20. Wahlperiode

Deutscher Bundestag

Ausschuss für Klimaschutz und Energie

Ausschussdrucksache **20(25)180**

22. September 2022

# Stellungnahme

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)

zur Anhörung im Deutschen Bundestag am 23.09.2022 zum Entwurf der Bundesregierung für eine Novelle des Energiesicherungsgesetzes und weiterer Vorschriften

**Siehe Anlage**

Berlin, 21. September 2022

**BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

## Stellungnahme

# zum Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer Gesetze

Stand 14. September 2022

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

## Inhalt

**1 Zusammenfassung ..... 5**

**2 Artikel 1 – Änderung des Energiesicherungsgesetzes (EnSiG) ..... 6**

2.1 Gesetzliches Preisanpassungsrecht zur Kostenwälzung der Gasbeschaffungsumlage (§ 26 EnSiG) ..... 6

2.2 Vollstreckung von Maßnahmen des Bundeslastverteilers, Zwangsgeld (§ 15 Abs. 4 EnSiG) ..... 12

2.3 Präventive Maßnahmen zur Vermeidung eines Krisenfalls; Verordnungsermächtigung (§ 30 EnSiG) ..... 12

**3 Artikel 2 – Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) ... 13**

3.1 Änderungen des Anlagentyps einer genehmigten Windenenergieanlage vor deren Errichtung (§ 16b Abs. 7 BImSchG) 13

3.2 Leistungserhöhungen einer Windenergieanlage ohne bauliche Änderungen (§ 16b Abs. 8 BImSchG) ..... 13

3.3 Abweichungen von Vorgaben zu nächtlichen Geräuschwerten und zur Vermeidung von Schattenwurf bei Windenergieanlagen im Fall einer erheblichen Gasmangellage (§ 31k BImSchG) ..... 14

3.4 Regelung zur Nichtverfügbarkeit von Betriebsmitteln als Folge der Gasmangellage ergänzen ..... 14

**4 Artikel 3 – Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ..... 15**

4.1 Anpassungsmaßnahmen (§ 13, § 16 EnWG) ..... 15

4.2 Beschleunigung des Ausbaus von Offshore-Anbindungsleitungen (§ 17d EnWG ) ..... 16

4.3 Zugang zu LNG-Anlagen, vorgelagerten Rohrleitungsnetzen und Gasspeicheranlagen (§ 26 EnWG) ..... 17

4.4 Stilllegung von Gasspeichern (§ 35h EnWG) ..... 17

4.5 Kostenweitergabe über die Verträge (§§ 40 und 41 EnWG) ..... 18

4.6 Klarstellung der Möglichkeiten einer Integration von Nebenanlagen in die Planfeststellung (§ 43 EnWG) ..... 19

4.7 Verzichtsmöglichkeit auf Erörterungstermine erweitern (§ 43a Nr. 3 EnWG) ..... 19

4.8 Planfeststellung, Frist zum Erlass des Planfeststellungsbeschlusses (§ 43b EnWG) ..... 19

4.9 Leitungsänderungen und Ertüchtigungen ohne Anzeige (§ 43f EnWG) ..... 20

4.10 Anforderungen des vorzeitigen Beginns werden an Praxis angenähert (§ 44c EnWG) ..... 21

4.11 Elektromagnetische Beeinflussung (§ 49a EnWG) ..... 21

4.12 Temporäre Höherauslastung Übertragungsnetz (§ 49b EnWG) ..... 22

4.13 Maßnahmen zur Ausweitung des Stromerzeugungsangebots, Pflicht zur Betriebsbereitschaft und Brennstoffbevorratung für die befristete Teilnahme am Strommarkt von Anlagen aus der Netzreserve (§ 50b EnWG) ..... 23

4.14 Verordnungsermächtigung für Maßnahmen zur Reduzierung der Gasverstromung (§ 50f EnWG) ..... 24

4.15 Übergangsregelungen (§ 118 Abs. 46a EnWG) ..... 24

**5 Artikel 4 - Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz ..... 25**

5.1 Anpassung der Begriffsbestimmung der „Änderung oder Erweiterung einer Leitung“ hilft in der Praxis (§ 3 Nr. 1 NABEG) ..... 25

5.2 Verzicht auf Erörterungstermine beschleunigt Verfahren (§ 10 und § 22 NABEG) ..... 25

5.3 Entsprechende Anwendung der naturschutzrechtlichen Repoweringregelung erleichtert naturschutzrechtliche Prüfung (§ 18 Abs. 4a NABEG) ..... 25

**6 Artikel 7 - Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ..... 25**

6.1 Technische Einrichtung (§ 9 EEG 2021-4) ..... 25

6.2 Erleichterungen bei den Vorgaben für die förderfähige Strommenge oberhalb der (Höchst-) Bemessungsleistung von Biomasseanlagen .. 27

6.3 Erleichterung der Vorgaben für Biomasseanlagen hinsichtlich des „Güllebonus” und des „NawaRo-Bonus” des EEG 2009 ..... 28

6.4 Erforderliche weitere redaktionelle Änderungen im EEG 2021-4 ..... 29
6.5 Zusätzliche Änderungsvorschläge zum EEG – Naturalausgleich ..... 29

**7 Artikel 8 - Weitere Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ..... 30**

7.1 Krisensonderausschreibung zum 15. Januar 2023 ..... 30
7.2 Verlängerung der Realisierungsfristen für Innovationsausschreibungen ..... 31
7.3 Redaktionelle Änderungen im EEG 2023 ..... 32

**8 Zusätzliche Änderungsvorschläge für das EEG ..... 33**

**9 Artikel 6 - Änderung des LNG-Beschleunigungsgesetzes ..... 33**

9.1 Erweiterung des Anwendungsbereichs ..... 33
9.2 Anwendbarkeit verfahrensrechtlicher Erleichterungen nicht einschränken ..... 33
9.3 Ermöglichung des erforderlichen Holzeinschlags für den kommenden Winter ist zu begrüßen ..... 33
9.4 Ergänzende Vorschläge für Änderungen des LNGG ..... 33

**10 Artikel 9 - Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes ..... 34**

## 1 Zusammenfassung

Der BDEW und seine Mitgliedsunternehmen stimmen mit der Bundesregierung darin überein, dass der völkerrechtswidrige Angriff Russlands auf die Ukraine die ohnehin angespannte Lage auf den Energiemärkten drastisch verschärft hat. Um die Energieversorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten, sind auch aus Sicht des BDEW über die bereits getroffenen Maßnahmen hinaus weitere Maßnahmen erforderlich. Der Zubau der Erneuerbaren Energien und der Ausbau der Netze sind zu beschleunigen und die Vorsorgeregelungen für Engpässe zu modernisieren.

Der BDEW begrüßt vor diesem Hintergrund, dass das Energiesicherungsgesetz (EnSiG) und weitere Gesetze erneut auf seine Funktionalität überprüft wurden. Hierbei wäre eine rechtzeitigere Einbindung der Verbände wünschenswert gewesen, die es diesen ermöglicht hätte, in einer angemessenen Frist Stellung nehmen zu können. Dessen ungeachtet bittet der BDEW um die Berücksichtigung der nachfolgenden Ausführungen. Insgesamt gilt es, die richtige Balance zwischen Marktmechanismen und hoheitlichen Eingriffen zu finden.

Hervorzuheben sind aus Sicht des BDEW hierbei die folgenden Punkte:

- Der BDEW fordert mit Nachdruck die Schaffung von Rechtssicherheit bei der Weitergabe der Gasbeschaffungs- und Gasspeicherumlage. Die Weitergabe der Umlage an Kunden mit Festpreisverträgen muss mit einer kurzen Frist möglich sein. Gleiches gilt für die Weitergabe der entstandenen Mehrkosten an die Kunden der Fernwärmeversorger, die ihre Wärme mit Gas erzeugen.
- Der BDEW begrüßt ausdrücklich die Klarstellung, dass die Anpassungsmaßnahmen des Netzbetreibers nach §§ 13 Abs. 2 und 16 Abs. 2 EnWG verpflichtend umzusetzen sind.
- Planungs- und genehmigungsrechtlich enthält der Gesetzentwurf eine Vielzahl begrüßenswerter Regelungen. Wichtig ist beispielsweise die Regelung, die Änderungen des Betriebskonzepts einer Stromleitung zukünftig auch ohne Anzeige ermöglicht. Auch die pragmatischen Anpassungen der Möglichkeiten eines vorzeitigen Beginns führen in der Praxis zu Erleichterungen.
- Dennoch ist eine noch weitere Beschleunigung möglich und auch erforderlich.
- Dringende Änderungen sind bei den Regelungen zur Änderung des Anlagentyps von Windenergieanlagen nach deren Genehmigung aber vor der Errichtung erforderlich. Hier müssen Bagatellschwellen festgelegt werden, um Behörden und Vorhabenträger nicht mit unnötigen Verfahren zu belasten.
- Damit Windenergieanlagen einen relevanten Beitrag zur Bewältigung der Folgen einer Gasmangellage leisten können, müssen die Regelungen zu Abweichungen von

Vorgaben zu nächtlichen Geräuschwerten und zur Vermeidung von Schattenwurf bei Windenergieanlagen angepasst werden.

- Die Fristenregelung für die Dauer von Planfeststellungsverfahren sollte auf alle Leitungsbauvorhaben nach dem EnWG erweitert werden.
- Der BDEW lehnt die Möglichkeit zum Ausbau von bestehenden Regelungseinrichtungen oder der technischen Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 % der Wirkleistungsbegrenzung in der vorliegenden Fassung für Anlagen bis 7 kW(p) ab. Technisch ist die vorgesehene Streichung nicht sinnvoll, da der Mehrertrag geringfügig höherer Strommengen in keinem angemessenen Verhältnis zu der Netzmehrbelastung steht. Hinzu kommt, dass mit dem Rollout von intelligenten Messsystemen die 70 % Wirkleistungsbegrenzung und Steuerbarkeit für Bestandsanlagen planmäßig ohnehin entfällt und der Netzbetreiber notwendige Netzausbaumaßnahmen dann mit dem Rollout synchronisieren kann.
- Im Zusammenhang mit der geplanten Abschaffung der 70%-Regelung steigt neben dem allgemeinen bürokratischen Mehraufwand auch der personelle Aufwand für die Netzbetreiber durch Bearbeitung, Prüfung, Meldung und Dokumentation. Eine ressourcenbedingte Verzögerung der Bearbeitung neuer EE-Anschlussanfragen mit deutlich höherer Leistung dürfte damit die Folge dieser Regelung sein, insbesondere weil mit massenhaften Anfragen ab dem 1. Januar 2023 zu rechnen ist.
- Bei den im Gesetzentwurf vorgesehenen EEG-Änderungen sollte darüber hinaus generell eine Analyse von Aufwand und Nutzen erfolgen. Die in § 100 Abs. 16 EEG-E vorgesehene Anrechnung eventueller Mehrerlöse aufgrund dieser Änderungen auf den Flexibilitätszuschlag ist ausgesprochen komplex und im Gesetzeswortlaut nicht eindeutig. Daher sollte diese Anrechnung auf das beihilferechtlich absolut notwendige Maß reduziert werden. Gleiches gilt für den flexibilisierten Güllebonus nach § 100 Abs. 17 EEG-E: Hier sollte die vorgesehene tageweise Betrachtung für 2022 und 2023 auf einen Kalenderjahresdurchschnitt umgestellt werden, damit der Abwicklungsaufwand bei gleichem Ziel reduziert wird.

Diese und weitere Positionen begründet der BDEW wie folgt:

## 2 Artikel 1 – Änderung des Energiesicherungsgesetzes (EnSiG)

### 2.1 Gesetzliches Preisanpassungsrecht zur Kostenwälzung der Gasbeschaffungsumlage (§ 26 EnSiG)

Im Umgang mit der Gasbeschaffungsumlage bzw. den (unverschuldeten) massiven Mehrkosten einiger Importeure für die durch die ausgefallenen russischen Liefermengen

erforderlichen Ersatzbeschaffungen ist ein schlüssiges Konzept erforderlich, dass allen Beteiligten entsprechende Sicherheit bietet. Nachdem eine Haushaltslösung nicht vorgelegt wurde, hat sich der BDEW für die Einführung einer Umlage anstelle einer Preisweitergabe nach § 24 EnSiG eingesetzt und fordert nun die dringend notwendigen Anpassungen zur rechtswirksamen und effizienten Kostenwälzung der Gasbeschaffungsumlage entlang der Lieferkette bis hin zum Letztverbraucher.

Aus Sicht des BDEW ist es zentral, dass die Gasbeschaffungsumlage von allen Gas-Letztverbrauchern gleichmäßig und ohne Privilegierung bestimmter Kundengruppen getragen wird. Sowohl aus Gas produzierte Fernwärme als auch alle Gas-Festpreisverträge müssen in die Finanzierung einbezogen werden. Das ermöglicht eine breitere Verteilung der Lasten. Diese Anpassungen müssen jetzt so schnell wie möglich gesetzlich geregelt werden.

Die Regelungen des finanziellen Ausgleichs, der saldierten Preisanpassung und ihrer Weitergabe nach § 26 EnSiG treten an die Stelle der Preisanpassungsrechte nach § 24 EnSiG, die die gesamte Lieferkette betreffen. Die Finanzierung des finanziellen Ausgleichs kann nur unter Beteiligung aller Marktteilnehmer erfolgen. Die Regelung in § 26 sollte daher ausdrücklich klarstellen, dass die saldierte Preisanpassung (Gasbeschaffungsumlage) nicht nur durch den Marktgebietsverantwortlichen den Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt, sondern auch von den Energieversorgungsunternehmen an die Letztverbraucher weitergegeben werden kann und soll, damit die Finanzierung breit gestreut und entsprechende Preissignale zum Sparen anreizen können.

Deshalb muss § 26 EnSiG ein ausdrückliches gesetzliches Preisanpassungsrecht für Energieversorgungsunternehmen beinhalten, das transparent, diskriminierungsfrei und kurzfristig umsetzbar ist. Gleiches gilt für die Weitergabe der Umlage durch die Bilanzkreisverantwortlichen an die Lieferanten. Dabei ist unerheblich, ob die Energieversorgungsunternehmen zugleich Bilanzkreisverantwortliche sind oder diese Rollen auseinanderfallen. Andernfalls wären die Energieversorgungsunternehmen und Bilanzkreisverantwortlichen, die nicht zugleich Energielieferanten sind, zur Verrechnung der Gasbeschaffungsumlage an die gesetzlichen und vertraglich vereinbarten Preisanpassungsrechte gebunden (u.a. § 5 Abs. 2 GasGVV, § 41 Abs. 5 EnWG, AGBs).

Es muss sichergestellt werden, dass die Weitergabe der Gasbeschaffungsumlage zum 1. November 2022 möglich ist. Das bedeutet, die geltenden gesetzlichen und vertraglich vereinbarten Vorankündigungsfristen müssen bei einer Vielzahl von Verträgen verkürzt werden. Bei einer Veröffentlichung der Umlage jeweils sechs Wochen vor Einführung bzw. Änderung könnte die Umlage nicht rechtzeitig an die Letztverbraucher weitergereicht werden. Dies gilt sowohl für die erstmalige Einführung der Gasbeschaffungsumlage als auch für die nachfolgenden quartalsweisen Anpassungen, die ebenfalls mit kurzer Vorlauffrist von sechs Wochen erfolgen

sollen. Darüber hinaus wären über eine Pflicht zur Weitergabe der saldierten Preisanpassung auch Preissenkungen unmittelbar weiterzugeben bzw. auszukehren.

Dies trifft insgesamt sowohl für die Belieferung der Haushaltskunden in der Grundversorgung als auch außerhalb der Grundversorgung im Sonderkundenbereich zu. Gemäß § 5 Abs. 2 GasGVV sind Änderungen der Allgemeinen Preise und der ergänzenden Bedingungen jeweils zum Monatsbeginn und erst nach öffentlicher Bekanntgabe wirksam, die mindestens sechs Wochen vor der beabsichtigten Änderung erfolgen muss. Der Grundversorger ist nach der derzeitigen Gesetzeslage verpflichtet, zu den beabsichtigten Änderungen zeitgleich mit der öffentlichen Bekanntgabe eine briefliche Mitteilung an den Kunden zu versenden und die Änderungen auf seiner Internetseite zu veröffentlichen. Für die Umsetzung der Gasbeschaffungsumlage sind die vorgesehenen Zeiträume zwischen Veröffentlichung der Umlagenhöhe und der möglichen Weitergabe an die Kunden (in der Grundversorgung und teilweise im Sonderkundenbereich sechs Wochen zum Monatsersten) allerdings zu kurz, um die gesetzlichen Fristen für eine Preisänderung jeweils einzuhalten, die mit Wirksamkeit der neuen Umlagenhöhe synchron ist. Die gesetzlichen Fristen für Preisänderung sollten daher auf **eine Woche** gekürzt werden. Bei einer unveränderten Weitergabe der Umlage sollte zudem in Anlehnung an § 41 Abs. 6 EnWG eine automatische Weitergabe als Durchlaufposten möglich sein, der lediglich in der Abrechnung ausgewiesen werden muss.

Auch im Sonderkundenvertragsbereich außerhalb der Grundversorgung ist eine fristgerechte Preisanpassung der Gasbeschaffungsumlage bei einer Vielzahl der Letztverbraucher nicht möglich, da hier ebenfalls Ankündigungsfristen von mindestens einem Monat gemäß § 41 Abs. 5 EnWG einzuhalten sind. Hier sollte die gleiche Regelung gelten wie für grundversorgte Kunden. Auf die öffentliche Bekanntmachung sollte verzichtet und stattdessen auf die Veröffentlichung auf der Internetseite abgestellt werden.

Zudem beinhalten eine Vielzahl von Sonderkundenverträge Festpreisvereinbarungen oder sog. Preisgarantien für einen bestimmten Zeitraum, so dass in diesem Fall keine Möglichkeit zur Weitergabe für die Dauer der Vertragslaufzeit besteht.

