen. Die Feststellung eines solchen Vorrangs muss das Ergebnis einer gründlichen Abwägung sein und kann nur in Betracht kommen, wenn kein anderes milderes Mittel verfügbar ist. Der konkrete Formulierungsvorschlag zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes lässt nicht erkennen, dass eine solche Abwägung bisher in ausreichendem Maße stattgefunden hat; insbesondere mit Blick auf den Gasmarkt.

Vor der Anwendung von Zwangsmaßnahmen sollten zunächst alle vorhandenen marktbasier-ten Lösungen ausgeschöpft sein. Dies muss im Gesetz auch klar zum Ausdruck kommen. Erforderlich ist in diesem Zusammenhang ein über den kommenden Winter hinausgehendes

Konzept, mit dem die Energieversorgung für Verbraucher und Wirtschaft auch langfristig sicher und kosteneffizient gewährleistet werden kann. Die aktuellen Vorschläge des BMWi werfen dagegen eine Vielzahl neuer Fragen auf, die zunächst detailliert zu beantworten sind. So wird beispielsweise an vielen Stellen ersichtlich, dass der Entwurf die Wechselwirkungen mit anderen Regelungen nicht ausreichend berücksichtigt (z. B. die Regelungen des Bundesimmissionsschutzgesetzes, Regelungen zur Kostentragung im Rahmen der Anreizregulierung oder der Verordnung (EU) 994/2010 (Erdgasversorgungssicherheits-VO)).

Fazit

Vor diesem Hintergrund fordert der BDEW, dass die vorgesehenen Maßnahmen im Gesetz zwar im Grundsatz angelegt, aber erst nach gründlicher Abwägung und Prüfung ihrer Auswirkungen im Rahmen einer Rechtsverordnung detailliert geregelt und ausgestaltet werden sollen. Darin müssen die Rechte und Pflichten der Beteiligten klar abgegrenzt und konkretisiert werden. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass es sich lediglich um eine Übergangslösung handeln soll. Kernpunkte müssen dabei aber bereits jetzt in angemessener Weise Eingang in das Gesetz finden. Dazu gehören vor allem folgende Themen:

- Im Änderungsantrag sollte eine gesetzliche Regelung für die Einführung einer **Strategischen Reserve** enthalten sein, so dass ausreichende Stromerzeugungskapazitäten durch ein länger wirksames und weniger in den Markt eingreifendes Instrument sichergestellt werden können.
- Im Änderungsantrag sollte eine gesetzliche Grundlage dafür enthalten sein, dass Übertragungsnetzbetreiber und Ferngasnetzbetreiber sowie ggf. weitere Marktteilnehmer sich unter der Koordination des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) präventiv auf einen Ablaufplan verständigen können, der im Notfall eine schnelle Reaktionsweise aller Beteiligten auf Engpässe und Netzschwierigkeiten ermöglicht.
- Bei der Ausgestaltung präventiver Maßnahmen zur Absicherung des Gasbezugs von systemrelevanten Gaskraftwerken müssen **wirtschaftliche und marktbasierende Lösungen der Branche Vorrang** haben. Die Energiewirtschaft verfügt über ein breites Instrumentarium zur Gewährleistung einer möglichst stabilen Strom- und Gasversorgung. Der BDEW hat in der Stellungnahme zum Winterbericht der Bundesnetzagentur (BNetzA) vom 7. August 2012 bereits weitaus weniger invasive Alternativen zu den im Gesetzentwurf vorgesehenen massiven Eingriffen in den Markt aufgezeigt, die im Einzelfall entsprechend den spezifischen Anforderungen des jeweiligen Standorts zum Einsatz kommen können. Um kurzfristig marktkonform und diskriminierungsfrei mit lokalen Engpässen umzugehen, sind u.a. verstärkt wirtschaftliche Anreize im Rahmen des Bilanzierungsregimes zur kurzfristigen und lokalen Bereitstellung von (Regel-)energie sowie der zu- und abschaltbaren Lasten erforderlich. Der Buchung einer durchgängig festen Transportkapazität sollte immer die verpflichtende Prüfung vorausgehen, ob der Betrieb des Kraftwerks durch andere Maßnahmen zu gewährleis-

ten ist. Sollte dieser Weg insgesamt wirtschaftlich günstiger darstellbar sein, ist er gegenüber der festen Kapazitätsbuchung vorzuziehen.

- Ferner ist in Bezug auf die Ergreifung konkreter spartenübergreifender Maßnahmen in Notfällen (Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers an den Fernleitungsnetzbetreiber zur Weiterversorgung von Gaskraftwerken mit z. B. unterbrechbaren Verträgen) sicherzustellen, dass sowohl strom- als auch gasseitig zuvor netzbetreiberübergreifend sämtliche weniger einschneidende Maßnahmen ausgeschöpft worden sind. Derartige Eingriffe in Verträge Dritter müssen als „**ultima-ratio**“ auf den äußersten Notfall beschränkt bleiben und erfordern klar definierte Rahmenbedingungen sowie eine enge Begleitung durch die zuständige Behörde. Im Rahmen des Krisenmanagements können ggf. weitere Marktakteure – soweit rechtlich zulässig – durch die zuständige Behörde hinzugezogen werden.
- Mit Blick auf die Pflicht zum Verzicht auf geplante Stilllegungen sind die Kriterien, der Umfang und die Folgen in einer Verordnung zu klären. Widersprüche zu anderen gesetzlichen Vorgaben sind aufzuklären und auszuräumen.
- Regelungen zum Ersatz von entstehenden Kosten und Erlösausfällen sowie zur Haftungsfreistellung müssen angemessen gestaltet werden.
- Die betroffenen Netzbetreiber müssen die aus den Regelungen resultierenden Mehrkosten ohne Zeitverzug über ihre Netzentgelte wälzen können. Diese müssen ausreichend frühzeitig veröffentlicht werden. Das ist vor dem Hintergrund der Erfahrungen bei der Umsetzung der Umlage nach § 19 Absatz 2 StromNEV unbedingt erforderlich.
- Die Verpflichtung zum Einbau der geforderten Messsysteme ist erst dann darstellbar, wenn die technischen Anforderungen geklärt sind. Sie ist daher zum jetzigen Zeitpunkt abzulehnen.
- Die Evaluation der eingeführten Maßnahmen sollte jährlich und erstmalig bereits im Frühjahr 2014 erfolgen.