Um eine solidarische Weitergabe der Mehrkosten über alle Letztverbraucher zu erreichen und so die Belastung für jeden Einzelnen geringer zu halten, ist eine gesetzliche Weitergabe der Umlage unabhängig vom vertraglichen Verhältnis (z. B. Grundversorgung, Normsonderkundenvertrag, Festpreisvertrag) und eventuell noch geltender Preisgarantien notwendig. Dies sollte in der Ermächtigungsgrundlage in § 26 EnSiG ausdrücklich geregelt werden. Entsprechende vertragliche Regelungen, die der Weitergabe der Gasbeschaffungsumlage entgegenstehen, dürfen daher keine Anwendung finden.

In gleicher Weise besteht für die Weitergabe der Speicherumlage, die ebenfalls zum 1. Oktober 2022 eingeführt wird, die Notwendigkeit eines gesetzlichen Preisanpassungsrechts.

Insofern ist auch hierzu ein vergleichbares Preisanpassungsrecht als Übergangsregelung einzufügen.

Schließlich müssen auch Fernwärmeversorgungsunternehmen ungeachtet der bestehenden Regelung in § 24 AVBFernwärmeV, die nur die Weitergabe von Belastungen im Rahmen des § 24 EnSiG anspricht, ebenfalls ein auf dem EnSiG beruhendes, unmittelbares gesetzliches Preisanpassungsrecht erhalten, wenn ihnen die Mehrkosten des Bilanzkreisverantwortlichen bzw. des Energieversorgungsunternehmens als Umlage nach § 26 EnSiG in Rechnung gestellt werden. Nur auf diesem Weg kann eine breite Lastenverteilung bei der Wälzung der Gasbeschaffungsumlage durch eine durchgängige und gleichmäßige Verteilung auf alle Kundengruppen ermöglicht werden. Die gemäß der AVBFernwärmeV in den Wärmeversorgungsverträgen enthaltenen mathematisch wirkenden Preisänderungsklauseln würden dies nicht sicherstellen können.

**Vorschlag**

Der BDEW schlägt vor, § 26 EnSiG wie folgt zu ändern und einen neuen § 26a EnSiG und einen neuen 26b EnSiG einzuführen:

**§ 26 – Saldierte Preisanpassung; Verordnungsermächtigung**

*(1) Die Bundesregierung wird ermächtigt, ohne Zustimmung des Bundesrates eine Rechtsverordnung zu erlassen, in der abweichend von § 24 Absatz 1 Satz 3 geregelt werden kann, dass an die Stelle der Preisanpassungsrechte nach § 24 Absatz 1 Satz 3 ein* ***~~durch eine saldierte Preisanpassung finanzierter~~*** *finanzieller Ausgleich tritt,* ***der durch eine saldierte Preisanpassung und deren transparente und diskriminierungsfreie Weitergabe durch die Energieversorgungsunternehmen an ihre Kunden finanziert wird****. Mit Inkrafttreten der Rechtsverordnung nach Satz 1 dürfen die Preisanpassungsrechte nach § 24 Absatz 1 Satz 3 nicht mehr ausgeübt werden.*

*(2) Die Rechtsverordnung nach Absatz 1 kann erlassen werden, wenn eine erhebliche Reduzierung der Gasimportmengen nach Deutschland unmittelbar bevorsteht oder von der Bundesnetzagentur nach § 24 Absatz 1 Satz 1 festgestellt worden ist.*

*(3) Die Rechtsverordnung nach Absatz 1 muss insbesondere Bestimmungen enthalten über*

1. *die Anspruchsberechtigten des finanziellen Ausgleichs,*
2. *die Voraussetzungen für den finanziellen Ausgleich,*
3. *die Berechnungsgrundlagen des finanziellen Ausgleichs,*
4. *den zur Erhebung der saldierten Preisanpassung Berechtigten und Verpflichteten,*
5. *die Kosten und Erlöse, die in die saldierte Preisanpassung einzustellen sind,*

*6. die Vorgaben zu einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren für die saldierte Preisanpassung,*

*7. die Befristung der saldierten Preisanpassung auf bis zu zwei Jahre mit der Möglichkeit der Verlängerung,*

***8. die Ausgestaltung der Weitergabe der saldierten Preisanpassung durch die Energieversorgungsunternehmen an ihre Kunden, insbesondere Informationspflichten, Fristen und Modalitäten zur Abrechnung und Änderung der Abschlagszahlungen,***

*~~8~~**9**. die Veröffentlichungspflichten und*

*~~9~~**10**. die Überwachung der Verordnung.*

*(4) Die Rechtsverordnung nach Absatz 1 ist 72 Stunden vor ihrer Verkündung dem Bundestag mitzuteilen. Die Rechtsverordnung ist nicht zu verkünden oder unverzüglich aufzuheben, soweit es der Bundestag binnen zwei Monaten nach der Mitteilung verlangt.*

*(5) Die Anspruchsberechtigten des finanziellen Ausgleichs sind die von der erheblichen Reduzierung der Gasimportmengen nach Deutschland unmittelbar betroffenen Energieversorgungsunternehmen (Gasimporteure).*

*(6) Der zur Erhebung der saldierten Preisanpassung Berechtigte und Verpflichtete nach Absatz 1 Satz 1 ist derjenige, der den Gasimporteuren den finanziellen Ausgleich zahlt und im Wege einer saldierten Preisanpassung in einem in der Rechtsverordnung festzulegenden Verfahren an die Bilanzkreisverantwortlichen im Marktgebiet im Sinne des § 2 Nummer 5 der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen weiter belastet.*

*(7) Das transparente und diskriminierungsfreie Verfahren regelt unter angemessener Beachtung der Interessen der Verbraucher insbesondere die der saldierten Preisanpassung unterfallenden Mengen, die Berechnung der Höhe der saldierten Preisanpassung, die Abschlagszahlungen, die Ausgleichsperiode, die Endabrechnung, die Rückerstattung und die Führung eines saldierten Preisanpassungskontos.*

***(8) Bilanzkreisverantwortliche sind berechtigt die saldierte Preisanpassung an Energieversorgungsunternehmen, die Letztverbraucher mit Gas beliefern, weiterzugeben, soweit sie nicht selbst als Energieversorgungsunternehmen die Letztverbraucher mit Gas beliefern.***

***(9) Energieversorgungsunternehmen sind berechtigt, die saldierte Preisanpassung an ihre Kunden weiterzugeben. Bei unveränderter Weitergabe bedarf es keiner vorherigen Unterrichtung und es entsteht kein außerordentliches Kündigungsrecht. In allen anderen Fällen ist die Preisanpassung dem Kunden rechtzeitig vor ihrem Eintritt mitzuteilen und zu begründen. Die Höhe der saldierten Preisanpassung ist von den Energielieferanten in der Abrechnung gesondert auszuweisen. Vertragsbestimmungen, die dem Recht zur Weitergabe der saldierten Preisanpassung entgegenstehen sind nicht anwendbar. Mit der Preisänderung sind die Energielieferanten berechtigt, die***

***Höhe der Abschlagzahlungen entsprechend anzupassen. Abweichend von Satz 3 gilt für Haushaltskunden im Sinne des § 3 Nr. 22 Energiewirtschaftsgesetz, dass die Änderung der Preise jeweils zum Monatsbeginn und erst nach Veröffentlichung auf der Internetseite des Energieversorgungsunternehmens wirksam wird. Die Veröffentlichung muss mindestens eine Woche vor der beabsichtigten Änderung erfolgen. Das Energieversorgungsunternehmen ist verpflichtet, zu den beabsichtigten Änderungen zeitgleich eine Mitteilung in Textform an den Haushaltskunden zu versenden; hierbei hat es den Umfang, den Anlass und die Voraussetzungen der Änderung sowie den Hinweis auf die Rechte des Kunden in übersichtlicher Form anzugeben.***

***Vor Inkrafttreten der Gesetzesänderung bereits auf der Grundlage von vertraglichen Preisanpassungsrechten mitgeteilte Preisanpassungen zur Weitergabe der saldierten Preisanpassung bleiben wirksam.***

***Neu:***

***§ 26a Weitergabe der Speicherumlage nach § 35e Energiewirtschaftsgesetz***

***Für die Weitergabe der Speicherumlage nach § 35e Energiewirtschaftsgesetz gilt § 26 Absatz 9 entsprechend.***

***Neu:***

***§ 26b Weitergabe der Preisanpassung durch Fernwärmeversorgungsunternehmen***

***(1) Hat ein Bilanzkreisverantwortlicher oder ein Energieversorgungsunternehmen gegenüber einem Fernwärmeversorgungsunternehmen seine Mehrkosten nach § 26 Absatz 8 oder nach § 26 Absatz 9 oder nach § 26a weitergegeben, ist das Fernwärmeversorgungsunternehmen, das Gas zur Erzeugung von Fernwärme einsetzt, unabhängig von einer in dem Versorgungsvertrag vereinbarten Preisänderungsklausel berechtigt, die durch die saldierte Preisanpassung entstehenden Mehrkosten abweichend von § 24 Absätze 5 bis 7 der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme an seine Fernwärmekunden weiterzugeben. Dies gilt auch für solche Fernwärmeversorgungsunternehmen, die ihrerseits Wärme von einem solchen Fernwärmeversorgungsunternehmen geliefert bekommen.***

***(2) Die Weitergabe nach Absatz 1 wird jeweils zum Monatsbeginn und erst nach öffentlicher Bekanntgabe oder Mitteilung an den Kunden in Textform wirksam, die mindestens zwei Wochen vor der beabsichtigten Änderung erfolgen muss. In beiden Fällen ist das Fernwärmeversorgungsunternehmen verpflichtet, zu der beabsichtigten Änderung zeitgleich eine Mitteilung in Textform an den Kunden zu versenden; hierbei hat es den Umfang, den Anlass und die Voraussetzungen der Änderung anzugeben. Vertragsbestimmungen, die dem Recht zur Weitergabe der saldierten Preisanpassung entgegenstehen sind nicht anwendbar.***

### 2.2 Vollstreckung von Maßnahmen des Bundeslastverteilers, Zwangsgeld (§ 15 Abs. 4 EnSiG)

Mit der Ergänzung des § 15 EnSiG wird grundsätzlich klargestellt, dass für die Durchsetzung von Anordnungen der BNetzA neben der Möglichkeit eines Ordnungswidrigkeitsverfahrens die für die Vollstreckung von Verwaltungsmaßnahmen geltenden Vorschriften Anwendung finden. Der BDEW erachtet die Möglichkeit zur Androhung und Anordnung eines signifikanten Zwangsgeldes bis zu einer Höhe von 100 000 Euro im Interesse der effizienten Vollstreckung von Maßnahmen des Bundeslastverteilers im Fall einer Gasmangellage als zweckmäßig.

### 2.3 Präventive Maßnahmen zur Vermeidung eines Krisenfalls; Verordnungsermächtigung (§ 30 EnSiG)

Der BDEW begrüßt den Einbezug von Betriebs-, Hilfs- und Abfallstoffen in die Verordnungsermächtigung in § 30 Abs. 1 EnSiG zur Priorisierung von Energietransporten auf der Schiene. Dies ist eine kluge Vorsorge für den Fall von Logistikengpässen. Zwar sind die kapazitativen Bedarfe hier ungleich kleiner als bei den Brennstofftransporten, jedoch hilft es eben nicht, wenn der Brennstoff vorhanden ist, aber aufgrund des Fehlens der notwendigen Hilfsstoffe der Betrieb einer Anlage nicht möglich wäre. Entscheidend ist bei den Betriebs- und Hilfsstoffen allerdings, dass es aus Kostengründen Engpässe bei der Produktion gibt. Besonders betroffen ist hier die Wasseraufbereitung für die Fernwärme- und Dampfversorgung. Für den Anlagenbetrieb ist die Wasseraufbereitung mittels folgender Chemikalien technisch erforderlich: Salzsäure; Natronlauge; Eisen-III-Chlorid. Gleiches gilt für die Ammoniakversorgung für den Betrieb von SCR-Katalysatoren oder SNCR-Anlagen zur Minderung der Stickstoffoxidemissionen. Hier sollte die Bundesregierung kurzfristig tätig werden und die sichere und bezahlbare Verfügbarkeit aller notwendigen Betriebs- und Hilfsstoffe sicherstellen.

Notwendig wäre es daneben, den befristeten Weiterbetrieb von Kraftwerken auch wasserrechtlich zu ermöglichen. Auch aufgrund wasserrechtlicher Vorgaben können Betriebseinschränkungen resultieren, die den befristeten Weiterbetrieb von Kraftwerken verhindern. Hierzu gehören beispielsweise Einschränkungen bei Kühlwasserentnahme/-einleitungen oder Einschränkungen bzgl. Schadstoffgrenzwerten bei Betriebsabwässern.

**Vorschlag**

Es sollte eine neue Nummer 5 in § 30 Abs. 1 EnSiG ergänzt werden, die der Aufnahme der auf dem Wasserhaushaltsgesetzes fußenden Oberflächengewässerverordnung und der Abwasserverordnung in die Ausnahmeregelungen zum zeitlich befristeten Weiterbetrieb von Kraftwerken dient, soweit diese Abweichungen und Ausnahmen zwingend erforderlich sind, um die Deckung des lebenswichtigen Bedarfs an Energie zu sichern.

# 3 Artikel 2 – Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG)

## 3.1 Änderungen des Anlagentyps einer genehmigten Windenenergieanlage vor deren Errichtung (§ 16b Abs. 7 BImSchG)

Die Regelung soll einen unproblematischeren Wechsel des Anlagentyps nach Genehmigung aber vor der Errichtung einer Windenergieanlage ermöglichen. Damit soll ein in der Praxis häufig bestehendes Problem gelöst werden. Zu begrüßen ist, dass nun klargestellt wird, welches Trägerverfahren für den Wechsel des Anlagentyps gewählt werden soll. Allerdings soll jetzt immer ein Änderungsgenehmigungsverfahren erforderlich sein; Fälle ohne Auswirkungen auf die Umwelt können nicht mehr mit Änderungsanzeige umgesetzt werden. Ob sich aus der Regelung zu einer eingeschränkten Prüfungsreichweite in der Praxis tatsächlich Erleichterungen ergeben, ist zweifelhaft, da der Ausschluss nicht erheblicher negativer Auswirkungen hinreichend abgesichert werden muss, wozu bspw. eine Schallprognose für den Standort erforderlich sein kann.

Wünschenswert wären klarere Kriterien, welche Veränderungen in der Anlagenkonfiguration für die fachgesetzliche Prüfung relevant ist. Hier wären entsprechende gesetzlich oder in der TA Lärm fixierte Irrelevanzkriterien hilfreich.

Darüber hinaus ist klarzustellen, dass sich eine Regelung, die einen unkomplizierten Wechsel auf einen anderen Anlagentyp (nach der Genehmigung und vor der Inbetriebnahme) ermöglicht, nicht nur auf Repowering-Projekte bezieht. Die Verankerung in § 16b BImSchG ist hier eventuell missverständlich. Langfristig schlagen wir darüber hinaus die Einführung einer optionalen typenoffenen Genehmigung vor. Wenn der Antragssteller diesen Weg wählt, würde kein konkreter Anlagentyp, sondern ein zulässiger Rahmen genehmigt (z. B. hinsichtlich Gesamthöhe, Nennleistung, Schallleistungspegel etc.).

## 3.2 Leistungserhöhungen einer Windenergieanlage ohne bauliche Änderungen (§ 16b Abs. 8 BImSchG)

In vielen Fällen ist bei Windenergieanlagen eine kurzfristige Leistungserhöhung durch eine Veränderung der Anlagensteuerung erreichbar. Die neue Regelung soll es ermöglichen, entsprechende Maßnahmen kurzfristig und ohne ein aufwändiges Verfahren umzusetzen. Das ist sehr zu begrüßen. Wünschenswert wäre allerdings, wenn für diese Maßnahmen eine Anzeige ausreichend wäre, um auch die Genehmigungsbehörden entsprechend zu entlasten.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass in diesem Zusammenhang auch das **EEG** dahingehend geändert werden muss, dass die Anlagen die in den EEG-Ausschreibungen bezuschlagte Leistung auch entsprechend überschreiten dürfen. Anderenfalls ist eine Leistungsüberschreitung zwar anlagenzulassungsrechtlich zulässig, aber führt im Rahmen des EEG zu einem teilweisen Förderausfall. Dies gilt dann nicht nur für neue Zuschläge, sondern auch für Bestandszuschläge.

### 3.3 Abweichungen von Vorgaben zu nächtlichen Geräuschwerten und zur Vermeidung von Schattenwurf bei Windenergieanlagen im Fall einer erheblichen Gasmangellage (§ 31k BImSchG)

Grundsätzlich können die Minderungen notwendiger Abregelungen zu einer Mehrproduktion durch Windenergieanlagen führen, die im Rahmen der Bewältigung einer Gasmangellage unterstützen kann. Insofern ist der Ansatz des § 31k BImSchG zu begrüßen. Der in der Regelung des § 31k BImSchG gewählte Weg wird allerdings voraussichtlich nicht dazu führen, dass viele Anlagenbetreiber eine solche Mehrproduktion anstreben. Insbesondere das Antragsbedürfnis stellt ein erhebliches Hindernis dar, da hierdurch die Verantwortung insbesondere für Schallemissionen allein in die Verantwortung der Anlagenbetreiber legt. Hierdurch sind erhebliche Akzeptanzverluste der Betreiber vor Ort zu befürchten. Daher sollte Auslöser für die Vermeidung von Abschaltungen eine behördliche Anordnung sein.

Dabei muss der Nachweis, dass „der Schallpegel der Anlage um maximal 4 dB gegenüber dem bisher genehmigten Wert erhöht“ wird (§ 31k Abs. 1 Satz 2 BImSchG) durch Verweis auf die Daten des Anlagenherstellers möglich sein, da nicht genügend Gutachterkapazitäten für die Erstellung jeweils zu erstellender Schallgutachten verfügbar wären.

### 3.4 Regelung zur Nichtverfügbarkeit von Betriebsmitteln als Folge der Gasmangellage ergänzen

Über die bereits von der Bundesregierung im Rahmen einer Formulierungshilfe zur Änderung des BImSchG beschlossenen Änderungen hinaus schlägt der BDEW vor, die anstehende Änderung des BImSchG zum Anlass zu nehmen, eine Regelung bezüglich der Nichtverfügbarkeit von Betriebsmitteln als Folge der Gasmangellage in das BImSchG aufzunehmen.

Für einen umweltkonformen Betrieb von Steinkohle-Kraftwerken und einigen Öl- und Gaskraftwerken muss die Ammoniakversorgung für den Betrieb von SCR-Katalysatoren oder SNCR-Anlagen zur Minderung der Stickstoffoxidemissionen sichergestellt werden. Falls dies nicht gewährleistet werden kann, müssten diese Kraftwerke den Betrieb einstellen, da die geltenden Emissionsanforderungen ohne den Einsatz der Entstickungsanlagen in der Regel nicht eingehalten werden können.

In Deutschland erfolgt die Herstellung von Ammoniak überwiegend unter Einsatz großer Mengen von Erdgas als Ausgangsstoff für die Herstellung von Wasserstoff, der wiederum für die Ammoniaksynthese benötigt wird. Der Großteil der Ammoniakproduktion wird für die Herstellung von Düngemitteln und des Diesel-Additivs „Ad-blue“ oder für andere Industrieprodukte verwendet. Viele deutsche und europäische Hersteller haben aufgrund der hohen Gaspreise in den letzten Monaten ihre Produktion zurückgefahren oder Produktionskürzungen angekündigt. Falls es zu Produktionsengpässen oder Mindererzeugung bei den Herstellern von

Ammoniak kommt, sollte sichergestellt werden, dass dennoch ausreichende Ammoniakmengen als Betriebsmittel für Kraftwerke zur Verfügung stehen.

Einschränkungen bei der Verfügbarkeit, bei Ausfall von Produktionsstätten oder fehlenden Transportkapazitäten können darüber hinaus auch bei weiteren Betriebsmitteln auftreten. Beispielhaft seien spezielle Schwermetallfällungsmittel oder Aktivkohlen genannt, die für die sichere Einhaltung von Quecksilber-Grenzwerten bei Einsatz von heimischer Braunkohle erforderlich sind.

Sofern derartige Engpässe bei Ammoniak oder anderen Betriebsmitteln zum Ausfall von Abgasreinigungsanlagen führen, könnte von Artikel 37 Abs. 2 Unterabsatz 4 der Industrieemissionsrichtlinie (IED) Gebrauch gemacht werden. Diese Regelung, die bislang nicht in das deutsche Immissionsschutzrecht übernommen wurde, sieht vor, dass durch die Genehmigungsbehörde, sofern „ein vorrangiges Bedürfnis für die Aufrechterhaltung der Energieversorgung“ gegeben ist, ein Betrieb ohne Abgasreinigung für länger als 24 Stunden am Stück und mehr als 120 Stunden je Jahr gewährt werden kann.

**Vorschlag**

Dieser Passus der IED könnte in den Abschnitt 4 (Brennstoffwechsel in einer Mangellage) wie folgt integriert werden:

**§ 31g BImSchG – neuer Absatz 3**

***„(3) Falls wegen einer ernsten oder erheblichen Gasmangellage notwendige Betriebsmittel für Abgaseinrichtungen nicht ausreichend zur Verfügung stehen, kann die Behörde bei einem hierdurch verursachten Ausfall einer Abgasreinigungseinrichtung einen Weiterbetrieb der Feuerungsanlage ohne diese Abgasreinigungseinrichtung für die Dauer der Gasmangellage gewähren, wenn ein vorrangiges Bedürfnis für die Aufrechterhaltung der Energieversorgung gegeben ist.***

***Die Ausnahme nach Satz 1 ist zu befristen. Sie ist zu widerrufen, wenn die Voraussetzungen des Satzes 1 nicht mehr vorliegen. Der Betreiber einer Anlage hat bei Wiederfügbarkeit der notwendigen Betriebsmittel unverzüglich die Behörde zu informieren und die erforderlichen Maßnahmen für die Wiederherstellung eines ordnungsgemäßen Betriebs zu ergreifen.“***

## 4 Artikel 3 – Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)

### 4.1 Anpassungsmaßnahmen (§ 13, § 16 EnWG)

Der BDEW begrüßt die Änderungen in den §§ 13 und 16 EnWG, die er auch gefordert hat.

### 4.2 Beschleunigung des Ausbaus von Offshore-Anbindungsleitungen (§ 17d EnWG )

Als wichtige Maßnahmen zur Beschleunigung der Planfeststellungsverfahren für Offshore-Anbindungsleitungen begrüßt der BDEW die in § 17d Abs. 1a und 1b EnWG geregelten Aspekte.

› Verzicht auf Freigabe der konkreten Bauausführung gesetzlich fixieren

Bezüglich der in § 17d Abs. 1a Satz 3 EnWG vorgesehenen Anwendung aller technisch geeigneten Verfahren weist der BDEW jedoch darauf hin, dass die in der Verwaltungspraxis in den Planfeststellungsbeschlüssen regelmäßig angeordnete zusätzliche vorherige Freigabe der konkreten Bauausführung durch die Planfeststellungsbehörde sowie die Fachbehörde zu erheblichen Verzögerungen führt. Aus Sicht des BDEW sollte in einem neuen Satz 4 oder aber mindestens in der Begründung ergänzt werden, dass die Ausführungsplanung nicht von einer vorherigen behördlichen Freigabe abhängig zu machen ist, da die Auswirkungen der Kabelverlegung in den Antragsunterlagen in der Regel im Wege einer Worst-Case-Betrachtung ermittelt werden.

› Errichtung im Winter ausdrücklich ermöglichen

Die in § 17d Abs. 1a Satz 4 EnWG im Wege einer Soll-Vorschrift geregelte vorrangige Errichtung im Zeitraum vom 1. April bis zum 1. Oktober ist als Stärkung der Sommer-Installationen ebenfalls grundsätzlich zu begrüßen, es sollte jedoch vorzugsweise in der Vorschrift selbst oder zumindest in der Begründung klargestellt werden, dass die Errichtung auch vom 1. November bis 31. März erfolgen kann, wenn sonstige zwingende Belange nicht entgegenstehen.

› Alternativlosigkeit eines schnellen Ausbaus klarstellen

Die Dringlichkeit eines schnellen Ausbaus sollte im Gesetz verdeutlicht werden. Daher sollte §17d Abs. 1a (neu) EnWG um einen Satz ergänzt werden, dass Alternativen, die zu einer Verzögerung der Errichtung der Offshore-Anbindungsleitung führen, keine zumutbaren Alternativen nach § 34 Abs. 3 Nr. 2 und § 45 Abs. 7 des Bundesnaturschutzgesetzes sind.

› Keine Verschärfung der Temperaturanforderungen

Der BDEW begrüßt zudem ausdrücklich die in § 17d Abs. 1b EnWG geregelte Flexibilisierung des Vorsorgewertes von 2 Kelvin, weist jedoch darauf hin, dass in der bisherigen Verwaltungspraxis im Küstenmeer der Ostsee sowie Niedersachsen wie auch in der Außenwirtschaftszone (AWZ) dieser Wert in einem Abstand von 20 Zentimeters zur Meeresbodenoberfläche zu ermitteln war. Die nunmehr vorgesehene Vereinheitlichung dieses Abstandes auf 30 Zentimeter im gesamten Küstenmeer führt somit zu einer unbegründeten Verschärfung der bisherigen fachbehördlichen Forderungen für die Ostsee sowie das Niedersächsische Küstenmeer. Der BDEW regt daher analog zur Vorgehensweise in der AWZ eine Vereinheitlichung für das gesamte Küstenmeer auf 20 Zentimeter oder aber hilfsweise eine entsprechende Differenzierung zwischen einzelnen Küstenländern der Nord- und Ostsee an.

### 4.3 Zugang zu LNG-Anlagen, vorgelagerten Rohrleitungsnetzen und Gasspeicheranlagen (§ 26 EnWG)

Im neuen § 26 EnWG erhält die BNetzA nun die Befugnis, Festlegungen und Entscheidungen bezüglich des Zugangs zu LNG-Anlagen zu treffen. Das betrifft Kapazitätsmanagement und -vergabe, die Ermittlung der betriebsnotwendigen Kosten, Dokumentations-, Mitteilungs- und Aufbewahrungspflichten sowie die Bestimmung der Entgelte. Sie kann auch festlegen, inwieweit und ab welchem Zeitpunkt die Anreizregulierung Anwendung finden soll. Das begrüßt der BDEW. Die Regelung ist grundsätzlich sinnvoll und ein wichtiger Schritt, um kurzfristig LNG-Kapazitäten über FSRU-Terminals bereitzustellen und damit die Abhängigkeit von russischem Gas reduzieren zu können.

Allerdings könnte die Ermächtigung tiefgreifend in bereits bestehende Projekte eingreifen. Klarzustellen wäre, dass bereits bestehende Ausnahmegenehmigungen nach § 28a EnWG unberührt bleiben müssen. Um zeitnah handlungsfähig sein zu können, sollten entsprechende Festlegungen möglichst bald getroffen werden.

### 4.4 Stilllegung von Gasspeichern (§ 35h EnWG)

Ein neuer § 35h EnWG stellt Stilllegungen von Gasspeichern unter einen Genehmigungsvorbehalt der BNetzA. Wird die Genehmigung verweigert, ist der Speicher unter Inkaufnahme von Mehrkosten und ohne Entschädigung weiter zu betreiben.

Hier ist analog zu § 13c Abs. 3 EnWG für den Fall der verweigerten Genehmigung eine Finanzierung bzw. Entschädigung der Speicherbetreiber zum Ausgleich des wirtschaftlichen Nachteils z. B. durch Betriebs- und Instandhaltungskosten notwendig, der auch über die Regelungen zu den Füllstandsvorgaben für Gasspeicher nicht über entsprechende Entgelte für Speicherkapazitäten ausgeglichen werden kann.

Zudem bleibt unklar, wie der Betreiber einer Gasspeicheranlage den gemäß § 35h Abs. 3 EnWG erforderlichen Nachweis führen kann, dass von der Stilllegung der Gasspeicheranlage „keine nachteiligen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit Deutschlands oder der Europäischen Union“ ausgehen. Es entspricht nicht der Marktrolle eines Speicherbetreibers, derart weitreichende Auswirkungen der Stilllegung einer individuellen Speicheranlage auf die Versorgungssicherheit zu beurteilen. Die Nachweispflicht sollte vielmehr dahingehend umgekehrt werden, dass grundsätzlich davon ausgegangen wird, dass von der geplanten Außerbetriebnahme oder Stilllegung keine Gefährdung der übergeordneten Versorgungssicherheit ausgeht, soweit nicht das Gegenteil nachgewiesen werden kann.

Der neue § 35h Abs. 7 stellt zudem die Umstellung von Gasspeicheranlagen von L- auf H-Gas unter einen Genehmigungsvorbehalt der BNetzA im Einvernehmen mit dem BMWK. Sollte die Genehmigung verwehrt werden, könnte dem Speicherbetreiber wirtschaftlicher Schaden

entstehen. Auch für diesen wirtschaftlichen Schaden sollte der Betreiber der Speicheranlage einen Entschädigungsanspruch haben.

**Vorschlag**

- Für den Weiterbetrieb einer Gasspeicheranlage im Fall einer von der BNetzA nicht genehmigten Außerbetriebnahme oder Stilllegung ist in das Gesetz eine entsprechende Entschädigungsregelung aufzunehmen. Diese Regelung sollte sich an den Regelungen für die Vergütung bei geplanten Stilllegungen von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie gemäß § 13c Abs. 3 EnWG orientieren. Die von dem Betreiber aus dem Weiterbetrieb der Gasspeicheranlage erzielten Entgelte könnten hierbei auf die Höhe der Entschädigung angerechnet werden.

- Formulierungsvorschlag

§ 35h Abs. 6 EnWG-E sollte wie folgt gefasst werden:

***„Der Betreiber einer Gasspeicheranlage, deren vorläufige oder endgültige Stilllegung nach § 35h Absatz 2 oder deren Umstellung nach § 35h Absatz 7 nicht genehmigt wird, kann eine angemessene Vergütung für die Verpflichtung nach § 35h Absatz 4 Satz 1 geltend machen, die sich in entsprechender Anwendung des § 13c Absatz 3 ermittelt und die auch die Kosten für Maßnahmen nach § 35h Absatz 5 Satz 4 umfasst. Auf diese Vergütung sind sämtliche Entgelte für die Speicherkapazitäten anzurechnen, die der Betreiber der Gasspeicheranlage aus dem Weiterbetrieb erzielt. Über die Höhe der angemessenen Vergütung entscheidet auf Antrag des Betreibers der Gasspeicheranlage die Bundesnetzagentur nach § 29 Absatz 1 im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Zur Zahlung der Vergütung ist der Bund verpflichtet.“***

- Die Untersagung einer geplanten Außerbetriebnahme oder Stilllegung von Gasspeichern durch die BNetzA sollte abhängig von einem Nachweis über die daraus resultierende nachhaltige Beeinträchtigung der übergeordneten Versorgungssicherheit gemacht werden. Auch hier bieten sich die in §13b Abs. 5 EnWG enthaltenen Regelungen für das Verbot der Stilllegung von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie als Maßstab an.

In diesem Zusammenhang weist der BDEW darauf hin, dass auch an das Verteilernetz Gasspeicher angeschlossen sind, die eine erhebliche Bedeutung für die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit haben.

### 4.5 Kostenweitergabe über die Verträge (§§ 40 und 41 EnWG)

Die Anpassung ist grundsätzlich zu begrüßen, da hierdurch zumindest bei der Weitergabe von sinkenden Gasbeschaffungsumlagen keine kostenintensiven Preisanpassungsschreiben

erforderlich sind. Die Regelungen haben zur Folge, dass die Gasbeschaffungsumlage und Speicherumlage in den Rechnungen auszuweisen sind (§ 40 Abs. 3 EnWG) und bei Senkungen als Durchlaufposten weitergereicht werden können, also keine Preisanpassung nötig ist (§ 41 Abs. 6 EnWG).

Die Gesetzesbegründung zu § 40 Abs. 3 EnWG ist allerdings nicht ganz zutreffend, da die erwähnten Kostenwälzungen nicht Gegenstand der Regelung sind (S. 38). In 40 Abs. 3 EnWG sind ausschließlich die Ausweisungspflichten in der Abrechnung geregelt.

### 4.6 Klarstellung der Möglichkeiten einer Integration von Nebenanlagen in die Planfeststellung (§ 43 EnWG)

Die klarstellende Regelung wird begrüßt.

### 4.7 Verzichtsmöglichkeit auf Erörterungstermine erweitern (§ 43a Nr. 3 EnWG)

Die Ergänzung der Verzichtsmöglichkeit auf einen Erörterungstermin in § 43a EnWG wird vom BDEW begrüßt. Aus Sicht des BDEW wäre es allerdings wünschenswert, wenn die Regelung deutlich machen würde, dass das Entfallen des Erörterungstermins den Regelfall und seine Durchführung die Ausnahme darstellt.

**Vorschlag**

In § 43a Nr. 3 EnWG sollte ergänzt werden, dass der Erörterungstermin „*in der Regel*“ nicht stattfindet.

### 4.8 Planfeststellung, Frist zum Erlass des Planfeststellungsbeschlusses (§ 43b EnWG)

Dass in § 43b EnWG eine regelmäßige Frist zum Erlass eines Planfeststellungbeschlusses für Offshore-Anbindungsleitungen innerhalb von 12 Monaten als „Soll“-Vorschrift aufgenommen werden soll, ist grundsätzlich zu begrüßen.

Es ist allerdings nicht ersichtlich, warum die Regelung auf Offshore-Anbindungsleitungen beschränkt wird. Das Erfordernis einer Verfahrensbeschleunigung besteht vielmehr gleichermaßen bei der überwiegenden Zahl der von § 43 EnWG erfassten Verfahren.

**Vorschlag**

Daher sollte die Anwendung der Fristenregelung auf alle von § 43 EnWG erfassten Verfahren Anwendung finden.

Zur Ausschöpfung des Beschleunigungspotentials und aus Klarstellungsgründen sollte zudem die Möglichkeit der Fristverlängerung beschränkt werden. Diese Regelung sollte zudem dahingehend ergänzt werden, dass die „zuständige Behörde […] die Frist **einmalig** um drei Monate verlängern“ kann.

### 4.9 Leitungsänderungen und Ertüchtigungen ohne Anzeige (§ 43f EnWG)

› Änderungen des Betriebskonzept ohne Anzeige

Die Streichung der *„Änderung des Betriebskonzepts“* als regelmäßig ohne UVP umzusetzende unwesentliche Änderung in § 43f Abs. 2 EnWG begrüßt der BDEW. In Verbindung mit der auch hier anwendbaren neuen Definition in § 3 NABEG ist somit klargestellt, dass die Änderung des Betriebskonzepts weder planfeststellungs- noch anzeigepflichtig ist. Das entspricht der regelmäßigen Praxis, da diese Maßnahmen in der Regel keine oder nur sehr geringfügige Umweltauswirkungen nach sich ziehen. Diese Praxis war allerdings durch die bisherige Regelung des § 43f EnWG und des bisherigen § 3 NABEG in Frage gestellt. Durch die Änderung wird mithin eine Rechtsunsicherheit beseitigt, die zu einer erheblichen Beschleunigung entsprechender Maßnahmen führt.