Im Detail sieht der BDEW folgende Punkte als änderungsbedürftig an:

3 Pflicht zur Sicherung des Gasbezugs systemrelevanter Gaskraftwerke

Die Regelung geht weit über das Ziel hinaus, Vorsorge für absolute Notfälle zu treffen, sie wirkt generell strukturverändernd. Es ist insbesondere zu kritisieren, dass systemrelevante Gaskraftwerke zur Buchung fester Kapazitäten grundsätzlich verpflichtet werden sollen, wenn kein Brennstoffwechsel möglich ist. Gegen die pauschale Verpflichtung systemrelevanter

Gaskraftwerke zum Abschluss von festen Transportkapazitätsverträgen bestehen erhebliche Bedenken. Die Maßnahme stellt einen massiven strukturellen Eingriff in die Gasversorgung dar, da dem Markt feste Kapazitäten in erheblichem Umfang entzogen werden würden, obwohl diese Kapazitäten für die Gewährleistung der Versorgungszuverlässigkeit nur im absoluten Ausnahmefall bei Zusammentreffen mehrerer äußerer Umstände und dann auch nur für einen wahrscheinlich sehr kurzen Zeitraum benötigt würden.

Auch ist abzulehnen, dass dort, wo Verträge über feste Kapazitäten auslaufen, diese vorrangig oder verpflichtend von systemrelevanten Kraftwerken zu buchen sind und umgekehrt der Industriekunde oder das Verteilernetz keine Möglichkeit mehr hat, wie bisher feste Kapazitäten zu vereinbaren. Denn diese Kapazitäten würden an anderer Stelle fehlen, so dass erhebliche Ausbaurkosten bzw. Kosten für kapazitätserzeugende Maßnahmen verursacht werden. Industrielle Gaskunden haben im Vertrauen auf zuverlässige Gaslieferungen große Investitionen im eigenen Betrieb vorgenommen und zur Absicherung feste Gaskapazitäten bestellt und bezahlt. Hier drohen weitere Investitionen. Sollte nun diesen Gaskunden das Vertrauen auf eine sichere Gasversorgung genommen oder notwendige Investitionen in die Versorgungsinfrastruktur auf diese Kundengruppe verlagert werden, droht der Gaswirtschaft mittelfristig großer Schaden durch Abwanderung dieser Kundengruppe.

Eine verpflichtende Buchung fester Kapazitäten für Gaskraftwerke im Sinne eines „Vorrangs“ steht ferner nicht in Einklang mit den derzeitigen Regelungen der Kapazitätsvergabe (Gasnetzzugangsverordnung, KARLA Gas, Network Code CAM).

Zudem ist zu berücksichtigen, dass bei einer Verpflichtung zur Buchung fester Kapazitäten – wie in dem Gesetzentwurf vorgesehen – eine erhebliche Gefahr besteht, dass es dadurch zu Wettbewerbsverzerrungen kommt, durch die diese oder andere Kraftwerke im schlimmsten Fall aus dem Markt gedrängt würden. Das heißt, einerseits müssten Mehrkosten ersetzt werden, dem betroffenen Kraftwerk dürfte andererseits aber auch kein Vorteil (bessere Platzierung in der Merit Order) entstehen. Auch im Hinblick auf diese möglichen Auswirkungen auf den Strommarkt warnt der BDEW ausdrücklich vor der Aufnahme einer solchen pauschalen Verpflichtung.

Im Gasbereich ist beispielsweise durch Netzpuffer und Speicheranlagen sowie durch die Wiederbelebung des Instruments „unterbrechbare Transportverträge“ ein großes Potenzial an kapazitätsflexibilisierenden Möglichkeiten in nachgelagerten Gasnetzen vorhanden, dessen Nutzung kurzfristig möglich wäre. Vor einem Systemausbau oder einer Unterbrechung fester Kapazitäten sollten diese Möglichkeiten geprüft und ausgeschöpft sein. Eine solche Rangfolge und Abwägung fehlt im Gesetzentwurf.

Insbesondere das marktbasierende Instrument der unterbrechbaren Transportverträge in Gasverteilernetzen sollte aus Sicht des BDEW endlich rechtssicher im Gesetz verankert werden.

Sogenannte Abschaltvereinbarungen (unterbrechbare Exitverträge in Ausspeisenetzen) können eine volkswirtschaftlich sinnvolle Methode sein. Anreize in Form von reduzierten Netzentgelten könnten Letztverbraucher dazu bewegen, eine bivalente Befeuerungsanlage (weiter) zu betreiben. Teilweise wird von Regulierungsbehörden jedoch bezweifelt, dass derzeit in Gesetz und Verordnung eine ausreichende Rechtsgrundlage für eine Vergütung bzw. für die

Gewährung eines reduzierten Netzentgelts bestünde und infolge dessen werden die Kosten der Netzbetreiber nicht anerkannt. Hier muss dringend Rechtssicherheit geschaffen werden, da die Gefahr besteht bzw. es schon zum großen Teil Praxis ist, dass selbst Letztverbraucher, die noch eine bivalente Befeuerungsanlage haben, diese nicht mehr nutzen oder gar abbauen, da diese keinen wirtschaftlichen Anreiz für die Verpflichtung zur Unterbrechbarkeit vom Netzbetreiber erhalten. Daher sollte in Anlehnung an die im Bereich Strom bestehende Regelung des § 14a ein neuer § 14b ins EnWG aufgenommen werden. Näheres zum Rahmen für die Reduzierung der Netzentgelte sowie die vertraglichen Ausgestaltungsmöglichkeiten können in einer Rechtsverordnung geregelt werden.

Die derzeitige Regelung des § 16 Absatz 1 bezieht sich ausdrücklich nur auf das jeweilige Netz des Fernleitungsnetzbetreibers. Dieses legt nahe, dass ein Fernleitungsnetzbetreiber erst für sein Netz Maßnahmen nach § 16 Absatz 2 einleitet, bevor er im Rahmen einer Kooperation die anderen Fernleitungsnetzbetreiber des betroffenen Marktgebietes zu unterstützenden Maßnahmen nach § 16 Absatz 1 auffordern kann. Im Gesetz sollte daher die Möglichkeit der kooperativen Zusammenarbeit der Fernleitungsnetzbetreiber auf der Ebene des § 16 Absatz 1 klargestellt werden.

Im Hinblick auf das Anweisungsrecht des Übertragungsnetzbetreibers an den Fernleitungsnetzbetreiber, die Gasversorgung für ein systemrelevantes Gaskraftwerk mit unterbrechbarem Kapazitätsvertrag aufrecht zu erhalten, ist eine Abwägung der Folgen im Gasnetz und der Ausschöpfung von Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers im Notfall in den Regelungen grundsätzlich beabsichtigt, im derzeitigen Entwurf jedoch nicht konsequent genug umgesetzt.