› Leitungsertüchtigung ohne Anzeige ermöglichen

Darüber hinaus sollte in § 43f EnWG eine Regelung aufgenommen werden, die es ermöglicht, Maßnahmen zur Ertüchtigung der Leitungen auch ohne vorherige Anzeige durchzuführen. Zu viele Bagatellmaßnahmen an Hochspannungsfreileitungen werden derzeit als „Änderung“ eingestuft, für die dann zumindest ein Anzeigeverfahren durchzuführen ist. Hierzu gehören etwa Zubeseilungen, Umbeseilungen, Änderungen des Betriebskonzepts sowie Umbauten und Rückbauten einzelner Masten.

Auch Anzeigeverfahren dauern mit Vorbereitung z.T. mehr als ein Jahr und binden erhebliche Ressourcen bei Vorhabenträgern, Dienstleistern und Behörden. Solche Bagatellmaßnahmen sollten nicht unter den § 43f EnWG fallen. Die Möglichkeit der anzeigefreien Änderung sieht das Fachplanungsrecht auch ansonsten vor (z.B. § 74 Abs. 7 VwVfG, § 15 BImSchG). Zur Vereinfachung und Beschleunigung müssen daher nicht alle betrieblichen Maßnahmen am Leitungsnetz planungsrechtlich betrachtet werden. Geringfügige Änderungen und Umbauten bedürfen eines solchen Verfahrens nicht.

**Vorschlag**

Formulierungsvorschlag:

An § 43f EnWG sollte folgender Absatz 6 angefügt werden:

***„(6) Bauliche oder betriebliche Maßnahmen, die der Aufrechterhaltung eines sicheren Leitungsbetriebs dienen einschließlich des Austauschs von alten Anlagenteilen gegen baulich nicht identische, aber betrieblich und funktionstechnisch vergleichbare neue Anlagenteile, die dem aktuellen Stand der Technik entsprechen, stellen keine Änderungen oder Erweiterungen der Leitung dar. Satz 1 erfasst insbesondere auch Maßnahmen an einzelnen Masten, die mit Mastverstärkungen, Masterhöhungen um bis zu 5 m, Mastverschiebungen (Ersatzneubauten) um bis zu 10 m oder***

***Traversenverbreiterungen und -zubauten beidseitig um bis zu 2 m verbunden sind. Entsprechendes gilt auch für noch nicht umgesetzte Maßnahmen, für die eine geltende Genehmigung vorliegt. Maßnahmen nach den Sätzen 1 bis 3 bedürfen weder einer Planfeststellung oder Plangenehmigung nach § 43 noch einer Anzeige nach Absatz 1.“***

### 4.10 Anforderungen des vorzeitigen Beginns werden an Praxis angenähert (§ 44c EnWG)

Der BDEW begrüßt, dass in § 44c EnWG die Verpflichtung, im Fall eines vorzeitigen Baubeginns ggf. den früheren Zustand wiederherzustellen, angepasst wird. Zukünftig soll es ausreichen, *„einen im Wesentlichen gleichartigen Zustand herzustellen“*. Entsprechend wird auch die Definition der Reversibilität einer Maßnahme angepasst. Diese Änderungen werden dazu führen, dass die Regelung in der Praxis besser und pragmatischer genutzt werden kann.

### 4.11 Elektromagnetische Beeinflussung (§ 49a EnWG)

In § 49a EnWG sollen Fälle elektromagnetischer Beeinflussung technischer Infrastrukturen durch Übertragungsnetze geregelt werden. Hiervon sind unter anderem auch Gasnetzbetreiber als Betreiber technischer Infrastrukturen betroffen. Die Regelungen räumen den Betreibern von Stromübertragungsnetzen weitgehende Befugnisse im Hinblick auf die Ermittlung von Auswirkungen aber auch im Rahmen der Festlegung erforderlicher Sicherheits- und Schutzmaßnahmen ein. Im Hinblick auf den dringenden Netzausbau und damit verbunden die Erforderlichkeit einer zügigen Klärung der mit einer elektromagnetischen Beeinflussung technischer Infrastrukturen verbundenen Fragestellungen begrüßt der BDEW die Regelung.

Es ist das Verständnis des BDEW, dass zur Klärung notwendiger Maßnahmen zunächst eine einvernehmliche Lösung der Übertragungsnetzbetreiber mit den Betreibern technischer Infrastrukturen gesucht werden sollte. Die in § 49a Abs. 1 Nr. 2 EnWG-E festgelegte Duldungspflicht des Betreibers technischer Infrastrukturen in Bezug auf Messungen sollte in der Praxis erst das zweite Mittel sein. Um in diesem Rahmen zudem einen angemessenen Ausgleich zwischen den Beteiligten zu gewährleisten, sollte zudem eine Pflicht des Übertragungsnetzbetreibers aufgenommen werden, Messungen nach § 49a Abs. 1 Nr. 2 EnWG-E mit einem Vorlauf von zwei Wochen anzukündigen.

**Vorschlag**

In § 49a Absatz 1 Nr. 2 EnWG-E sollte nach Satz 6 folgender Satz 7 angefügt werden:

***Der Übertragungsnetzbetreiber hat die Durchführung von Messungen mit einem Vorlauf von zwei Wochen anzukündigen.***

Um die von den Betreibern technischer Infrastrukturen regelmäßig erforderlichen technischen Schutzmaßnahmen, wie beispielsweise Erdungen an den Anlagen zügig und kurzfristig umsetzen zu können, müssen zusätzliche Regelungen geschaffen werden, die die genehmigungsrechtliche Umsetzung erheblich beschleunigen. Hierzu gehören dringend Regelungen, die beispielsweise klarstellen, dass erforderliche Schutz- und Sicherungsmaßnahmen

- in der Regel keinen erheblichen Eingriff gem. § 14 BNatSchG darstellen,
- keine Änderung eines UVP-pflichtigen Vorhabens darstellen und
- in der Regel nur einer Anzeige bei der zuständigen Behörde bedürfen.

### 4.12 Temporäre Höherauslastung Übertragungsnetz (§ 49b EnWG)

§ 49b EnWG regelt die Möglichkeit, temporärer Höherauslastungen des Höchstspannungsnetzes. Der BDEW begrüßt diese Regelung, da sie im Falle einer Gasmangellage einen wichtigen Beitrag leisten kann, durch eine Höherauslastung bestehender Höchstspannungsleitungen die Netzstabilität zu gewährleisten.

Allerdings kann eine temporäre Höherauslastung der Stromübertragungsleitungen punktuell zu erheblichen zusätzlichen elektromagnetischen Beeinflussungen technischer Infrastrukturen führen, die die betroffenen Betreiber technischer Infrastrukturen vor große Herausforderungen stellen können. Der BDEW versteht die Vorschrift des § 49b EnWG dabei so, dass der Gesetzgeber davon ausgeht, dass kurzfristig im Wesentlichen betriebliche und organisatorische Maßnahmen zu ergreifen sind, um der elektromagnetischen Beeinflussung durch eine temporäre Höherauslastung zu begegnen und dabei den erforderlichen Personenschutz sicherzustellen. Demzufolge dienen die betrieblichen und organisatorischen Maßnahmen dazu, die Konstellationen abzusichern, in denen die in technischen Regelwerken enthaltenen Richt- oder Grenzwerte nicht eingehalten werden können, weil die hierfür notwendigen technischen Schutzmaßnahmen nicht rechtzeitig umgesetzt werden können. Anzuerkennen ist dann, dass die Fehleranfälligkeit von betrieblichen und organisatorischen Schutzmaßnahmen höher ist und damit das Schutzniveau in Bezug auf den Personenschutz geringer wird. Es steht insoweit zu befürchten, dass sich die Betreiber technischer Infrastrukturen gezwungen sehen werden, in Einzelfällen, in denen der Schutz ihrer Mitarbeiter nicht gewährleistet werden kann, aufgrund dieser Gefährdung von einem Einsatz ihres Personals abzusehen. In der Folge besteht die Gefahr, dass ein zuverlässiger und sicherer Netzbetrieb elektromagnetisch beeinflusster technischer Infrastrukturen womöglich nicht durchgehend aufrechterhalten werden kann. Dennoch sind die durch die Bundesregierung vorgeschlagenen Maßnahmen für die Krisenbewältigung aufgrund der akuten Gasmangellage aus Sicht des BDEW dringend erforderlich. Angesichts des vorstehend skizzierten Spannungsfeldes derart wichtiger Schutzgüter ist in besonderer Weise darauf Bedacht zu nehmen, dass das erhöhte Fehlerrisiko nur in solchen Fällen in Kauf genommen wird, in denen es unvermeidlich ist, um die Netzstabilität sicherzustellen.

**Vorschlag**

Es sollte gesetzlich eindeutig klargestellt werden, dass temporär die Grenzwerte für den Personenschutz nicht eingehalten werden müssen, wenn aufgrund der Kurzfristigkeit in den meisten Fällen technische Schutzmaßnahmen nicht rechtzeitig umgesetzt werden können, um den Betreibern technischer Infrastrukturen nicht ein unzumutbares Haftungsrisiko aufzubürden.

### 4.13 Maßnahmen zur Ausweitung des Stromerzeugungsangebots, Pflicht zur Betriebsbereitschaft und Brennstoffbevorratung für die befristete Teilnahme am Strommarkt von Anlagen aus der Netzreserve (§ 50b EnWG)

Der BDEW begrüßt die neuen bzw. spezifizierten Regeln für die Brennstoffbevorratung nach dem ergänzten § 50b EnWG. Sie entspricht faktisch einer Aufhebung der Pflicht zur Brennstoffbevorratung für 30 Tage (Kohle) bzw. 10 Tage (Heizöl) von Kraftwerken, die an den Strommarkt zurückkehren sowie zur Nachweisführung hierbei und stellt klar, dass diese grundsätzlich ausschließlich während der Vorhaltung von Kraftwerken in der Netzreserve gilt. Damit wird die Rückkehr von Kraftwerken aus der Netzreserve in den Strommarkt erleichtert und somit kann die dringend benötigte Ausweitung des Angebots an Stromerzeugungskapazitäten erfolgen. Gleichzeitig bleibt zu bedenken, dass die Regelungen zur Brennstoffbevorratung nicht nur bei einer Marktrückkehr, sondern auch beim Verbleib der Anlagen in der Netzreserve aufgrund der damit verbundenen praktischen Probleme – insbesondere bei küstenfernen Standorten mit Risiken bei der Logistik – ggf. schwierig umsetzbar sind. Außerdem bleibt abzuwarten, wie die konkreten Vorgaben der ÜNB zur Brennstoffbevorratung bei systemrelevanten Kraftwerke nach § 13b EnWG aussehen. Dabei muss klar sein, dass die ÜNB die Kosten einer möglichen Bevorratungsverpflichtung tragen.

Folgende weitere Änderungen an den Regelungen bzgl. einer Marktrückkehr und ggf. abzurechnenden Kosten würden zusätzliche Anreize zur Marktrückkehr schaffen und könnten dazu führen, dass weitere Anlagen dem Marktbetrieb zugeführt werden:

- Streichung der Vorgabe für die Betriebsbereitschaft zum Dauerbetrieb aufgrund von personellen und technischen Restriktionen, da insbesondere bei älteren Anlagen hier größere Einschränkungen und Risiken bestehen.
- Entfall der Regelung zur anteiligen Kostentragung von Wiederherstellungskosten bei Markteinsatz ab dem 1. Januar 2022.
- Direkte Ausweitung der bestehenden Begrenzung einer Marktrückkehr bis 31. März 2024 oder darüber hinaus. Logistikdienstleister und (Hafen-)Läger machen teilweise langfristige Verträge bis 2024 und länger zur Voraussetzung für die Inanspruchnahme und die Schaffung neuer Kapazitäten.

- Die Schaffung einer ausreichend langen Übergangsfrist für die Kraftwerksbetreiber nach einer Rückkehr in die erste Stufe des Notfallplans Gas. Andernfalls besteht das Risiko, dass die Markteilnahme nach EKBG ohne jede Frist und Übergangsphase durch einfache Mitteilung des BWMK quasi „über Nacht“ beendet werden kann. Die vom BMWK seit längerem zugesagte Lösung steht immer noch aus.
- Die Aufnahme einer neuen Nr. 5 in § 30 Abs. 1 EnSiG (siehe auch oben, Punkt 2.3).

### 4.14 Verordnungsermächtigung für Maßnahmen zur Reduzierung der Gasverstromung (§ 50f EnWG)

Die mit dem EKBG als § 50f EnWG eingeführte Möglichkeit, zur „Verringerung oder zum vollständigen Ausschluss der Erzeugung elektrischer Energie durch den Einsatz von Erdgas” per Rechtsverordnung, führt zu erheblichen Unsicherheiten bei Betreibern von Gaskraftwerken und KWK-Anlagen. Im Sinne der Angebotserhöhung in der Terminvermarktung sollte diese Verunsicherung durch ersatzlose Streichung des § 50f EnWG aufgelöst werden. Darüber hinaus würde die aus einem Gasverstromungsverbot resultierende gleichzeitig bei vielen Betreibern/Vermarktern nötig werdende Ersatzbeschaffung von Strommengen zu einem starken Preissprung führen. Auch der durch diese Maßnahme intendierte Gaseinspareffekt darf in Zweifel gezogen werden, da möglicherweise nur Gaskraftwerke in EU-Nachbarstaaten einspringen würden, deren Stromerzeugung mit geringeren elektrischen Wirkungsgraden im Endeffekt zu einem Gasmehrverbrauch führen würde.

### 4.15 Übergangsregelungen (§ 118 Abs. 46a EnWG)

§ 118 Abs. 46a EnWG normiert eine Festlegungsbefugnis der BNetzA zur Änderung der Voraussetzungen für die Inanspruchnahme individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV. Dass der Gesetzgeber sich ausweislich der Gesetzesbegründung der Notwendigkeit einer Umsetzung des EuGH-Urteils vom 2. September 2021 bewusst ist und das Modell einer Festlegungsbefugnis gewählt hat, wird begrüßt.

Der BDEW weist darauf hin, dass es auch in weiteren von der EuGH-Entscheidung betroffenen Regelungsbereichen vergleichbarer Bestimmungen bedarf, auch bevor ein eigenes „Umsetzungsgesetz“ die generellen Rechtsfolgen der benannten EuGH-Entscheidung regelt. Genannt sei hier eine weitere Festlegungsbefugnis für die BNetzA zur Herstellung der Angemessenheit der Fremdkapitalverzinsung.

# 5 Artikel 4 - Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz

## 5.1 Anpassung der Begriffsbestimmung der „Änderung oder Erweiterung einer Leitung“ hilft in der Praxis (§ 3 Nr. 1 NABEG)

Der BDEW begrüßt, dass in der Begriffsbestimmung der „Änderung oder Erweiterung einer Leitung“ die „**Änderungen des Betriebskonzepts**“ gestrichen und ein klarstellender Halbsatz angefügt wird, dass Änderungen des Betriebskonzepts nicht unter den Änderungsbegriff fallen. Hierdurch erfolgt die erforderliche Klarstellung, die dazu führt, dass die Streichung der „Änderung des Betriebskonzepts“ aus § 43f EnWG tatsächlich eine Genehmigungs- und Anzeigefreiheit dieser Maßnahmen nach sich zieht.

Zudem ist zu begrüßen, dass die **Vorgaben für Masterhöhungen** angepasst und weiter gefasst werden. Damit werden die Möglichkeiten für Masterhöhungen richtigerweise erweitert.

## 5.2 Verzicht auf Erörterungstermine beschleunigt Verfahren (§ 10 und § 22 NABEG)

Der BDEW begrüßt, dass in den §§ 10 und 22 NABEG die Möglichkeit eines Verzichts auf einen Erörterungstermin in der Bundesfachplanung bzw. im Planfeststellungsverfahren entsprechend den jetzt für § 43a vorgeschlagenen Regelungen im EnWG geregelt wird.

## 5.3 Entsprechende Anwendung der naturschutzrechtlichen Repoweringregelung erleichtert naturschutzrechtliche Prüfung (§ 18 Abs. 4a NABEG)

Es ist zu begrüßen, dass die Regelungen des Bundesnaturschutzgesetzes zum Repowering von Windenergieanlagen entsprechend auch auf die Änderung oder Erweiterung von Höchstspannungsleitungen anwendbar sein sollen.

# 6 Artikel 7 - Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

## 6.1 Technische Einrichtung (§ 9 EEG 2021-4)

Die Pflicht zur Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung von **Bestands-PV-Anlagen bis 7 kW auf 70 %** der installierten Leistung (bzw. **Gewährleistung** von Steuerbarkeit durch den Netzbetreiber) durch Anpassung des EEG (§ 100 Abs 3a EEG 2023-2) **ab dem 1. Januar 2023** soll entfallen. Allerdings sollen Anlagenbetreiber, wenn sie von der Streichung der bisherigen Verpflichtung Gebrauch machen wollen, vorab einen § 8 EEG entsprechenden Prozess für das Leistungsdelta beschreiten. Wenn der Netzbetreiber nicht innerhalb eines Monats reagiert, kann die jeweilige technische Einrichtung entfallen (analoge Anwendung des § 8 Abs. 5 Satz 3 EEG 2021, „10,8 kW-Regelung").

Der BDEW lehnt die Möglichkeit zum Ausbau von bestehenden Regelungseinrichtungen oder der technischen Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 % der Wirkleistungsbegrenzung in

der vorliegenden Fassung für Anlagen bis 7 kW(p) ab. Technisch ist die vorgesehene Streichung nicht sinnvoll, da ein Mehrertrag geringfügig höherer Strommengen (bis ca. 3 % der Jahreserzeugung) eine Netzmehrbelastung von zusätzlich bis zu 30 % je betroffener Anlage bewirkt. Auch vor dem Hintergrund, dass mit dem Rollout von intelligenten Messsystemen, auf dessen Start der BDEW seit längeren im Anlagensegment bis 25 kW(p) drängt, die 70%-Wirkleistungsbegrenzung und Steuerbarkeit für Bestandsanlagen planmäßig ohnehin entfällt und der Netzbetreiber notwendige Netzausbaumaßnahmen dann mit dem Rollout synchronisieren kann, sollte dieser Zeitpunkt für Bestandsanlagen nicht vorgezogen werden.

Die unvorhergesehene, durch die Abschaffung der Begrenzung der Wirkleistung hinzukommende Einspeisung der benannten Anlagen kann ggf. auch weitere Netzausbaumaßnahmen der Netzbetreiber erfordern, um die zusätzliche Kapazität in das Netz aufnehmen zu können. Bis diese umgesetzt werden können, könnte es aufgrund bis dahin mangelnder Kapazitäten zu lokalen Netzengpässen und damit schließlich auch zu notwendigen Redispatch-Maßnahmen auch im bisher regelmäßig nicht erfassten Segment von Erzeugungsanlagen unter 100 kW kommen. Da die Netzausplanung der Netzbetreiber diesen Umstand jedoch nicht berücksichtigen konnte, dürfen sich solche Redispatch-Maßnahmen nicht negativ auf die Effizienz der Netzbetreiber im Rahmen der Kostenanerkennung auswirken. Das sollte zumindest in der Gesetzesbegründung klargestellt werden.

Obwohl die Information des Netzbetreibers über Kapazitätsveränderungen notwendig ist, dürfte das vorgesehene Verfahren dem zügigen Netzanschluss von *neuen* EEG-Anlagen nicht förderlich sein. Der Aufwand für Netzbetreiber, Netzengpasssituationen und die Notwendigkeit von Netzausbaumaßnahmen im Zusammenhang mit der geplanten Abschaffung der 70%-Regelung zu prüfen, wird neben dem allgemeinen bürokratischen Mehraufwand durch Bearbeitung, Prüfung und Dokumentation steigen. Zudem müssen Netzbetreiber Angaben zu den technischen Einrichtungen und zu deren Änderungen anlagenscharf dem ÜNB melden. Darüber hinaus sind Änderungen im MaStR zu melden. Zumindest sollte klargestellt werden, dass für Anlagen bis 7 kW der Ausbau einer Begrenzungseinrichtung (70%-Wirkleistungsbegrenzung bzw. Steuerbarkeit durch Netzbetreiber) nicht dazu führt, dass im MaStR eine Änderung vorzunehmen ist oder dass die Änderung durch den Netzbetreiber im Rahmen der Netzbetreiberprüfung nochmals zu bewerten ist.

Eine Verzögerung der Bearbeitung neuer EE-Anschlussanfragen mit deutlich höherer Leistung dürfte die Folge dieser Regelung sein, insbesondere weil mit massenhaften Anfragen ab dem 1. Januar 2023 zu rechnen ist.

Zudem fehlt es an einer klaren Regelung, welche Rechtsfolgen eintreten, wenn der Anlagenbetreiber nicht das Verfahren nach § 8 EEG 2021 beschreitet, insbesondere, ob ein Zahlungsanspruch des Netzbetreibers nach § 52 EEG 2023 bei Verstoß gegen die Durchführung des Verfahrens entsteht. Nach § 100 Abs. 3a Satz 1 EEG 2023-E „entfällt" die Verpflichtung nach § 9

Abs. 2 S. 1 Nr. 3 EEG 2021. Eine konditionale Verknüpfung mit Satz 3, der die Vorgabe zur Durchführung des Verfahrens nach § 8 EEG 2023 enthält, fehlt. In Satz 3 wird lediglich angeordnet, dass die Meldung zu erfolgen hat, wenn Anlagenbetreiber die technischen Einrichtungen ausbauen möchten, aber nicht, welche Auswirkungen dies bzw. ein etwaiger Verstoß auf die Pflicht nach Satz 1 (und damit ggf. auf die Anwendung von § 52 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2023) hat. Schließlich sollte, jedenfalls in der Begründung, klargestellt werden, dass etwaige technische Mindestanforderungen des Netzbetreibers unberührt bleiben.

### 6.2 Erleichterungen bei den Vorgaben für die förderfähige Strommenge oberhalb der (Höchst-) Bemessungsleistung von Biomasseanlagen

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die Erleichterungen hinsichtlich der Biogas-Förderung, die im Regierungsentwurf für § 100 Abs. 16 EEG 2021 dargestellt worden sind. Damit jedoch der Anlagenbetreiber sein Einspeiseverhalten im Sinne der Regelung anpassen kann, ist eine sehr baldige beihilferechtliche Genehmigung dieser Änderung erforderlich.

Außerdem muss die Regelung in der Abwicklung deutlich verschlankt werden, damit Anlagenbetreiber und Netzbetreiber mit deren Umsetzung nicht mehr Aufwand haben, als die Regelung Ertrag bringen kann. Zur Begrenzung des Abrechnungsaufwands für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber sollte die vorgesehene Verrechnung der Mehrerlöse der Anlagenbetreiber mit dem Flexibilitätszuschlag entfallen. Der Netzbetreiber kann nur die zusätzlichen EEG-Förderzahlungen selbst ermitteln. Ihm liegen aber keinerlei Informationen über zusätzliche Direktvermarktungserlöse der Anlagenbetreiber vor. Daher müssen zumindest die Mehrerlöse auf die zusätzlichen EEG-Förderzahlungen des Netzbetreibers eingegrenzt werden.

Außerdem muss die Verrechnungslogik in Satz 2 und 3 der Regelung so formuliert werden, dass sie eindeutig verständlich und abrechnungstechnisch umsetzbar ist. Die aktuelle, sehr komplexe Formulierung des Satzes 3 ist zu unpräzise und eröffnet zu große Interpretationsspielräume, was zu Rechtsstreitigkeiten zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern führen wird. Hinzu kommt, dass die komplexe Doppelabrechnung nach Satz 3 in einer Vielzahl von Anwendungsfällen nicht verhältnismäßig erscheint, da sie auf Anlagenbetreiberseite erheblichen Mehraufwand verursacht, und diesem Aufwand auf Netzbetreiberseite entsprechender Kontrollaufwand gegenübersteht.

Daher sollte sehr genau evaluiert werden,

- ob diese Regelung überhaupt vom voraussichtlichen Mehrertrag an Strom her den erheblichen Mehraufwand rechtfertigt und
- inwieweit beihilferechtlich eine nur teilweise oder nicht eine vollständige Anrechnung auf die dann nur EEG-bedingten Mehrerlöse erforderlich ist.

### 6.3 Erleichterung der Vorgaben für Biomasseanlagen hinsichtlich des „Güllebonus" und des „NawaRo-Bonus" des EEG 2009

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die temporäre Flexibilisierung der Anforderungen für den „Güllebonus". Allerdings wäre dafür klarzustellen, ob der Schwellenwert für diesen Bonus hinsichtlich der in den Fermenter eingebrachten Stoffe oder der im Fermenter befindlichen Stoffe gilt. Dies ist seit Inkrafttreten der Regelung strittig, auch innerhalb der Rechtsprechung. Einfach nachvollziehbar mithilfe eines entsprechend geführten Einsatzstofftagebuches ist dabei jedenfalls die zuführungsorientierte Auslegung.

Zur Begrenzung des Abrechnungsaufwands für Netzbetreiber und Anlagenbetreiber sollte allerdings der ggf. kalendertagesbezogene Wegfall des „Güllebonus" überdacht werden. Bis zum Abschluss eines Kalenderjahres sind Netzbetreiber nach § 26 EEG 2021 verpflichtet, Abschlagszahlungen an den Anlagenbetreiber zu leisten. Da für den Netzbetreiber unklar ist, ob der Anlagenbetreiber aufgrund dieser Regelung ggf. auch nur tageweise den Gülle-Schwellenwert verletzt, wird der Netzbetreiber den Güllebonus im Zweifel abschlagsweise für das vollständige Kalenderjahr zahlen. Eine nur tageweise Aussetzung des Güllebonus bedeutet allerdings,

- dass das vom Anlagenbetreiber geführte „Einsatzstofftagebuch" tatsächlich tageweise Einträge enthält, was nicht Standard ist, und
- dass der Netzbetreiber anhand des Einsatzstofftagebuches dann für einzelne Kalendertage des vergangenen Kalenderjahres nachträglich den Güllebonus für jede Anlage, die entsprechend betroffen wäre, zurückfordern müsste, wenn an diesen Tagen der gesetzlich geforderte Mindest-Gülle-Anteil nicht eingehalten wurde.

Bei Anlagen ohne registrierende Leistungsmessung ist die messtechnische Ermittlung kalendertagesbezogener Strommengen durch den Netzbetreiber aber gar nicht möglich. Auch Anlagenbetreiber verfügen in der Regel nicht über kalendertagesbezogene Aufzeichnungen der förderrelevanten Strommengen. Dementsprechend kann eine solche Rückforderung dann nicht erfolgen.

Um die Umsetzung mit vertretbarem Aufwand zu ermöglichen, sollte daher der Schwellenwert für den relevanten Zeitraum von „jederzeit mindestens 30 Masse-%" in „im Durchschnitt eines Kalenderjahres mindestens 30 Masse-%" geändert werden, wobei sowohl 2022 als auch 2023 jeweils nur die Rumpfzeiträume zu berücksichtigen wären. Zudem sollte zusammen mit der vorstehenden Änderung in der Begründung der Regelung klargestellt werden, dass diese temporäre Aufhebung des Schwellenwertes sich nur auf den „NawaRo-Bonus" nach dem EEG 2009 auswirkt, und nicht auf die Regelungen zur Gülleverstromung in Kleinanlagen seit dem EEG 2014, z.B. in § 44 EEG 2021/2023.

### 6.4 Erforderliche weitere redaktionelle Änderungen im EEG 2021-4

Darüber hinaus müssen folgende Regelungen im aktuell geltenden EEG 2021-4 angepasst werden:

Durch das „Sofortmaßnahmengesetz" wurden in § 100 Abs. 14 EEG 2021-4 bzw. in § 48 Abs. 2a EEG 2023 jeweils Regelungen für eine erhöhte Förderung von Gebäude-PV-Anlagen bei kalenderjährlicher Volleinspeisung eingeführt. Diese Förderungen erfordern vor Inbetriebnahme der Anlage bzw. vor dem Dezember des jeweils kommenden Kalenderjahres eine entsprechende Volleinspeisungsmitteilung des Anlagenbetreibers an den Netzbetreiber in Textform. Zu beachten ist aber,

- dass das Einspeise- bzw. Nutzungskonzept für eine solche Solaranlage normalerweise bei Inbetriebnahme bekannt ist und dementsprechend dann auch – bei Überschusseinspeisung oder kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe der Vollstromeinspeisung über die Kundenanlage – einer entsprechenden Erzeugungsmessung bedarf, und
- dass die entsprechende kalenderjährliche Mitteilung für jegliche Anlagen, auf die diese Regelungen anzuwenden sind, einen immensen Verwaltungsaufwand für die Netzbetreiber darstellt.

Beide Punkte rechtfertigen somit eine längere Gültigkeit einer solchen Meldung des Anlagenbetreibers. Da diese aber eine einseitige empfangsbedürftige Willenserklärung darstellt, kann sie nach allgemeinem Zivilrecht von Anlagenbetreibern bei späterer Änderung des Nutzungsverhaltens nicht ohne weiteres zurückgenommen werden.

**Vorschlag**

Der BDEW sieht daher folgende Ergänzung von § 100 Abs. 14 Satz 2 EEG 2021-4 bzw. § 48 Abs. 2a Satz 1 EEG 2023 als notwendig an:

***„; diese Mitteilung darf auch mehrere Kalenderjahre umfassen und darf vom Anlagenbetreiber für die Zukunft widerrufen werden, wenn dieser Widerruf dem Netzbetreiber vor der Inbetriebnahme der Anlage oder im Übrigen vor dem 1. Dezember des vorangegangenen Kalenderjahres zugegangen ist."***

### 6.5 Zusätzliche Änderungsvorschläge zum EEG – Naturalausgleich

Der BDEW sieht im Rahmen des Naturalausgleichs der in der Testierung festgestellten energetischen EEG-Differenzen aus dem Vorjahr zwischen Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber dringenden Handlungsbedarf. Aufgrund der aktuellen angespannten Situation am Strommarkt, zeigen sich die systematischen Probleme momentan besonders deutlich. Bisher ist der Jahresausgleich zwischen Verteilnetzbetreibern (VNB) und Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) gesetzlich nicht geregelt. Aufgrund der aktuellen Vorgaben der §§ 56 und 57 EEG 2021 müssen die VNB und ÜNB den Jahresausgleich finanziell und physikalisch

vornehmen. Die gegenläufige Börsenbeschaffung und Börsenvermarktung durch die ÜNB und VNB von typischerweise je deckungsgleichen Strommengen geht mit einem nicht unerheblichen Abwicklungsaufwand einher. Die erforderlichen Strommengen müssen in einem kurzen Zeitraum an der Strombörse zugekauft und zeitgleich veräußert werden, so dass es zum künstlichen Aufblähen der Handelsvolumina kommt. Auch ist ein zeitnahes und sachgerechtes Schließen von offenen EEG-Positionen und Risiken nicht möglich, so dass es systembedingt zu vermeidbaren Be-/Entlastungen sowohl der VNB als auch des EEG-Kontos führt. Eine Anpassung des Rechtsrahmens scheint hier eine geeignete Möglichkeit darzustellen.

**Vorschlag**

Der BDEW sieht daher folgende Ergänzung in § 13 Abs. 5 EnUG-E als notwendig an:

***„Für Differenzen zwischen den nach § 56 EEG von Netzbetreibern an den jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weitergegebenen Strommengen und den in der Endabrechnung nach § 50 Nummer 2 EnUG-E ausgewiesenen Strommengen sind zwischen den Netzbetreibern und dem jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber bis zum 15. September des auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres für jeden Energieträger Ausgleichszahlungen vorzunehmen. Die Höhe der Ausgleichszahlungen ist für jede der in Anlage 1 Nr. 2 unterschiedenen Energieträgergruppen separat als Produkt der für den jeweiligen Energieträger oder die Energieträgergruppe ermittelten Strommengendifferenz nach Satz 1 und des für diesen Energieträger oder diese Energieträgergruppe ermittelten, energieträgerspezifischen Jahresmarktwerts des jeweiligen Leistungsjahres entsprechend Anlage 1 Nr. 4 (zu § 23a) EEG zu ermitteln.“***

## 7 Artikel 8 - Weitere Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

### 7.1 Krisensonderausschreibung zum 15. Januar 2023

Der BDEW bezweifelt die Wirksamkeit dieser Ausschreibung. Sie ist für Solaranlagen des ersten Segments vorgesehen, hat aber eine Realisierungsfrist von nur neun Monaten bzw. eine Frist für den Antrag auf Zahlungsberechtigung von nur zehn Monaten. Der überwiegende Anteil der in Frage kommenden Anlagen wird nicht auf baulichen Anlagen errichtet werden können, sondern muss im Gebiet eines Bebauungsplans errichtet werden. Innerhalb einer so kurzen Realisierungsfrist kann allerdings keinerlei Bebauungsplan aufgestellt und beschlossen werden.

Dies gilt umso mehr unter Berücksichtigung der für diese Ausschreibungen angehobenen maximalen Gebotsleistung von 20 auf 100 MW. Solch große Anlagen sind auf baulichen Anlagen kaum vorstellbar und benötigen daher allermeist einen Bebauungsplan. Darüber hinaus

erfordern diese Anlagen eine entsprechend längere Planungsphase im Vergleich zu Anlagen mit einer maximalen Leistung von 20 MW.

Dementsprechend ist mehr als zweifelhaft, ob für eine Ausschreibung mit solchen Parametern eine signifikante Anzahl an Geboten einhergehen wird. Während die erste Ausschreibung einer PV-Freifläche in 2022 im März nur von leichter Unterzeichnung geprägt war, waren die letzten Ausschreibungen im Juni von einer deutlichen Unterzeichnung in Höhe von knapp 430 MW geprägt.

Aufgrund dieser Unterzeichnungen und dem ohnehin zum 1. November 2022 stattfindenden nächsten Ausschreibungstermin für Solaranlagen des ersten Segments rechnet der BDEW nicht damit, dass hinreichend viele geplante Solaranlagen des ersten Segments bereits über einen beschlossenen Bebauungsplan verfügen und daher ohne weitere zeitliche Behinderungen an der vorgesehenen Krisen-Sonderausschreibung teilnehmen könnten.

Schließlich ist zu berücksichtigen, dass sowohl diese Krisensonderausschreibung als auch die für den 1. November 2022 vorgesehene Ausschreibung für Solaranlagen des ersten Segments unter dem Vorbehalt der beihilferechtlichen Genehmigung stehen, und dass diese Genehmigung nach den BMWK-Veröffentlichungen insbesondere davon abhängig ist, wie hoch die Teilnahmerate an den bisherigen Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments gewesen ist. Nun werden sowohl die vorgesehene Ausschreibung zum 1. November 2022 als auch die Krisensonderausschreibung zum 15. Januar 2023 einen Höchstwert von max. 5,9 Cent/kWh aufweisen. Zum 1. Januar 2023 tritt insoweit keine Verbesserung für Bieter in Kraft. Dies kann Bieter davon abhalten, in der Krisensonderausschreibung Gebote abzugeben, und diese stattdessen für die Ausschreibung zum 1. November 2022 vorzusehen.