Aufgrund der weitreichenden technischen und materiellen Folgen von Interventionen in feste Versorgungsverträge der Gaswirtschaft ist die Interessenabwägung und der Umfang der Intervention im Rahmen des Genehmigungsverfahrens der Ausweisung eines Kraftwerks als systemrelevant durch die Bundesnetzagentur zu berücksichtigen. Ferner ist sicherzustellen, dass bevor spartenübergreifende Notversorgungsmaßnahmen ergriffen werden, alle netz- und marktbezogenen Maßnahmen auf der Stromseite ausgeschöpft sind sowie eine Abwägung der weiteren Notmaßnahmen erfolgt. In jedem Fall ist klarzustellen, dass die Versorgung geschützter Kunden i.S. der europäischen Erdgasversorgungssicherheits-VO Vorrang hat. So ist ungeklärt, wie sich die vorgeschlagenen Regelungen des Entwurfs zu den durch die Mitgliedstaaten erstellten Präventiv- oder Notfallplänen gemäß Erdgasversorgungssicherheits-VO verhalten.

Der BDEW empfiehlt, in jedem Fall im Sinne eines spartenübergreifenden Krisenmanagements unter der Koordination des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) aus Anlass der Systemrelevanz von Gaskraftwerken zwischen den betroffenen Netzbetreibern (Strom und Gas), ggf. unter Hinzuziehung weiterer Marktteilnehmer, einen **Notfallplan** zu erarbeiten. Ein ähnliches Modell gibt es bereits mit dem deutschen Notfallplan gemäß der europäischen Erdgasversorgungssicherheits-VO.

BDEW-Forderungen:

- **Schaffung von mehr Rechtssicherheit für alle Verpflichteten durch vorherige Regelung der Einzelheiten in einer Verordnung, hier insbesondere im Hinblick auf die Festlegung von systemrelevanten Kraftwerken und ggf. auf dieser Grundlage weitere Konkretisierung durch die BNetzA:**
 - Möglichst zurückhaltende, nicht über den konkreten Bedarf hinausgehende Definition der Systemrelevanz von Kraftwerken.
 - Verknüpfung der Ausweisung systemrelevanter Kraftwerke nach § 13a und § 13c und Festlegung der Kriterien in einem einheitlichen Verfahren (siehe auch Erläuterungen unter Ziffer 4).
- **Keine pauschale Verpflichtung zum Anbieten und zur Buchung fester Kapazitäten für systemrelevante Gaskraftwerke (Vorrang von netz- und marktbezogenen Maßnahmen)**
- **Sehr restriktive Anwendung des Anweisungsrechts des Übertragungsnetzbetreibers an Fernleitungsnetzbetreiber**
- **Schaffung von Rechtssicherheit zum Abschluss von Abschaltvereinbarungen in Gasverteilernetzen und Möglichkeit der Berechnung eines reduzierten Netzentgelts durch neuen § 14b.**
- **Erstattung und Anerkennung aller aufgrund der Umsetzung der Anweisung durch Übertragungsnetzbetreiber entstandenen Kosten**
- **Aufnahme der Befreiung von Leistungspflichten der betroffenen Marktteilnehmer während der Notfallmaßnahmen.**
- **Im Gesetz sollte die Aufstellung eines spartenübergreifenden Notfallplans verankert werden.**

4 Gegenseitige Informationspflichten zwischen Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzbetreibern

Informationspflichten sind grundsätzlich sinnvoll und erforderlich aufgrund bestehender Wechselwirkungen zwischen Strom und Gas. Nur so können frühzeitig präventive Maßnahmen ergriffen werden, die in der Folge Zwangsmaßnahmen zumindest teilweise verhindern können. Zudem sind diese Informationen Grundlage der Abwägung der Übertragungsnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber bei der Vornahme konkreter Maßnahmen im Engpassfall. Es muss allerdings sichergestellt sein, dass Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse ausschließlich zum vorgesehenen Zweck verwendet werden und die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen gewahrt bleibt.

Mit Blick auf die Vorgaben zur Information der Übertragungsnetzbetreiber an die Betreiber von Gasversorgungsnetzen, wäre die Aufnahme einer Festlegungsbefugnis der BNetzA sinnvoll mit Blick auf Umfang, Inhalt und Formate der zu übermittelnden Daten, wie sie für den Strombereich in § 12 Abs. 4 EnWG bereits existiert. Eine solche Festlegung erhöht die Rechtssicherheit hinsichtlich des Umfangs der zu übermittelnden Informationen. Dabei ist zu

berücksichtigen, dass für Unternehmen, die im Wettbewerb stehen, Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse äußerst sensibel sind. Im Gesetzestext müsste dringend klargestellt und eingegrenzt werden, worauf sich die Erweiterung bezieht.

Zudem müssen auf der einen Seite auch die Übertragungsnetzbetreiber in die Lage versetzt werden, die Auswirkung auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems bewerten und berücksichtigen zu können und die Fernleitungsnetzbetreiber auf der anderen Seite auch die Möglichkeit haben, frühzeitig alternative Lösungsvorschläge anbieten zu können. BDEW schlägt daher vor, im Gesetz ein Verfahren zur Aufstellung eines spartenübergreifenden Notfallplans mit Maßnahmen zur Beseitigung oder Eindämmung der Folgen einer Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit der Elektrizitäts- und Erdgasversorgungssysteme zu verankern, angelehnt an das Verfahren der europäischen Erdgasversorgungssicherheits-VO. Ein solcher Notfallplan könnte durch das BMWi in enger Zusammenarbeit mit der Branche erstellt werden.

BDEW-Forderungen:

- ➔ **Die Weitergabe von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen muss auf ein unbedingt erforderliches Mindestmaß beschränkt bleiben und sollte nur die eigenen Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse des jeweils zur Information Verpflichteten betreffen. Generell muss die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen gewahrt bleiben.**
- ➔ **Die Verantwortung für die Umsetzung von Maßnahmen muss geregelt werden.**
- ➔ **Im Gesetz sollte die Aufstellung eines spartenübergreifenden Notfallplans verankert werden.**

5 Meldeverpflichtung für Stilllegungen von Erzeugungsanlagen ab 10 Megawatt

Meldeverpflichtungen für geplante Stilllegungen bestehen bereits auf der Grundlage der geltenden Gesetze. Der vorgelegte Entwurf konkretisiert sie mit Blick auf den Zeitraum (12 Monate) und die betroffenen Anlagen (größer als 10 MW). Der Schwellenwert von Anlagen mit einer Nennleistung ab 10 MW ist allerdings weder sinnvoll noch umsetzbar. Die Einbeziehung von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung größer 10 MW, bedeutet auch Anlagen einzubinden, die auf der Mittelspannungsebene im Bereich eines Verteilernetzbetreibers einspeisen und damit der direkten Einflussnahme durch den Übertragungsnetzbetreiber gar nicht zugänglich sind. Es sollte daher bei dem ursprünglichen Schwellenwert von 50 MW bleiben. Dies gilt auch mit Blick auf die Regelung in § 13 Abs. 1a für die der Gesetzesentwurf ebenfalls eine Absenkung des ursprünglichen Schwellenwertes vorsieht. Gerade im kleineren Leistungsbereich größer als 10 MW finden sich viele KWK-Anlagen, die eine Versorgungsverpflichtung gegenüber ihren Wärme- bzw. Fernwärmekunden eingegangen sind. Ähnliches gilt für Müllverbrennungsanlagen, die im Leistungsbereich um 10 MW angesiedelt sind und deren Einbeziehung wegen des Entsorgungsauftrages gegenüber öffentlichen Entsorgungsträgern problematisch ist. Aus diesem Grund hatte

die BNetzA in ihrem „Eckpunktepapier zur Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen“ vom 6. Januar 2012 die KWK- und Müllverbrennungsanlagen von der Teilnahmeverpflichtung nach §13 Abs. 1a EnWG generell ausgenommen.