Durch folgende Korrekturen an der Ausgestaltung der Sonderausschreibung kann die Chance auf tatsächlichen Zubau gesteigert werden:

- Der Gebotstermin und damit auch die Frist für die Abgabe der Gebote sollte später angesetzt werden, damit sich Anlagenbetreiber hinreichend auf diese Sonderausschreibung vorbereiten können. Der BDEW schlägt hier den 15. April vor.
- Die Realisierungsfrist sollte auf 18 Monate verlängert werden, um mehr Projekten zur Umsetzung zu verhelfen. Mit einem Sprinterbonus könnte die frühere Fertigstellung bezuschlagter Anlagen angereizt werden, um so bereits früher einer Energiemangellage entgegenzuwirken.

### 7.2 Verlängerung der Realisierungsfristen für Innovationsausschreibungen

Teilweise gewährt das „Sofortmaßnahmengesetz" Verlängerungen von Realisierungsfristen für Bestandszuschläge aus EEG-Ausschreibungen. Allerdings ist dies bei Innovationsausschreibungen nicht der Fall. Aktuell führen folgende Umstände zu einer Verlängerung der Realisierung von bereits bezuschlagten Projekten, was wiederum die Realisierung gefährdet:

- Verzögerungen bei der Genehmigung der Errichtung und des Betriebs entsprechender Anlagen insbesondere durch Corona-Effekte,
- Lieferengpässe bei den einzusetzenden Solarmodulen und Transformatoren für den Netzanschluss,
- erschwerte Beschaffung der Batterien für die Speicheranlage aufgrund von Ressourcenverknappung und
- verzögerte Bereitstellung eines Netzanschlusses.

Diese Umstände werden durch die Corona-Pandemie und die aktuelle Unterbrechung der Lieferketten bewirkt un wären unter normalen Gesichtspunkten nicht aufgetreten. Der BDEW spricht sich daher dafür aus, die Realisierungsfrist für entsprechende Zuschläge, deren Gültigkeit noch nicht abgelaufen ist, um mindestens zwölf Monate zu verlängern. Ansonsten ist zu befürchten, dass diese für die Flexibilisierung der Erzeugung und für die Systemstabilität so wichtigen Anlagenkombinationen nicht termingerecht realisiert werden können. Wenn diese Änderung bereits im Rahmen dieses Gesetzgebungsverfahrens in das EEG eingearbeitet wird, ermöglicht dies eine schnellere beihilferechtliche Genehmigung der Verlängerung als erst im Rahmen der anstehenden „Herbstnovelle".

### 7.3 Redaktionelle Änderungen im EEG 2023

Darüber hinaus müssen folgende Regelungen im EEG 2023 zum 1. Januar 2023 redaktionell angepasst werden:

**§ 23 Abs. 3 Nr. 3 EEG** i.d.F. des Sofortmaßnahmengesetzes nimmt weiterhin Bezug auf eine Förderabsenkung nach § 52 EEG. Da Letztere durch das Sofortmaßnahmengesetz geändert worden ist in einen gegenläufigen Anspruch des Netzbetreibers, muss diese Bezugnahme in der Regelung gestrichen werden.

In **§ 39k EEG 2023** wird zwar in der Überschrift die „Südregion" gestrichen, aber nicht in dem bisherigen Satz 1 der Regelung, der durch Voranstellung der neuen Absätze 1 und 2 nun der Absatz 3 Satz 1 wird. Der BDEW geht davon aus, dass dies durchaus so bezweckt ist, obwohl die beihilferechtliche Genehmigung für diese Regionalisierung der Erzeugung noch nicht vorliegt.

Klargestellt werden sollte auch, ob die Streichung der Möglichkeit einer SEP-Bilanzierung von direktvermarkteten, volleinspeisenden Anlagen bis 100 kW nur für ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommene Anlagen gilt, oder auch für Bestandsanlagen (**§ 10b Abs. 2 Satz 2 Nr. 3**). Eine § 100 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2021 entsprechende Regelung findet sich nicht in § 100 EEG 2023.

# 8 Zusätzliche Änderungsvorschläge für das EEG

Um den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie den Netzaus- und -umbau nachhaltig zu beschleunigen, sind über die nun beschlossenen Maßnahmen nach Ansicht des BDEW jedoch noch weitere Anstrengungen erforderlich.

**Hinweis**

Hierzu unterbreitet der BDEW in **Anlage 1** zu dieser Stellungnahme weitere Vorschläge.

# 9 Artikel 6 - Änderung des LNG-Beschleunigungsgesetzes

## 9.1 Erweiterung des Anwendungsbereichs

Der BDEW begrüßt, dass der Anwendungsbereich des Gesetzes ausdrücklich auch auf Häfen und Landungsstege im Zusammenhang mit den erforderlichen Terminals sowie auf sogenannten „mittelbare Anbindungsleitungen“ zur Anbindung von FSRU erweitert wird (§ 2 Abs. 1 LNGG).

## 9.2 Anwendbarkeit verfahrensrechtlicher Erleichterungen nicht einschränken

Die schnelle Realisierung der erforderlichen Vorhaben wird allerdings voraussichtlich dadurch behindert werden, dass der Anwendungsbereich verfahrensrechtlicher Erleichterungen in den §§ 5 bis 8 LNGG auf Vorhaben beschränkt werden soll, für die keine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden muss. Diese Beschränkung führt zu einer Einschränkung der verfügbaren Beschleunigungsmaßnahmen für Vorhaben, die nicht von einer UVP-Pflicht befreit sind.

**Vorschlag**

Auf die entsprechenden Änderungen der §§ 5 bis 8 LNGG sollte verzichtet werden.

## 9.3 Ermöglichung des erforderlichen Holzeinschlags für den kommenden Winter ist zu begrüßen

Ausdrücklich begrüßt wird die Ergänzung des § 8 Abs. 1 Nr. 2 LNGG, nach der die Möglichkeit von Vorarbeiten erweitert wird, um den für eine Vorhabenrealisierung im Jahr 2023 erforderlichen Holzeinschlag bis Ende Februar 2023 zu ermöglichen.

## 9.4 Ergänzende Vorschläge für Änderungen des LNGG

Neben den bereits im Gesetzentwurf enthaltenen, überwiegend begrüßenswerten Änderungen des LNGG sieht der BDEW zahlreiche weitere notwendige Änderungen des Gesetzes, um die erforderlichen Beschleunigungspotenziale zur zeitnahen Realisierung der dringend erforderlichen LNG-Terminals und Anbindungsleitungen zu verwirklichen.

**Hinweis**

Entsprechende Regelungsvorschläge unterbreitet der BDEW in **Anlage 2** zu dieser Stellungnahme.

## 10 Artikel 9 - Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes

Der BDEW spricht sich dafür aus, die qualitativen Kriterien, die zur Projektbeschreibung bei Geboten für voruntersuchte Flächen abgefragt werden, rechtssicher formuliert und geklärt werden. Es muss klargestellt werden, wie die Nachweise konkret zu erfüllen sind, damit die Bieter ein rechtssicheres Gebot vorlegen können und die Umsetzung des Projektes dann auch rechtssicher erfolgen kann. Dies betrifft vor allem die folgenden Regelungen: § 17 Abs. 1 WindSeeG (Anforderung an Gebote) in Verbindung mit § 51 Abs. 3 WindSeeG (Anforderung an Gebote) und § 53 Abs. 4 WindSeeG (Bewertung der Gebote, Kriterien): Derzeit nicht abschließend geklärt ist die genaue Definition einer „Erklärung“ zum Nachweis von Stromlieferverträgen. Außerdem ist fraglich, ob für mehrere Gebote individuelle und unabhängige Lieferverträge abgeschlossen werden müssen oder bspw. ein Liefervertrag in entsprechend ausreichendem Umfang ein Nachweis nach § 17 WindSeeG für mehrere Gebote sein kann.

- § 53 WindSeeG Bewertung der Gebote, Kriterien: Es sollte für jedes Kriterium genau definiert werden, zu welchem Zeitpunkt ein entsprechender Nachweis zu erbringen ist bzw. welcher Zeitpunkt zur abschließenden Bewertung herangezogen wird.
- § 51 Abs. 3 WindSeeG. (Anforderung an Gebote) in Verbindung mit § 53 (Bewertung der Gebote, Kriterien): Derzeit noch nicht ausreichend definiert ist in welchen Produktionsschritten und unter welchen Voraussetzungen ein Energieeinsatz zur Herstellung der Windenergieanlagen auf See und der dementsprechende Einsatz von Grünstrom oder grünem Wasserstoff zur Bewertung herangezogen wird, beispielsweise hinsichtlich der Definition „Hersteller“ und möglichen Transportwegen beim entsprechenden Hersteller.
- § 51 Abs. 3 WindSeeG (Anforderung an Gebote) in Verbindung mit § 53 (Bewertung der Gebote, Kriterien): Derzeit ist einerseits noch nicht ausreichend definiert welche Ausbildungsverhältnisse insbesondere im Ausland zur Bewertung des Kriteriums herangezogen werden, andererseits wo genau die Grenze verläuft zu nicht anrechenbaren Auszubildenen beispielsweise von Subunternehmen.
- § 55 WindSeeG (Rechtsfolgen des Zuschlags): Hier ist derzeit noch nicht ausreichend definiert unter welchen Umständen der Bieter eine Abweichung der Planunterlagen vom Gebot zu vertreten hat. Dies könnte auch beispielhaft näher erläutert werden, um Richtlinien zu geben.

Weiterhin bestehen auch Zweifel an der gesetzlichen Regelung zum Umgang mit bestehenden Eintrittsrechten. Nach derzeitigem Stand des WindSeeG haben entsprechende Rechteinhaber das Recht voruntersuchten Flächen nach in einen nach § 54 WindSeeG bis zum 31. Dezember 2030 erteilten Zuschlag einzutreten. Dies würde eine faktische Entwertung ohne Kompensation bedeuten dadurch, dass im Vergleich zur bisherigen Regelung nun mit einer erheblichen Zahlung für einen rechtskräftigen Eintritt in ein bestehendes Gebot gerechnet werden muss. Da die Eintrittsrechte als Gegenwert für die entschädigungslose Überlassung bereits ermittelter Untersuchungsergebnisse für konkrete Projekte bis zum Inkrafttreten des WindSeeG im Jahr 2017 an das BSH gewährt wurden, bedeutet dies eine möglicherweise vollständige Reduktion dessen Gegenwertes. Im Sinne der Investitionssicherheit und zur Sicherstellung einer Gleichbehandlung aller Eintrittsrechte ist es daher geboten, eine entsprechende Neuregelung aufzunehmen.

Eine Lösung dieser Problematik könnte z.B. darin bestehen, mit Eintrittsrechten behaftete Projektflächen innerhalb des derzeit gültigen Rechtsrahmens des WindSeeG [„Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1325) geändert worden ist"] zur Auktion zu stellen.

Schließlich weist der BDEW auf die fehlende Anpassung der Realisierungsfristen im WindSeeG in Kombination mit den hohen Strafen und Pönalen hin.

**Anlagen**

1) Vorschläge des BDEW für eine Steigerung der Energieerzeugung aus Erneuerbaren Quellen

2) Änderungen am LNG-Beschleunigungsgesetz

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Energie. Wasser. Leben.

Berlin, 21. September 2022

**BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.**

**Reinhardtstraße 32**
**10117 Berlin**

www.bdew.de

## Stellungnahme

# EnSiG-Novelle – Änderungen am LNG-Beschleunigungsgesetz

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

# Inhalt

**1 Artikel 9 Änderung des LNG-Beschleunigungsgesetzes ..... 3**

1.1 Erweiterung des Anwendungsbereichs ..... 3

1.2 Anwendbarkeit verfahrensrechtlicher Erleichterungen nicht einschränken ..... 7

1.3 Ermöglichung des erforderlichen Holzeinschlags für den kommenden Winter ..... 7

**2 Ergänzende Vorschläge für LNGG-Änderungen ..... 7**

2.1 Gesetzliche Regelung zur nachträglichen Begründung der Zulassungsentscheidung ..... 8

2.1.1 Forderung ..... 8

2.1.2 Formulierungsvorschlag zu § 9a (neu) und Folgeänderung beim Rechtsschutz in § 11 ..... 8

2.2 Gesetzliche Anwendung der für die FSRUs geltenden schiffsrechtlichen Regelungen ..... 9

2.2.1 Forderung ..... 9

2.2.2 Hintergrund ..... 9

2.2.3 Formulierungsvorschlag ..... 10

2.3 Frist für Behördenstellungnahmen ..... 11

2.4 Klarstellung des Vorhabenbegriffs ..... 12

2.5 Beurteilungszeitpunkt für den Entfall der UVP-Pflicht ..... 12

2.6 Raumordnung ..... 13

2.7 Verkürzung der Verfahrensdauer von Besitzeinweisungsverfahren gemäß § 44b EnWG ..... 14

2.8 Ausweitung des Einsatzes von Projektmanagern auch auf Besitzeinweisungsverfahren ..... 14

# 1 Artikel 9 Änderung des LNG-Beschleunigungsgesetzes

## 1.1 Erweiterung des Anwendungsbereichs

Der BDEW begrüßt, dass der Anwendungsbereich des Gesetzes ausdrücklich auch auf Häfen und Landungsstege im Zusammenhang mit den erforderlichen Terminals sowie auf sogenannte „mittelbare Anbindungsleitungen“ zur Anbindung von FSRU erweitert wird (§ 2 Absatz 1 Nr. 4). Die Erweiterung des Anwendungsbereichs greift hinsichtlich der aufgenommenen Projekte jedoch zu kurz und gewährleistet damit auch weiterhin nicht, dass alle zwangsläufig für den Abtransport der LNG-Mengen notwendige mittelbaren Anbindungsleitungen sowie notwendige kurzfristige Maßnahmen zur Weiterleitung von LNG-Mengen im deutschen Fernleitungsnetz umgesetzt werden können.

Aus netzplanerischer Sicht fehlen zunächst die mittelbare LNG-Anbindungsleitung Etzel-Wardenburg (EWA) sowie die mittelbare LNG-Anbindungsleitung ETL 182 Elbe Süd bis Achim.

Die Aufnahme der mittelbaren LNG-Anbindungsleitung Etzel-Wardenburg (EWA) ist erforderlich, um den Abtransport der LNG-Mengen in Wilhelmshaven in den deutschen Markt, insbesondere Richtung Osten und Süden zum Ersatz der russischen Erdgas-Mengen zu ermöglichen, die nach dem vollständigen Ausfall der Nord Stream 1 dort dringend benötigt werden. Wardenburg ist der nächstgelegene potente Netzknotenpunkt, von welchem die LNG-Mengen sowohl nach Osten und Süden abtransportiert werden können. Auch vor dem Hintergrund der Europäischen Energiesolidarität mit Tschechien und Österreich besteht ein entsprechender Transitbedarf. Die EWA-Leitung dient ferner dazu, um auf die kurzfristig zu beschaffenden Speicherswaps und Norwegen-Verlagerungen verzichten zu können. Für das Vorhaben Etzel-Wardenburg müssen sowohl zeitnah Investitionsentscheidungen getroffen werden als auch bereits die Antragstellung für das erforderliche Planfeststellungsverfahren vorbereitet werden.

Die Aufnahme der mittelbaren LNG-Anbindungsleitung ETL 182 Elbe Süd bis Achim ist notwendig, um jene Ausbauten zu erfassen, die für die Ableitung der eingespeisten Gasmengen der FSRU an den Standorten der Nummer 1.1 und Nummer 3.1 sowie der Flüssiggas-Terminals an den Standorten der Nummer 1.2 und Nummer 3.2 im bundesweiten Gasversorgungsnetz zwingend erforderlich sind. Die bestehenden Kapazitäten des Bestandsnetzes reichen nicht aus, um die Gasmengen zusätzlich aufzunehmen. Hierfür ist eine ergänzende Leitung erforderlich, die an die LNG-Anbindungsleitung anschließt.

Für die vorstehend dargestellten mittelbaren Anbindungsleitungen müssen bereits in den kommenden Tagen, Wochen und Monaten Investitionsentscheidungen getroffen und Materialbestellungen ausgelöst werden, damit sie einen Beitrag zur Versorgungssicherheit in den kommenden Wintern leisten können. Ohne eine Aufnahme dieser Maßnahmen in den

Geltungsbereich des LNG-Gesetzes ist der Realisierungsbeginn dieser Maßnahmen erst mit erheblicher Zeitverzögerung (nach einer Bestätigung des aktuellen NEP 2022-2032 durch die Bundesnetzagentur frühstens Mitte des kommenden Jahres) möglich.

Darüber hinaus ist für die zeitnahe Weiterleitung der LNG-Mengen im deutschen Fernleitungsnetz die Realisierung weiterer Ausbaumaßnahmen zwingend erforderlich. Um eine effektive Einbindung der LNG-Terminals in das bestehende Gasversorgungsnetz zu ermöglichen, müssen auch Leitungen, zugehörige Anlagen, Erweiterungen von Verdichterstationen sowie von Gasdruckregel- und Messanlagen (GDRM), die unmittelbar der Fortleitung der eingespeisten LNG-Mengen im deutschen Gasversorgungsnetz dienen, in den Anwendungsbereich des Gesetzes aufgenommen werden.

Andernfalls können die LNG-Mengen nicht in ganz Deutschland verfügbar gemacht werden und der beschleunigte Ausbau erreicht sein Ziel der Sicherung der Versorgungssicherheit nicht. Aktuell besteht eine erhebliche Rechtsunsicherheit zur kurzfristigen Umsetzung dieser im Rahmen des NEP 2022-2032 identifizierten, aber aufgrund der Verzögerungen im aktuellen Netzplanungsprozess im Zusammenhang mit den neuen gaswirtschaftlichen Rahmenbedingungen durch den russischen Angriffskrieg, noch nicht bestätigten Maßnahmen. Für die rechtzeitige Realisierung müssen aber zum Teil bereits in diesem Quartal Materialbestellungen ausgelöst und erste Planungsschritte umgesetzt werden. Mit einer Bestätigung im NEP 2022-2032 ist jedoch nicht vor Mitte 2023 zu rechnen. Eine Aufnahme dieser Maßnahmen in das LNGG würde die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und das überragende öffentliche Interesse dieser Maßnahmen bestätigen und den Netzbetreibern die nötige Planungs- und Rechtssicherheit für die zeitnahe Umsetzung der Projekte geben.

Es handelt sich hierbei um die nachfolgend dargestellten Maßnahmen:

| **Name der Ausbaumaßnahme** | **Inbetriebnahme** | **Begründung** | **Zuordnung zur LNG-Anlage** |
|---|---|---|---|
| Leitung Sande Nüttermoor/ Jemgum (GWL) | 12/2023 | Materialbestellungen für die Maßnahme müssen im Juli 2022 ausgelöst werden, um eine Fertigstellung Ende 2023 zu gewährleisten. | LNG Wilhelmshaven |
| GDRM-Anlage Westerstede | 12/2023 | Materialbestellungen für die Maßnahme müssen im Juli 2022 ausgelöst werden, um eine Fertigstellung Ende 2023 zu gewährleisten. | LNG Wilhelmshaven |

| | | | |
|---|---|---|---|
| GDRM-Anlage Sande | 12/2023 | Materialbestellungen für die Maßnahme müssen im Juli 2022 ausgelöst werden, um eine Fertigstellung Ende 2023 zu gewährleisten. | LNG Wilhelmshaven |
| GDRM-Anlage Leer und Verbindungsleitung | 12/2023 | Materialbestellungen für die Maßnahme müssen im Juli 2022 ausgelöst werden, um eine Fertigstellung Ende 2023 zu gewährleisten. | LNG Wilhelmshaven |
| Leitung Etzel - Wardenburg | 12/2024 | Materialbestellungen für die Maßnahme müssen im Januar 2023 ausgelöst werden, um eine Fertigstellung Ende 2024 zu gewährleisten. | LNG Wilhelmshaven |
| GDRM-Anlage Wardenburg und Verbindungsleitung | 12/2024 | Materialbestellungen für die Maßnahme müssen im Januar 2023 ausgelöst werden, um eine Fertigstellung Ende 2024 zu gewährleisten. | LNG Wilhelmshaven |
| GDRM-Anlage Achim/Embsen | 12/2026 | Schnelle Erhöhung der LNG Kapazitäten ist absehbar und erfordert beschleunigte Inbetriebnahme der Maßnahme, um Überspeisung in die NEL zu ermöglichen. Erwerb von Grundstücken und Grunddienstbarkeiten sowie Bauteilbestellung ist für Q1 2023 avisiert. | LNG Brunsbüttel/ Stade |
| Verdichterstation Achim/Embsen | 12/2026 | Schnelle Erhöhung der LNG Kapazitäten ist absehbar und erfordert beschleunigte Inbetriebnahme der Maßnahme, um Überspeisung in die NEL zu ermöglichen. Erwerb von Grundstücken und Grunddienstbarkeiten sowie Bauteilbestellung ist für Q1 2023 avisiert. | LNG Brunsbüttel/ Stade |
| GDRM Anlage LNG Stade (beschleunigt limitierte Kapazität für FSRU) | 06/2023 | Materialbestellungen für die Maßnahme müssen in Q3 2022 ausgelöst werden, um eine Fertigstellung Mitte 2023 zu gewährleisten. | LNG Stade |
| Teilnutzung VNB Leitung Brunsbüttel - Klein Offenseth (beschleunigt limitierte Kapazität für FSRU) | 12/2022 | Materialbestellungen für die Maßnahme müssen im Juli 2022 ausgelöst werden, um eine Fertigstellung bis Ende 2022 zu gewährleisten. | LNG Brunsbüttel |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Erweiterung der VS Rehden | 12/2026 | Zeitraum Mitte 2022 bis Mitte 2023: Erwerb Grundstücke und Grunddienstbarkeiten. Bestellung Verdichter, Oberwellenkompensationsanlage, Filter, Armaturen, Rohrmaterial, E-Technik, Stromnetzanschluss | LNG Brunsbüttel/Stade/Rostock<br>(GÜP Eynatten) |
| Neubau Verdichterstation Wittenburg | 09/2026 | Zeitraum Mitte 2022 bis Mitte 2023: Erwerb Grundstücke und Grunddienstbarkeiten. Bestellung Verdichter, Oberwellenkompensationsanlage, Filter, Armaturen, Rohrmaterial, E-Technik, Stromnetzanschluss | LNG Brunsbüttel/ Stade/ Rostock |
| Umbau der Erdgasempfangsanlage Lubmin 2 | 12/2023 | Zeitraum Mitte 2022 bis Mitte 2023: Bestellung und Lieferung von Rohren, Formstücken, Armaturen. Bestellung von Bauleistungen. Umsetzung der Maßnahme | LNG Brunsbüttel/ Stade/ Rostock |
| Erweiterung der GDRM Radeland 2 | 12/2024 | Zeitraum Mitte 2022 bis Mitte 2023: Bestellung von Rohren, Formstücken, Armaturen, Zählern, Analysetechnik, Prozessleittechnik, Mess- und Elektrotechnik, Hochbau und Bauleistungen | LNG Brunsbüttel/ Stade/ Rostock |
| Anschlussleitung LNG-Terminal - Rostock-Krummendorf | 12/2022 | Materialbestellungen für die Maßnahme müssen in Q3 2022 ausgelöst werden, um eine Fertigstellung Ende 2022 zu gewährleisten. | LNG Brunsbüttel/ Stade/ Rostock |
| GDRM-Anlage Krummendorf | 06/2024 | Materialbestellungen für die Maßnahme müssen in Q2 2023 ausgelöst werden, um eine Fertigstellung Mitte 2024 zu gewährleisten. | LNG Rostock |
| Verbindungsleitung Rostock-Marienehe | 12/2022 | Materialbestellungen für die Maßnahme müssen in Q3 2022 ausgelöst werden, um eine Fertigstellung Ende 2022 zu gewährleisten. | LNG Rostock |
| GDRM-Anlage Vorweden | 06/2024 | Materialbestellungen für die Maßnahme müssen in Q2 2023 ausgelöst werden, um eine Fertigstellung Mitte 2024 zu gewährleisten. | LNG Rostock |
| Leitung LNG-Terminal - Groß Tessin (NEL) | 12/2023 | Materialbestellungen für die Maßnahme müssen in Q2 2023 ausgelöst werden, um eine Fertigstellung Ende 2023 zu gewährleisten. | LNG Rostock |

| | | | |
|---|---|---|---|
| GDRM-Anlage Groß Tessin | 06/2024 | Materialbestellungen für die Maßnahme müssen in Q2 2023 ausgelöst werden, um eine Fertigstellung Mitte 2024 zu gewährleisten. | LNG Rostock |
| Leitung LNG-Terminal - Groß Tessin (NEL) | 12/2023 | Materialbestellungen für die Maßnahme müssen in Q2 2023 ausgelöst werden, um eine Fertigstellung Ende 2023 zu gewährleisten. | LNG Rostock |

### 1.2 Anwendbarkeit verfahrensrechtlicher Erleichterungen nicht einschränken

Die schnelle Realisierung der erforderlichen Vorhaben wird allerdings voraussichtlich dadurch behindert werden, dass der Anwendungsbereich verfahrensrechtlicher Erleichterungen in den §§ 5 bis 8 auf Vorhaben beschränkt werden soll, für die keine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden muss. Diese Beschränkung führt zu einer Einschränkung der verfügbaren Beschleunigungsmaßnahmen für Vorhaben, die nicht von einer UVP-Pflicht befreit sind.

Auf die entsprechenden Änderungen der §§ 5 bis 8 sollte verzichtet werden.

### 1.3 Ermöglichung des erforderlichen Holzeinschlags für den kommenden Winter

Ausdrücklich begrüßt wird die Ergänzung des § 8 Abs. 1 Nr. 2 LNGG, nach der die Möglichkeit von Vorarbeiten erweitert wird, um den für eine Vorhabenrealisierungen im Jahr 2023 erforderlichen Holzeinschlag bis Ende Februar 2023 zu ermöglichen. Die zeitliche Geltung der Ergänzung sollte jedoch auch den Winter 2023/2024 erfassen, da – wie vorstehend ausgeführt – verschiedene weitere mittelbare Anbindungsleitung / Netzerweiterungen im Laufe des Jahres 2024 erforderlich werden, die auf einen entsprechenden Holzeinschlag im Winter 2023/2024 angewiesen sind.

## 2 Ergänzende Vorschläge für LNGG-Änderungen

Neben den bereits im Gesetzentwurf enthaltenen, überwiegend begrüßenswerten Änderungen des LNGG sieht der BDEW zahlreiche weitere notwendige Änderungen des Gesetzes, um die erforderlichen Beschleunigungspotenziale zur zeitnahen Realisierung der dringend erforderlichen LNG-Terminals und Anbindungsleitungen zu verwirklichen.

## 2.1 Gesetzliche Regelung zur nachträglichen Begründung der Zulassungsentscheidung

### 2.1.1 Forderung

Im LNGG sollte die Möglichkeit vorgesehen werden, dass die Behörde von der (zeitaufwändigen) Begründung einer Zulassungsentscheidung zunächst absehen und diese später nachholen kann.

### 2.1.2 Formulierungsvorschlag zu § 9a (neu) und Folgeänderung beim Rechtsschutz in § 11

**§9a (neu einzufügen)**

**Maßgaben für die Anwendung des Verwaltungsverfahrensgesetzes**

(1) Das Verwaltungsverfahrensgesetz vom 23. Januar 2003 (BGBl. I S. 102), das zuletzt durch Artikel 24 Absatz 3 des Gesetzes vom 25. Juni 2021 (BGBl. I S. 2154) geändert worden ist, ist mit folgenden Maßgaben anzuwenden, dass

1. Abweichend von § 39 und § 69 Absatz 2 des Verwaltungsverfahrensgesetzes soll im Fall der Ausrufung der Alarmstufe oder Notfallstufe nach Artikel 8 Absatz 2 Buchstabe b und Artikel 11 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (ABl. L 280 vom 28.10.2017, S. 1), die durch die Delegierte Verordnung (EU) 2022/517 (ABl. L 104 vom 1.4.2022, S. 53) geändert worden ist, in Verbindung mit dem Notfallplan Gas des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom September 2019, der auf der Internetseite des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz veröffentlicht ist, die zuständige Behörde bei der Zulassung von Vorhaben nach § 2 Absatz 1 Nummer 1 sowie deren Betrieb dienender Vorhaben nach § 2 Absatz 1 Nummern 3, 4, 5 vollständig oder teilweise davon absehen, die Zulassungsentscheidung mit einer Begründung zu versehen. Die zuständige Behörde gibt in der Zulassungsentscheidung an, ob sie von der Möglichkeit nach § 9 Absatz 1 Gebrauch gemacht hat.

2. Die Begründung ist innerhalb von fünf Monaten nachzuholen und nach Maßgabe der für die Bekanntgabe der Zulassungsentscheidung geltenden Vorschriften bekanntzugeben.

Satz 1 gilt entsprechend für Zulassungen des vorzeitigen Baubeginns nach § 10 für die in Nummer 1 dieser Vorschrift bezeichneten Vorhaben.

(2) Für die Vorhaben im Anwendungsbereich dieses Gesetzes gilt ausschließlich das Verwaltungsverfahrensgesetz des Bundes.

**§11**
**Rechtsbehelfe**

Widerspruch und Anfechtungsklage gegen eine Zulassungsentscheidung für die Vorhaben nach §2 haben keine aufschiebende Wirkung. Satz 1 gilt auch für auf diese Vorhaben und für deren Betrieb notwendige Anlagen bezogene Zulassungen des vorzeitigen Baubeginns. Der Antrag auf Anordnung der aufschiebenden Wirkung des Widerspruchs oder der Anfechtungsklage gegen eine Zulassungsentscheidung nach § 80 Absatz 5 Satz 1 der Verwaltungsgerichtsordnung kann nur innerhalb eines Monats nach der Zustellung der Zulassungsentscheidung gestellt und begründet werden. Im Falle des § 9a Absatz 1 beginnen die Frist nach Satz 3 und die Frist zur Erhebung von Widerspruch und Anfechtungsklage mit der Bekanntgabe der Begründung der Zulassungsentscheidung. Darauf ist in der Rechtsbehelfsbelehrung hinzuweisen. § 58 der Verwaltungsgerichtsordnung gilt entsprechend.

Treten später Tatsachen ein, die die Anordnung der aufschiebenden Wirkung rechtfertigen, so kann der durch die Zulassungsentscheidung Beschwerte einen hierauf gestützten Antrag nach § 80 Absatz 5 Satz 1 der Verwaltungsgerichtsordnung innerhalb einer Frist von einem Monat stellen und begründen. Die Frist beginnt mit dem Zeitpunkt, in dem der Beschwerte von den Tatsachen Kenntnis erlangt.

Im Übrigen bleibt der bestehende Rechtsschutz unberührt.

§ 9 Absatz (2) und (3) bleibt unberührt.

## 2.2 Gesetzliche Anwendung der für die FSRUs geltenden schiffsrechtlichen Regelungen

### 2.2.1 Forderung

Es ist eine Klarstellung des Gesetzgebers erforderlich, dass die schiffsrechtlichen Zulassungen und Zertifizierungen ausreichend und im immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren sowie sonstigen behördlichen Prüfungen anzuwenden sind.

### 2.2.2 Hintergrund

Bei der Erstellung der immissionsschutzrechtlichen Antragsunterlagen für die FSRUs zeichnet sich zunehmend ab, dass ein vollständiger Nachweis und die Überprüfung des (nach aktuellen schiffsrechtlichen Regelungen zugelassenen) FSRUs mit den deutschen technischen Regelwerken für stationäre Anlagen bzw. technische Einrichtungen extrem aufwendig ist und in der benötigten Zeit nicht zu leisten ist.

### 2.2.3 Formulierungsvorschlag

Es liegt folgender Formulierungsvorschlag vor, um den gewollten Zeitplan einzuhalten:

**§ # (neu)**

**Anwendung des Seeschifffahrts- und Seearbeitsrechts**

(1) Die nach den seeschifffahrtsrechtlichen Vorschriften für Anlagen nach § 2 Abs. 1 Nr. 1 erteilten Zulassungen und Zertifizierungen sind für die Prüfung der Vereinbarkeit mit den gesetzlichen und untergesetzlichen Bestimmungen verbindlich.

(2) Für den Betrieb von Anlagen nach § 2 Abs. 1 Nr. 1 gelten die arbeitsschutzrechtlichen Bestimmungen des Seeschifffahrtsrechts.

(3) Für die Arbeits- und Lebensbedingungen der Beschäftigten von Anlagen nach § 2 Abs. 1 Nr. 1 gelten die Bestimmungen des internationalen Seearbeitsrechts sowie das Arbeitsrecht des Flaggenstaates.

(4) Das auf einer Anlage nach § 2 Abs. 1 Nr. 1 beschäftigte zivile Schiffspersonal im Sinne von § 24 Abs. 3 der Aufenthaltsverordnung benötigt für die Einreise und den Aufenthalt während der Dauer des Betriebs im Hafenort keinen Aufenthaltstitel, sofern es die Passpflicht erfüllt.

Begründung

Anlagen nach § 2 Abs. 1 Nr. 1 (FSRU) müssen für ihren Einsatz den Anforderungen des (nationalen und internationalen) Seeschifffahrtsrechts genügen. Insbesondere müssen sie die von der Bundesrepublik Deutschland anerkannten Standards der Internationalen Maritimen Organisation (IMO) erfüllen und über entsprechende Zulassungen und Zertifizierungen verfügen (z.B. nach dem International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (IGC Code)). Die Verbindlichkeitserklärungen dieser Zulassungen und Zertifizierungen auch für die (Zulassung der) Inbetriebnahme in Deutschland ist erforderlich, um eine vollständige Neuprüfung der FSRU anhand nationaler Vorschriften zu vermeiden. Diese würde erhebliche Zeit in Anspruch nehmen und den Einsatz der FSRU wesentlich verzögern. Absatz 1 erklärt die Zulassungen und Zertifizierungen daher für verbindlich. Die Regelung schließt hingegen nicht aus, dass die Umweltauswirkungen des FSRU entsprechend der insbesondere immissionsschutzrechtlichen Anforderungen im Genehmigungsverfahren zu betrachten sind.

Nach Absatz 2 gelten für den Betrieb dieser Anlagen die arbeitsschutzrechtlichen Bestimmungen des Seearbeitsrechts wie das Internationale Seearbeitsübereinkommen (Maritime Labour Convention) oder der ISM Code. Absatz 3 stellt klar, dass auch für die Arbeits- und Lebensbedingungen der Besatzungsmitglieder der FSRU ebenfalls die Bestimmungen des Seearbeitsrechts (insbesondere die Bestimmungen des Internationalen Seearbeitsübereinkommens) gelten. Daneben regelt die Vorschrift die Geltung des nationalen Rechts des Flaggenstaates des jeweiligen FSRU.

Die Anwendung nationaler Vorschriften ist nicht erforderlich, da das (internationale) Seeschifffahrts- und Seearbeitsrecht ein hinreichendes Schutzniveau gewährleistet. Um bestehenden Rechtsunsicherheiten bei der erstmaligen Inbetriebnahme von FSRU in der Bundesrepublik Deutschland Rechnung zu tragen und einen bundeseinheitlichen Gesetzesvollzug für alle FSRU zu gewährleisten, ist die Klarstellung in den Absätzen 1 bis 3 geboten.

Darüber hinaus wird mit Absatz 4 für das zivile Schiffspersonal von FSRUs eine Befreiung vom Erfordernis eines Aufenthaltstitels geschaffen, die an die für Seeleute bestehenden Regelungen des § 24 Aufenthaltsverordnung angelehnt ist.