Sollte es bei dem vorgeschlagenen Gesetzestext bleiben, wäre darüber hinaus auch die saisonale Stilllegung von KWK-Anlagen im Sommer meldepflichtig. Eine solche Meldepflicht erscheint wenig zielführend.

Sinnvoll wäre auch mit Blick auf die Meldefrist zwischen endgültigen und vorläufigen Stilllegungen zu unterscheiden und die Frist zur Anzeige vorläufiger Stilllegungen deutlich zu verkürzen.

Ebenfalls erforderlich ist, dass die Übertragungsnetzbetreiber den Betreiber der jeweiligen Anlage unverzüglich nach dessen Stilllegungsanzeige über einen Antrag auf Genehmigung der Ausweisung als systemrelevant informieren. Gleiches gilt für die Entscheidung der Regulatorbehörde über den Antrag. Eine Entscheidung kurz vor Ablauf der 12-Monatsfrist lässt wenig Spielraum z. B. für notwendige Personalentscheidungen oder Ersatzteilbeschaffungen.

BDEW-Forderungen:

- **Enge Begrenzung des Kreises der verpflichteten Anlagenbetreiber, der Schwellenwert sollte auf 50 MW erhöht werden.**
- **Stärkere und eindeutige Trennung von endgültigen und vorläufigen Stilllegungen.**
- **Kürzere Meldefristen für vorläufige Stilllegungen.**
- **Einführung einer verbindlichen Frist zur Rückmeldung durch den Übertragungsnetzbetreiber nach Eingang der Stilllegungsankündigung.**

6 Stilllegungsverbot für systemrelevante Kraftwerke

Das generelle Verbot von Stilllegungen ohne vorherige, fristgemäße Meldung ist in der vorliegenden Ausgestaltung überzogen. Bei dem Stilllegungsverbot handelt es sich um ein einschneidendes Instrument, das den Eigentümern und Betreibern der Erzeugungsanlagen jegliche Verfügungsbefugnis über die Anlage nimmt und damit tief in die verfassungsmäßig gesicherten Rechte der Betreiber bzw. Eigentümer nach Art. 12 und Art. 14 GG eingreift. Dabei ist die Pflicht zum Weiterbetrieb ebenso ein Eingriff in die grundrechtlich gesicherten Eigentums- und Berufsausübungsfreiheiten wie ein Verbot des Betriebs. Eine solche Verpflichtung darf daher nur zum Einsatz kommen, wenn eine umfassende Abwägung ergibt, dass überwiegende Gemeinwohlbelange den Vorrang genießen. Dies kann nur dann das Ergebnis der Abwägung sein, wenn kein anderes milderes Mittel verfügbar ist. Der Gesetzestext lässt nicht erkennen, dass eine solche Abwägung bisher stattgefunden hat, bzw. enthält selbst auch keinen Abwägungsmechanismus, der eine Abwägung der Verpflichtung mit den Gründen der Stilllegung im konkreten Einzelfall ermöglicht.

Vor diesem Hintergrund sind zum Erhalt der Versorgungssicherheit und der Sicherstellung ausreichender Kapazitäten im Netz aus Sicht des BDEW marktbasierende Verfahren vorzuziehen. Hier bietet sich das Instrument der **Strategischen Reserve** an, bei dem der Kapazitätsbedarf im Rahmen eines Auktionierungsverfahrens nach wettbewerblichen Prinzipien gedeckt wird. Die Ausgestaltung einer solchen Strategischen Reserve hat der BDEW gemeinsam mit CONSENTEC entwickelt. Das Konzept beinhaltet dabei die Vermeidung unerwünschter Markteffekte und sieht auch eine am tatsächlichen Bedarf ausgerichtete Komponente für Süddeutschland (Regionalkomponente) vor. Die Strategische Reserve kann im Rahmen des laufenden Gesetzgebungsverfahrens durch eine neue gesetzliche Regelung (§ 53 b) und eine diese konkretisierende Rechtsverordnung rechtlich umgesetzt werden (Siehe auch Punkt 8). Die Strategische Reserve soll dabei nur dann zur Anwendung kommen, wenn der Markt nicht selbstständig zu einem Ausgleich von Angebot und Nachfrage kommt. Um dies sicherzustellen, sollte die Strategische Reserve mit einem Gebotspreis in Höhe des technischen Preislimits der Börse angeboten werden. Nur auf diese Weise erhalten die im Energy Only Markt verbleibenden Kraftwerke ein korrektes Knappheitssignal.

Insgesamt scheint die im Entwurf vorliegende Regelung zum Stilllegungsverbot neben den grundsätzlichen grundrechtlichen Bedenken aber auch nicht ausreichend auf ihre Wechselwirkungen zu anderen Rechtsgebieten geprüft zu sein, denn sie berücksichtigt beispielsweise nicht die Tatsache, dass ggf. rechtliche oder technische Gründe zu einer früheren Stilllegung zwingen können, z. B. bei einem erheblichen Schaden an der Anlage. So ist im konkreten Fall auch zu prüfen, ob der Weiterbetrieb eines Kraftwerkes mit den Bestimmungen der Betriebssicherheitsverordnung und dem Arbeitsschutzgesetz (z. B. fehlende TÜV-Abnahmen) überhaupt vereinbar ist. Es fehlt die Harmonisierung mit den genehmigungsrechtlichen Vorgaben des Bundesimmissionsschutzgesetzes, die zum Erlöschen der Betriebsgenehmigung führen können. Dies gilt z.B., wenn die Anlage 3 Jahre lang nicht betrieben wird, § 18 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG. Es sind auch Konstellationen denkbar, in denen z.B. durch europarechtlich vorgegebene gesteigerte Umweltauflagen und einem dadurch ausgelösten Nachrüstungsbedarf der Betrieb der Anlage unwirtschaftlich würde, ggf. bereits vor Ablauf der in § 13a Abs. 5 genannten Jahresfrist. Auch diesem Fall ist Rechnung zu tragen.

Zu klären ist auch die Frage der Haftung für die aufgerufenen Kraftwerke im Falle unplanmäßiger Nichtverfügbarkeiten, denn die Anlagen arbeiten nach Können und Vermögen.

Darüber hinaus wird die Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft für die in Rede stehenden Kraftwerke über einen Zeitraum von 5 Jahren ohne intensivere technische Ertüchtigungen kaum möglich sein. Der wirtschaftliche Nutzen einer solchen Maßnahme ist aber sehr zweifelhaft.

Ein Stilllegungsverbot sollte jedenfalls nicht ausgesprochen werden dürfen, wenn ein Kraftwerk durch einen Neubau ersetzt werden soll.

Die Unterscheidung nach endgültigen und vorläufigen Stilllegungen ist komplex und erscheint zum Teil nicht schlüssig. Die Untersagung der endgültigen Stilllegung bedarf der Genehmigung durch die BNetzA. Sie setzt die Ausweisung der Anlage als systemrelevant voraus. Unklar sind die Einzelheiten des Verfahrens und die Rechtsschutzmöglichkeiten sowie das Verhältnis der Verordnungsermächtigung zu den kraft Gesetzes geltenden Festlegungsbefugnissen.

sen der BNetzA zum gleichen Themenkreis. In dem Verfahren zur Ausweisung als systemrelevantes Kraftwerk ist sicherzustellen, dass der Betreiber der Erzeugungsanlage angehört wird und unverzüglich eine behördliche Entscheidung erhält, um seine Rechte auch im Falle der Genehmigungsfiktion effektiv wahren zu können.

So sollen die Kriterien für die Systemrelevanz auf der Grundlage der Verordnung definiert werden; zudem soll die BNetzA sowohl im Rahmen des § 13a wie auch im Rahmen des § 13c Festlegungsbefugnisse zu den Kriterien erhalten. Darüber hinaus ist die Erstattung der „notwendigen Auslagen“ zwar vorgesehen, der Entwurf lässt den Umfang aber weiterhin offen. Derartige zusätzliche Unsicherheiten müssen vermieden werden, um die noch verbliebenen Investitionsanreize bei Kraftwerken nicht noch weiter zu schwächen.

Der BDEW fordert eindringlich die möglichst zurückhaltende, nicht über den konkreten Bedarf hinausgehende und vor allem einheitliche Definition der Systemrelevanz von Kraftwerken. Nicht zuletzt sollen auch die volkswirtschaftlichen Kosten dieser Versorgungszuverlässigkeit nicht in unverhältnismäßig hohe Größenordnungen steigen.

Positiv ist zu bewerten, dass die von der Nichtstilllegungsverpflichtung betroffenen Kraftwerke ausschließlich als Redispatch-Reserve genutzt werden und dem normalen Marktgeschehen entzogen bleiben. So wird eine Verzerrung von Marktsignalen im Strommarkt vermieden.

BDEW-Forderungen:

- ➔ **Schaffung von mehr Rechtssicherheit für alle Verpflichteten durch vorherige Regelung der Einzelheiten in einer Verordnung und ggf. auf dieser Grundlage weitere Konkretisierung durch die BNetzA:**
 - Möglichst zurückhaltende, nicht über den konkreten Bedarf hinausgehende Definition der Systemrelevanz von Kraftwerken.
 - Verknüpfung der Ausweisung systemrelevanter Kraftwerke nach § 13a und § 13c und Festlegung der Kriterien in einem einheitlichen Verfahren.
 - Abwägungsmechanismus zwischen Systemrelevanz und Stilllegungsgründen des Kraftwerksbetreibers
- ➔ **Rechtsschutzmöglichkeiten für betroffene Kraftwerksbetreiber**

7 Unterscheidung zwischen Redispatch nach § 13 Absatz 1a und Stilllegungsverbot nach § 13a

Die Vergütung der Kraftwerke ist in dem Entwurf unzureichend geregelt. Es ist wichtig, dass eine Regelung gefunden wird, die einen angemessenen Ausgleich aller Interessen gewährleistet. Die Erstattung der „notwendigen Auslagen“, wie sie im Gesetz vorgeschlagen ist, bedeutet die Überlassung der Verfügungsgewalt an den Übertragungsnetzbetreiber zum Selbstkostenpreis, wobei die Selbstkosten auch noch einer Notwendigkeitsprüfung unterliegen sollen. Eine Gewinnerzielungsmöglichkeit oder Verzinsung des gebundenen Kapitals für den Eigentümer der Anlage wäre ausgeschlossen. Dies bedeutet die zwangsweise Umwandlung der Anlage in einen gemeinnützigen Non-profit-Betrieb. Hier bedarf es in allen Punkten

der Ergänzung und Klärung, auch vor dem Hintergrund der grundrechtlichen Eingriffsproblematik.

Es ist zu bedenken, dass § 13 Absatz 1a die Grundlage für die derzeit noch diskutierte Redispatch -Vergütung darstellt. Hierbei muss unbedingt berücksichtigt werden, dass sämtliche Kosten – auch solche, die z. B. durch den höheren Verschleiß der Anlage verursacht werden und nicht sofort als Auslage ergebniswirksam werden - gedeckt sind. Anlagen, die häufig von Redispatch betroffen sind, dürfen nicht aus dem Markt gedrängt werden. In der Gesetzesbegründung wird davon ausgegangen, dass die Veränderung in Bezug auf die Vergütung Kraftwerke betrifft, die andernfalls stillgelegt wären, was aber auf Kraftwerke im Redispatch nicht zutrifft. Sie agieren noch im Wettbewerb und es wäre kontraproduktiv, diese durch eine unangemessene Vergütung schlechter als Wettbewerber zu stellen.

8 Verpflichtung von Speicherbetreibern auf Anweisung des Fernleitungsnetzbetreiber die Ein- bzw. Ausspeisung anzupassen

Der Entwurf des BMWi sieht vor, die Speicherbetreiber zu verpflichten, auf Anforderung durch die Fernleitungsnetzbetreiber gegen angemessene Vergütung in Form der notwendigen Auslagen den Gasfluss an bestimmten Ein- und Ausspeisepunkten anzupassen. Im Rahmen der noch marktbasierenden Maßnahmen ist dies eindeutig zu weitgehend, da der Speicherbetreiber gemäß seiner Marktrolle nicht über eigene nutzbare Gasmengen verfügt, sondern der Speicher-/Transportkunde.

Ein direkter Zugriff auf Speicherbetreiber durch den Fernleitungsnetzbetreiber kann allenfalls im Bereich der Notfallmaßnahmen nach § 16 Abs. 2 erfolgen. Für diesen Fall würde es eines eindeutig festgelegten Entscheidungskatalogs mit definierten Zugriffskriterien bedürfen, wie z. B. hinsichtlich des Schutzes der Vertraulichkeit von Speicherkundendaten, eines diskriminierungsfreien Einsatzes unterschiedlicher in Frage kommender Speicher bzw. unterschiedlicher betroffener Speicherkunden (ratieller Aufteilung?). Die Regelung, die solche Maßnahmen explizit vorsieht, müsste in den Regelungsbereich zum Ruhen von Leistungspflichten der Betroffenen und zu den Haftungsausschlüssen nach § 16 Abs. 3 ausdrücklich mit aufgenommen werden. Entschädigungen für die Betroffenen für Folgeschäden sind angemessen zu regeln. Insbesondere auch nach Beendigung des Engpasses ergibt sich für den Betreiber der Speicheranlage sowie den/die Transportkunden (Speicherkunden) die Gefahr der Nichterfüllbarkeit von bestehenden Vertragsverpflichtungen, solange die fehlenden Mengen nicht wieder beschafft sind. Hierdurch auftretende Schäden müssen bei der Erstattung entsprechend mit aufgenommen werden.

Insbesondere hinsichtlich des Adressatenkreises (Art der Speicheranlagen) sowie möglicher Grenzziehungen im Hinblick auf den Umfang des Zugriffs auf Speichervolumina sollte die BNetzA von der vorgesehenen Festlegungsbefugnis Gebrauch machen, damit ein begrenzter und nur im erforderlichen Maße erfolgreicher Einsatz im Sinne der Versorgungszuverlässigkeit sowohl im Fernleitungs- als auch im Verteilernetz stattfindet.

BDEW-Forderungen:

- **Kein direkter Zugriff auf Betreiber von Speicheranlagen auf der Grundlage marktbasierter Maßnahmen, da falscher Adressat.**
- **Restriktiver Zugriff auf Betreiber von Speicheranlagen nur im Rahmen von Notfallmaßnahmen nach § 16 Abs. 2; Vorrang netz- und marktbezogener Maßnahmen nach § 16 Abs. 1.**
- **Regelung angemessener Ersatz von Mehrkosten und Entschädigung für Folgeschäden erforderlich sowie Aufnahme der Neuregelung im Anwendungsbereich des § 16 Abs. 3.**

9 Ergänzung der bestehenden Haftungsregelungen hinsichtlich neu hinzugekommener Pflichten und Regelungen zu Entschädigungen und Kostenersatz aufgrund oben genannter Pflichterweiterungen

Die bestehenden Haftungsbeschränkungen sind um die neu hinzugekommenen Pflichten der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber ergänzt worden. Ob die vorgenommene Ergänzung die zusätzlichen Risiken der Beteiligten angemessen widerspiegelt, bleibt zu prüfen. Eine Haftungsfreistellung für Speicherbetreiber, die auf Anweisung des Fernleitungsnetzbetreibers handeln, sowie für die Speicherkunden, die mittelbar betroffen sind, fehlt jedenfalls (s.o.). Ausdrücklich geregelt werden sollte auch eine Haftungsfreistellung des auf Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers handelnden Fernleitungsnetzbetreibers. Hier böte sich auch eine Eingrenzung der Leistungsverpflichtung an.

In den Gesetzentwurf sollte eine Regelung analog § 17 NAV und NDAV sowie § 6 Abs. 3 GVV aufgenommen werden, die die Leistungspflicht der Beteiligten im Fall einer Störung des Elektrizitäts- oder Gasversorgungssystems auch auf höheren Spannungs- und Druckebenen einschränkt.

Der Gesetzentwurf sieht an verschiedenen Stellen Regelungen für die Entschädigung und den Ersatz von Kosten oder Auslagen vor. Unklar bleibt die Unterscheidung von Kosten und Auslagen und auch deren Umfang. Zum Teil ist zudem unklar, worauf genau sich die Kostenersatzpflicht bezieht. Welche Kosten werden beispielsweise bei der Umrüstung eines Kraftwerks auf alternative Brennstoffnutzung erstattet, wenn das Kraftwerk nur teilweise als systemrelevant ausgewiesen ist, die Anlage aber nur insgesamt umrüstbar ist? In welcher Weise werden positive und negative Nebeneffekte einer Umrüstung für die Stellung des Kraftwerks im Wettbewerb kompensiert?

Aus Sicht des BDEW gehören zu den Kosten unter anderem Unterhaltungskosten, Kosten für die Kapazitätsbuchung Gas, Fixkosten, Kosten für Verzinsung des gebundenen Kapitals sowie sonstige Mehrkosten. Ebenso sind ggf. entgangene Erlöse unter den auszugleichenden Mehrkosten zu berücksichtigen. Bei der Bemessung der entstehenden Kosten hat eine ausreichende Berücksichtigung der jeweils betroffenen Strom-, Gas- sowie Wärme- (z. B. KWK-) anlagen zu erfolgen.

Durch den Gesetzgeber werden mit den vorgesehenen Regelungen die Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber, der Fernleitungsnetzbetreiber und betroffener nachgelagerter Netzbetreiber erweitert und zusätzliche Kosten verursacht. Damit die der Anreizregulierung unterliegenden Netzbetreiber die Kosten ohne Zeitverzug über ihre Netzentgelte weiter verrechnen können, müssen hierzu explizite Regelungen aufgenommen werden, die eine Anerkennung dieser Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar i.S.d. § 11 ARegV erlauben. Dementsprechend müssen die §§ 11 Abs. 2; 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 und 5 Abs. 1 Satz 2 der Anreizregulierungsverordnung ergänzt werden, so dass die Kosten aus den Aufgaben der Netzbetreiber aus den Vorschriften der §§ 13 Abs. 1a, 13 Abs. 4a, 13a, 13c, 16 Abs. 2a, § 16 Abs. 2b und § 16 Abs. 6 EnWG sowie aus Verordnungen gemäß §13b EnWG durch die Netzbetreiber ohne Zeitverzug und Effizienzabschläge weiterberechnet werden können.

Würde ein systemrelevantes Gaskraftwerk nach der hier vorgesehenen neuen Vorschrift des § 13c EnWG verpflichtet auf eine feste Kapazitätsbuchung umzustellen, so würde dies u. U. einen Netzausbau nach sich ziehen, weil das bestehende System physisch den neuen Anforderungen nicht genügt. Die Kosten für den Netzausbau sollen nach den Vorstellungen des Gesetzgebers auf die Gasnetzentgelte umgelegt werden. Richtigerweise müssten die abgrenzbaren Kosten verursachungsgerecht auf den Stromendkunden gewälzt werden.

Dabei ist allerdings zu beachten, dass Investitionen in Kraftwerke, Strom- und Gasnetze unterschiedliche Planungshorizonte und Amortisationszeiträume aufweisen. Dies ist insbesondere bei Maßnahmen, die als kurzfristige Übergangslösungen zur Verbesserung der Versorgungssituation im Strom beitragen sollen, zu berücksichtigen. Dies gilt insbesondere, wenn Gaskraftwerke für zwei Jahre als systemrelevant eingestuft werden, die Projektlaufzeit bei Neubau-/Ausbau von Gasleitungen hingegen von der Projektidee über das Engineering, Bau und Montage bis zur Inbetriebnahme der Maßnahmen zwischen 5 und 7 Jahre dauert. Die Maßnahmen würden somit zeitlich aneinander vorbei laufen und letztlich nicht zum Ziel der kurzfristigen Stabilisierung der Stromversorgung beitragen. Zudem wird sich die Zahl der systemrelevanten Kraftwerke mit dem angestrebten Ausbau der Stromleitungen absehbar reduzieren.

Es besteht die Gefahr, dass kostenintensive Netzausbaumaßnahmen, die auf Grundlage der Systemrelevanz vorgenommen werden müssten, nach Ablauf kurzer Zeit zu „stranded investments“ werden.

Daher ist zu vermeiden, dass aus verpflichtend festen Buchungen für „systemrelevante“ Gaskraftwerke aufgrund der kurzfristigen Zeiträume bis zur Realisierung des geplanten Stromnetzausbaus direkte oder indirekte Ausbaupflichtungen für die Fernleitungsnetze (aber auch für Dritte wie beispielsweise Speicher) resultieren.

Sollte eine Umallokation von festen Kapazitäten in Erwägung gezogen werden, ist zu beachten, dass zumindest die schützenswerten Kunden von einer solchen Maßnahme nicht betroffen sind sowie der Bestandsschutz für bestehende Verträge gesichert wird.

Unklar ist, wie lange die Frist in § 13a Abs. 3 verlängert werden kann. Das Wort „jeweils“ lässt vermuten, dass die Frist mehrmals hintereinander ausgesprochen werden kann und soll. In

diesen Fällen wird es besonders zwingend, die Begriffe „angemessene Vergütung“ und „notwendige Auslagen“ durch den Gesetzgeber auszulegen (§ 13a Abs. 4), da sich eine stillungsreife und technisch verschlissene Anlage nicht ohne größere Aufwendungen über den Zeitraum von 2 Jahren hinaus – wenn überhaupt – noch betriebsfähig halten lässt.

BDEW-Forderungen:

- **Ergänzung der bestehenden Haftungsbeschränkungen auf die neu hinzugekommenen Pflichten der betroffenen Marktteilnehmer.**
- **Wälzung der den betroffenen Netzbetreibern entstehenden Kosten ohne Zeitverzug als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV.**
- **Einschränkung der Leistungspflichten bei Störung des Versorgungssystems analog § 17 NAV und NDAV sowie § 6 GVV.**

10 Verordnungsermächtigung – Kriterien Systemrelevanz und wettbewerbliche Ausgestaltung der „Strategischen Reserve“

Grundsätzlich sollten die in dem Formulierungsvorschlag adressierten Themen erst nach gründlicher Abwägung aller Vor- und Nachteile im Gesetz geregelt werden. Ohnehin werden nicht alle Vorschläge schon im kommenden Winter ihre Wirkung entfalten können. Sollte dieses der Bedeutung des Themas angemessene Vorgehen politisch nicht durchsetzbar sein, muss in jedem Fall die Verordnungsermächtigung erweitert werden. Außerdem sollte klargestellt werden, dass § 13a grundsätzlich keine Anwendung findet, wenn die Rechtsverordnung nach § 53b in Kraft tritt.

Das Thema der Sicherung der Energieversorgung ließe sich so angemessen in rechtliche Vorgaben umsetzen. Die gravierenden Auswirkungen der Eingriffe in den Markt erfordern eine sachbezogene und gründliche Abwägung der langfristigen Folgen.

Andernfalls wird ein zusätzliches Feld der Rechtsunsicherheit die Umsetzung der Energiewende auch für die Unternehmen weiter erschweren.

Die Frage, welche Kraftwerke, einschließlich Gaskraftwerke, systemrelevant sind, muss nach einheitlichen Kriterien und einem einheitlichen Verfahren bestimmt werden, sowohl im Hinblick auf Stilllegungen als auch im Hinblick auf die Absicherung von systemrelevanten Gaskraftwerken bei Engpässen. Nur so lassen sich die Eingriffe in den Markt schon von vorneherein so gering wie möglich halten. Dieses kann über eine einheitliche Verordnungsermächtigung zur Festlegung dieser Kriterien erfolgen. Bis eine Verordnung vorliegt, könnten der BNetzA übergangsweise eingeschränkte Festlegungsbefugnisse eingeräumt werden. Die Verordnungsermächtigung sollte darauf ausgerichtet sein, das in den Eckpunkten angedachte System durch das Konzept der Strategischen Reserve ganz oder teilweise zu ersetzen. Ein ähnliches Vorgehen hatte der Gesetzgeber bei der Einführung der Anreizregulierung gewählt, die die Kostenregulierung abgelöst hat.

BDEW-Forderung:

- ➔ **Schaffung von mehr Rechtssicherheit für alle Verpflichteten durch eine Verordnungsermächtigung, die die Kernpunkte der zu regelnden Sachverhalte benennt und für marktbasiertere Lösungen offen ist.**
- ➔ **Siehe Formulierungsvorschlag zu § 13b und § 53b (neu) EnWG.**

11 Übergangsregelung zur Messung

In der vorgeschlagenen Fassung nimmt die geplante Übergangsregelung das Ergebnis der Kosten-Nutzen-Analyse vorweg. Der Gesetzesentwurf spiegelt auch nicht wider, dass die Anforderungen nach § 21d und § 21e bisher noch nicht feststehen. Sie würde dazu führen, dass für die Übergangszeit, bis die zukünftig einzubauenden Messsysteme technisch ausreichend beschrieben sind, Messgeräte eingebaut würden, deren Kompatibilität nicht gewährleistet ist.

Sobald eine Einbauverpflichtung auf der Grundlage der MessZV tatsächlich besteht, müssen die Messeinrichtungen ohnehin in ein Messsystem integriert werden. Dies ist schon nach derzeitiger Rechtslage nur unter Berücksichtigung der Anforderungen des § 21d und § 21e möglich. Der Hinweis in Satz 3 ist daher entbehrlich. Hilfsweise sollte der Einbau auf die Pflichteinbaufälle des § 21 c Absatz 1 a) bis c) begrenzt werden.

Darüber hinaus müssen die Kosten, die im Rahmen der neuen Einbauverpflichtung entstehen, im Rahmen der Anreizregulierung ohne Zeitverzug in Ansatz gebracht werden können. Dazu bedarf es einer Anpassung der Anreizregulierungsverordnung.

BDEW-Forderungen:

- ➔ **Streichung der Vorschrift.**
Hilfsweise:
 - **Begrenzung der Verpflichtung zum Einbau auf Pflichteinbaufälle nach § 21c Absatz 1 a) – c).**
 - **Begrenzung der Verpflichtung auf das tatsächlich Mögliche.**
 - **Sicherstellung der Kostenanerkennung ohne Zeitverzug im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung.**

12 Evaluierung

Der BDEW begrüßt, dass die Effektivität und Effizienz der vorgeschlagenen Maßnahmen überprüft werden sollen, § 63 EnWG.

Der für diese Überprüfung geplante Zeitraum von fast 3,5 Jahren ist aus Sicht des BDEW deutlich zu lang. Mögliche Erkenntnisse aus der Evaluierung könnten erst recht spät in die Entwicklung eines neuen Energiemarktdesigns (EMD) einfließen. Deshalb schlagen wir eine

jährlich Überprüfung erstmals zum Frühjahr 2014 statt Mitte 2016 vor, in die dann bereits die erste Erfahrungen einfließen könnten.

BDEW-Forderung:

- **Vorziehen des Evaluationsberichts auf 2014 und anschließend jährliche Evaluierung**

13 Konkrete Änderungsvorschläge

Die rechtssichere Ausgestaltung und Formulierung von Vorgaben ist von eminenter Wichtigkeit. In Anbetracht der Kürze der zur Verfügung stehenden Zeit konnten nicht zu allen Änderungsvorschlägen und Kritiken konkrete Regelungsvorschläge entwickelt werden. Gleichwohl werden in der Anlage zu den meisten Vorschlägen konkrete Gesetzesänderungsvorschläge gemacht. Der BDEW behält sich vor, hier noch weitere Vorschläge nachzureichen bzw. die Vorschläge weiter zu konkretisieren und ggf. zu verbessern.

Ansprechpartner:

Geertje Stolzenburg
Telefon: +49 30 300199-1513
Geertje.Stolzenburg@bdew.de

Ilka Gitzbrecht
Telefon: +49 30 300199-1520
Ilka.Gitzbrecht@bdew.de

Zusammenfassung der Stellungnahme des BDEW vom 13. September 2012

Zum Entwurf der Bundesregierung eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 29. August 2012

Ziel des Gesetzentwurfs ist es, die Risiken beim Ausbau der Stromerzeugung aus Offshore-Windpark zu reduzieren und die Investitionsblockade zu lösen. Der BDEW hat hierzu – zum Teil in Kooperation mit der Offshore-Stiftung und dem Offshore-Forum Wind - umfangreiche Vorschläge erarbeitet und sieht insbesondere in folgenden zentralen Punkten Nachbesserungsbedarf, da andernfalls die erwünschte Wirkung ausbleiben droht:

- **Haftung durch den ÜNB**

Die mit dem Gesetzentwurf den Übertragungsnetzbetreiber auferlegten Selbstbehalte im Schadensfall erscheinen unverhältnismäßig hoch und müssen abgemildert werden, da ansonsten dringend benötigte Investoren für Netzanbindungskapazitäten ausbleiben. Risiko und Rendite müssen hier letzten Endes mit anderen Möglichkeiten der Kapitalanlage international konkurrenzfähig sein.

- **Übergangsregelung zum Systemwechsel bei der Netzanbindung**

Der Systemwechsel bei der Netzanbindung ist dringend erforderlich und grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings brauchen wir eine vernünftige Übergangsregelung für Offshore-Windparks, deren Planung bereits weit fortgeschritten ist. Deren bisher getätigte Investitionen werden durch den Systemwechsel unnötig gefährdet. Der BDEW hat hierzu im Sinne des Vertrauensschutzes einen Vorschlag erarbeitet, der weder Geld kostet, noch den Systemwechsel verzögert, aber dennoch zumindest einige in ihrer Planung weit fortgeschrittene Offshore-Windparks berücksichtigt.

- **Entschädigungsansprüche der Betreiber von Offshore-Windparks**

Die im Gesetzentwurf gefundene Regelung hinsichtlich der Annahme einer fiktiven Betriebsbereitschaft von Offshore-Windparks bei Netzanbindungsverzögerungen zur Schadensminderung ist der richtige Ansatz, sollte sich jedoch auch auf die Umspannung erstrecken. Andernfalls entstehen unnötige Kosten (Instandhaltung) und Risiken (Ablauf der Gewährleistungsfrist) auf Seiten der Offshore-Windpark-Betreiber. Dabei ist sicherzustellen, dass das Kabel des Netzbetreibers am Fundament aufgenommen werden kann, für den Fall, dass die Netzanbindung früher erfolgt als die Errichtung der Umspannplattform.

- **Ungenutztes Potential zur Kostensenkung**

Im Zuge der Regelung von Entschädigungsansprüchen und der Risikominderung für Investoren im Zuge der Klärung der Haftungsfrage bei den ÜNB kommt es auch zwangsläufig zu Belastungen für die Stromkunden. Diese müssen so gering wie möglich gehalten werden. Im Gesetzesentwurf besteht hier noch Optimierungspotential. So fehlen ein verbindliches Schadensminderungskonzept und verbindliche Informati-

onspflichten (Realisierungsfahrpläne in Verbindung mit monatlichen Abstimmungsgesprächen).

Zur Stellungnahme des Bundesrates vom 12.10.12 (BR-Drs. 520/12)

Der BDEW ist erfreut, dass die Länder die zentrale Bedeutung einer Netzentgeltbefreiung für den Fortbestand von Stromspeichern (wie Pumpspeicherkraftwerke) erkannt haben. Ebenso ist es positiv, dass sich die Länder erstmalig für eine Definition des Begriffes „Anlagen zu Speicherung elektrischer Energie“ im Rahmen des EnWG ausgesprochen haben.

Mit der Definition des Speicherbegriffs unter Punkt 2 der Stellungnahme des Bundesrates zum Entwurf der Bundesregierung eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 29. August 2012 haben die Länder die Funktion des ortsgelassenen Stromspeichers physikalisch richtig beschrieben. Des Weiteren wurde die Technologie „Power-to-Gas“ ergänzend in diese Definition mit aufgenommen. Nicht nachvollziehbar erscheint unter diesem Gesichtspunkt, dass die im Gegensatz zu Power-to-Gas bereits technisch und wirtschaftlich verfügbare Technologie „Power-to-Heat“, also die Nutzung von Überschussstrom in Wärmenetzen, unberücksichtigt geblieben ist. Der BDEW empfiehlt daher, den Vorschlag des Bundesrates aufzugreifen, jedoch technologieoffen auszugestalten, sodass hier sämtliche Speichertechnologien eine Berücksichtigung finden.