### 2.3 Frist für Behördenstellungnahmen

Forderung

Die behördliche Stellungnahmefrist im LNGG sollte begrenzt und verfristete Behördenstellungnahmen präkludieren.

Hintergrund

Das LNGG sieht bisher keine Frist für die Stellungnahmen von zu beteiligenden Behörden vor. Wir gehen davon aus, dass der Vorhabenträger beim Vorhaben nach Ziffern 2.5, 2.6 und 2.7 (Wilhelmshavener Anbindungsleitung (WAL) 1) der Anlage zum LNGG nur deshalb keine dahingehende Schwierigkeiten hatte, weil das LNGG erst während der laufenden Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung in Kraft getreten ist und die Behörden daher eine auskömmliche Stellungnahmefrist von der Planfeststellungsbehörde erhalten haben. Soll die Verkürzung der Einwendungsfrist für Private ihr volles Beschleunigungspotential entfalten, ist eine gleichlaufende – oder jedenfalls nicht erheblich länger laufende – Frist für Behördenstellungnahmen erforderlich. Das Vorliegen der Behördenstellungsnahmen ist insbesondere für die vorzeitige Zulassung (positive Gesamtprognose) erforderlich, sodass eine verkürzte Frist auch hier zu einer direkten Beschleunigung führen würde.

## 2.4 Klarstellung des Vorhabenbegriffs

Forderung

Es soll eine Klarstellung des Vorhabenbegriffs in das LNGG aufgenommen und festgestellt werden, dass Anbindungsleitungen auch bereits dann genehmigungsfähig sind, wenn für die anzuschließenden FSRUs noch keine Anträge gestellt wurden.

Hintergrund

Vor dem Hintergrund der divergierenden Bauzeiten kann es erforderlich sein, Planfeststellungsverfahren für Anbindungsleitungen bereits vor den Genehmigungsverfahren für die FSRU einzuleiten, um eine rechtzeitige Inbetriebnahme zur Fertigstellung des FSRU gewährleisten zu können. Die Anbindungsleitungen und FSRUs sind zwar bereits aktuell im LNGG getrennt aufgeführt, dennoch wurde im Rahmen der Öffentlichkeitsbeteiligung gegenüber der WAL eingewandt, dass diese als Gesamtvorhaben zu betrachten sind, mit der Folge, dass eine UVP auch für die WAL erforderlich wäre. Die Klarstellung des Vorhabenbegriffs wird aktuell noch drängender, da auch im Hinblick auf das Beschleunigungsbedürfnis für die WAL II von der zuständigen Planfeststellungsbehörde für die WAL II nunmehr eine „schlüssige Planung“ für die zeitgerechte Inbetriebnahme des FSRU gefordert und damit eine Verknüpfung der Vorhaben „Anbindungsleitung“ und „FSRU-Errichtung“ zumindest angedeutet wird.

## 2.5 Beurteilungszeitpunkt für den Entfall der UVP-Pflicht

Forderung

Die Planfeststellungsbehörde trifft mit Einleitung des Verfahrens zur Genehmigung der Anbindungsleitung eine verbindliche Prognoseentscheidung über das Vorliegen der Voraussetzungen zum Entfall der UVP-Pflicht.

Hintergrund

Das LNGG trifft derzeit keine Aussage darüber, zu welchem Zeitpunkt die Voraussetzungen für den Entfall der UVP-Pflicht vorliegen müssen. Dies ist für den Vorhabensträger und die planfeststellende Behörde mit erheblichen Unsicherheiten im Hinblick auf laufende Verfahren verbunden. Ist zum Zeitpunkt der Antragstellung für die Anbindungsleitung zwar verfestigt davon auszugehen, dass ein FSRU zu einem gewissen Zeitpunkt errichtet werden wird, Anträge hierfür jedoch noch nicht gestellt sind, ist unklar, ob eine Befreiung von der UVP-Pflicht erfolgen kann. Um diesem Genehmigungsrisiko zu begegnen, müssen trotz voraussichtlichem Entfall

der UVP-Pflicht entsprechende Unterlagen durch den Vorhabenträger erstellt werden, was äußert zeitaufwendig ist. Kapazitäten für entsprechende Gutachter sind zudem nur begrenzt verfügbar. Nur bei Entfall der UVP eröffnet sich darüber hinaus auch die Möglichkeit zur Durchführung des verfahrenstechnisch deutlich schlankeren und damit kürzeren Plangenehmigungsverfahrens (vgl. § 73 Abs. 6 Nr. 3 VwVfG).

### 2.6 Raumordnung

Forderung

Es sollte festgestellt werden, dass raumordnerische Belange (insbesondere Vorrang- und Vorbehaltsgebiete) den in der Anlage des LNGG genannten Leitungen – wegen des besonderen öffentlichen Interesses an deren zeitnahen Errichtung – in der Regel nicht entgegenstehen. Eine solche Formulierung würde die Raumordnung auf die Prüfung atypischer Fälle beschränken und die Antragserstellung durch die Vorhabenträgerin und die Abwägung durch die Planfeststellungsbehörde deutlich erleichtern.

Hintergrund

Zwar ist auch nach aktueller Rechtslage die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens vor Planfeststellung nicht verpflichtend, die Raumordnung bleibt jedoch ein abwägungserheblicher Belang im Planfeststellungsverfahren. Um diesem im Rahmen der Erarbeitung der Antragsunterlagen hinreichend gerecht werden zu können, müssen insbesondere die im Erläuterungsbericht vorzunehmenden Variantenuntersuchungen stark ausgebaut werden. Neben den bisher üblichen Trassierungskriterien wie z.B. Trassenlänge, Schutzgebiete, Siedlungsgebiete usw. müssen zusätzlich insbesondere auch Vorrang- und Vorbehaltsgebiete sowie sonstige Ziele und Grundsätze der Raumordnung umfassend dargestellt werden; was bei einer zuvor raumgeordneten Trasse zu vernachlässigen ist. Die Verlagerung der Raumordnungsbelange in die Planfeststellung führt damit zwar zu einer Beschleunigung wegen dem Entfall des gesonderten Raumordnungsverfahrens, dieser Vorteil wird jedoch durch die höheren Ansprüche in der Planfeststellung – sowohl im Hinblick auf die deutlich aufwendigere Erstellung der Antragsunterlagen als auch durch das erhöhte Prüfprogramm der Planfeststellungsbehörde – zumindest teilweise wieder aufgezehrt. Vor diesem Hintergrund sehen wir ein Beschleunigungspotential in der Feststellung, dass raumordnerische Belange (insbesondere Vorrang- und Vorbehaltsgebiete) den in der Anlage des LNGG genannten Leitungen – wegen des besonderen öffentlichen Interesses an deren zeitnahen Errichtung – in der Regel nicht entgegenstehen. Eine solche Formulierung würde die Raumordnung auf die Prüfung atypischer Fälle beschränken und die Antragserstellung durch die Vorhabenträgerin und die Abwägung durch die Planfeststellungsbehörde deutlich erleichtern.

### 2.7 Verkürzung der Verfahrensdauer von Besitzeinweisungsverfahren gemäß § 44b EnWG

Forderung

Die Verfahrensdauer von Besitzeinweisungsverfahren muss verkürzt werden.

Hintergrund

Angesichts der beschleunigten Planfeststellungsverfahren müssen die Vorhabenträger hinsichtlich des Vorliegens aller erforderlichen privaten Baurechte frühzeitig vor-vorzeitige Besitzeinweisungsverfahren einleiten, um angesichts deren regelmäßiger Dauer von ca. 10 Wochen, den Baustart auf den betroffenen Flächen nicht zu gefährden. Im Rahmen des WAL-Verfahrens wurden 15 Anträge auf vor-vorzeitige Besitzeinweisung gestellt, die im Ergebnis gänzlich zurückgenommen wurden. Eine verkürzte Verfahrensdauer würde dem Vorhabenträger mehr Zeit für einen erfolgreichen Rechtserwerb geben und die zuständige Behörde entlasten.

### 2.8 Ausweitung des Einsatzes von Projektmanagern auch auf Besitzeinweisungsverfahren

Forderung

Die Tätigkeiten des Projektmanagers nach § 43g EnWG auch auf Besitzeinweisungsverfahren nach 44b EnWG auszuweiten.

Hintergrund

Im Hinblick auf eine Vielzahl von zeitgleich zu stellender Besitzeinweisungsanträge kommt die zuständige Behörde sonst schnell an ihre Kapazitätsgrenze.

**Ansprechpartner**

Robert Spanheimer

Fachgebietsleiter LNG, Gasmobilität und Versorgungssicherheit Gas

030 300199 1260

robert.spanheimer@bdew.de

Thorsten Fritsch

Fachgebietsleiter Umweltrecht

030 300199 1519

thorsten.fritsch@bdew.de

Helena Faßmer

Fachgebietsleiterin Energienetze

030 300199 1131

helena.fassmer@bdew.de

Berlin, 21. September 2022

**BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

## Diskussionspapier

# Vorschläge des BDEW für eine Steigerung der Energie-erzeugung aus Erneuerbaren Quellen

Mehrertrag aus Bestandsanlagen und Beschleunigung des Zubaus

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

| **Mehrertrag aus bestehenden Erneuerbaren-Energien-Anlagen:** | |
|---|---|
| **Vorschlag** | **Bewertung: Erwarteter Mehrertrag und Umsetzung** |
| **Für Windenergie an Land:** | |
| Temporäres Aussetzen von erzeugungsreduzierenden Betriebsauflagen für Windkraftanlagen (Schall und Schatten) | **Mehrertrag**:<br><br>Lärmschutzabschaltungen sind ganzjährig relevant. Über 5 Prozent der Windstromerzeugung bei Nacht (in besiedelten Gebieten 7-10 %, in wenig besiedelten Gebieten 2-3 %). Rund 2 Prozent der Windstromerzeugung bei Tag.<br><br>Die Ertragsminderung durch Schattenwurfabschaltungen beträgt üblicherweise nur wenige Stunden im Jahr.<br><br>**Rechtliche Umsetzung:**<br><br>§31k BImSchG sieht nach dem Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlicher Vorschriften vor, auch Ausnahmen von Lärmschutzvorschriften zuzulassen, um die Energieversorgung zu sichern, der Ansatz des § 31k zu begrüßen. Der in der Regelung des § 31k BImSchG gewählte Weg wird allerdings voraussichtlich nicht dazu führen, dass viele Anlagenbetreiber eine solche Mehrproduktion anstreben. Insbesondere das Antragsbedürfnis stellt ein erhebliches Hindernis dar, da hierdurch die Verantwortung insbesondere für Schallemissionen allein in die Verantwortung der Anlagenbetreiber legt. Hierdurch sind erhebliche Akzeptanzverluste der Betreiber vor Ort zu befürchten.<br><br>Daher sollte Auslöser für die Vermeidung von Abschaltungen eine öffentliche Anordnung sein.<br><br>Dabei darf für den Nachweis, dass „der Schallpegel der Anlage um maximal 4 dB gegenüber dem bisher genehmigten Wert erhöht“ wird (§ 31k Abs. 1 Satz 2) kein erneutes Schallgutachten nötig sein, sondern durch Verweis auf die Daten des Anlagenherstellers möglich sein, da nicht genügend Gutachterkapazitäten verfügbar sind. |
| Leistungsupgrades durch Software-Updates | **Mehrertrag**: |

| | |
|---|---|
| | Leistungsupgrades von bestehenden Windenergieanlagen können durch Optimierungen bspw. über Softwareupdates eine Erhöhung der Nennleistung um bis zu 8 % ermöglichen, ohne konstruktive Änderungen vornehmen zu müssen.<br><br>Dies kann in bestimmten Situationen zu leicht erhöhten Schallemissionen führen.<br><br>**Rechtliche Umsetzung:**<br><br>§ 16b Abs. 8 BImSchG soll nach dem Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlicher Vorschriften hier Abhilfe schaffen. Diese Regelung ist zu begrüßen, allerdings wäre eine einfachere Umsetzung über eine Änderungsanzeige nach § 15 Bundesimmissionsschutzgesetz zielführender als die nach dem Gesetzentwurf vorgesehene Änderungsgenehmigung nach § 16 BImSchG. |
| **Für PV:** | |
| Senkung der Anforderungen an die „kleine Direktvermarkung“ und Start des Rollouts von iMSys für kleine Anlagen (bis 25 kW) | BDEW-Positionspapier vom 8. September 2022 (Link: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Positionspapier_f%C3%BCr_eine_Verbesserung_der_Direktvermarktung_von_EEG-Anlag_qlXvCxd.pdf) |
| **Flächenkulisse für PV umfänglich öffnen**<br><br>Hierzu gibt es verschiedene Vorschläge:<br><br>• Benachteiligte Gebiete zügig und vollumfassend in allen Bundesländern für PV-FFA öffnen, ansonsten ist die Opt-In-Regel im EEG in eine Opt-Out-Regel umzukehren<br><br>• PV-FFA wie Wind an Land auch in LSG ermöglichen<br><br>Rücknahme der Regelung im Osterpaket der Ermöglichung der Gemeinden, im Zuge eines Vertrages zur kommunalen Abgabe naturschutzfachliche Anforderungen an Projektierer von PV-Anlagen zu stellen | **Rechtliche Umsetzung**:<br><br>Aktuell wird diese Regelung in Flächenstaaten wie Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Thüringen und Brandenburg nicht durch entsprechende Verordnungen in Landesrecht umgesetzt. |

| | |
|---|---|
| Anmeldevereinfachungen | Einführung einer "One-Stop"-Anmeldung beim Marktstammdatenregister der BNetzA für Dach-PV, die sämtliche weitere behördlichen Anmeldungen (Finanzamt etc.) ersetzt |
| Bundesweiter PV-Standard | Der BDEW unterstützt die im Koalitionsvertrag dargestellten Forderungen zu einer Solarpflicht für gewerbliche Gebäude, möchte aber zusätzlich auch die Träger öffentlicher Gebäude in die Pflicht nehmen. Dies muss nun zeitnah umgesetzt werden. |
| **Für Biogas/Biomethan:** | |
| Privilegierung von zentralen Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlagen im Außenbereich (Ergänzung von § 35 Abs 1 BauGB) | **Mehrertrag:**<br>Die Außenbereichsprivilegierung für Biogasanlagen ist abhängig von einer maximalen Leistung der Anlage. Das führt dazu, dass die Anlagen technisch zwar mehr produzieren könnten, genehmigungsrechtlich aber gedeckelt sind.<br>**Rechtliche Umsetzung:**<br>Würde man diesen Deckel anheben, wäre technisch sehr unproblematisch eine höhere Biogas- und Stromproduktion in einzelnen Anlagen möglich. |
| Temporäre Anhebung der Leistungsgrenzen für Biomethan-Erzeugungseinrichtungen in Anlage 1 Nr. I.2 EEG 2009 | **Mehrertrag**:<br>Bereits innerhalb weniger Monate könnte ein Potential von 2 bis 3 TWh allein an Biomethan gehoben werden.<br>**Rechtliche Umsetzung:**<br>Anlage 1 Nr. I.2 EEG 2009 legt fest, wieviel maximale Kapazität die Biogas-Erzeugungsanlage in Normkubikmeter haben darf, damit der Technologiebonus nach Anlage 1 EEG 2009 an den Betreiber der Stromerzeugungsanlage ausgezahlt werden kann. Wird der max. Schwellenwert von z.B. 700 Normkubikmeter überschritten, verliert der Betreiber der Stromerzeugungsanlage seinen Bonus-Anspruch. Zur Erhöhung der Biomethan-Stromproduktion könnte der Wert von 700 Normkubikmetern angehoben werden. Dadurch würde der Bonus-Anspruch nicht verloren gehen, wenn eine Biogas-Erzeugungsanlage diese Schwelle überschreiten würde. Bestehende Anlagen können |

| | |
|---|---|
| | unter Ausnutzung der technischen Möglichkeiten diese für die EEG-Vergütung ausschlaggebende Leistung (Nominalleistung) um bis zu 20% erhöhen.<br><br>Seiteneffekt ist, dass die Bonushöhe nach aktueller Gesetzesfassung mit zunehmender Leistung der Gaserzeugungsanlage abnimmt, und dass dementsprechend nach der Gesetzeslogik oberhalb von 700 NKM gar kein Bonus anfallen sollte, weil die Anlage dann – nach Vorstellung des Gesetzgebers – marktbasiert betrieben werden könnte. Wenn man dieses Argument zugunsten einer temporär erhöhten Bereitstellung von Biomethan außer Acht lässt, wäre die Forderung valide. |
| **Für Wasserkraft:** | |
| Bei den Maßnahmen für die Wasserkraft handelt es sich um die drei Kategorien „Maßnahmen mit Aussetzungen ökologisch motivierter Einschränkungen“, „Maßnahmen mit Aussetzungen netztechnisch motivierter Einschränkungen“ und „Maßnahmen mit Aussetzungen weiterer behördlicher Einschränkungen “. Insbesondere bei den „Maßnahmen mit Aussetzungen ökologisch motivierter Einschränkungen“ z.B. durch Verfahrensbeschleunigungen, Genehmigungen oder Sondergenehmigungen kurzfristig erhebliche Leistungs- und Arbeitsreserven heben. | **Mehrertrag:**<br><br>Es handelt sich vorwiegend um schnell realisierbare Potentiale, die oft ohne jeglichen baulichen oder betrieblichen Aufwand realisiert werden können. |
| I Maßnahmen mit Aussetzungen ökologisch motivierter Einschränkungen: | |
| - Aufhebung von Restriktionen der Rückhaltung von Wasser der fließenden Welle, Pumpspeicherkraftwerke mit Anschluss an Fließgewässer | Laufwasserkraftwerke (LWK) |
| - Erweiterung betrieblich nutzbarer Stauräume | Pumpspeicherkraftwerke (PSW), Speicherkraftwerke (SP),<br><br>Laufwasserkraftwerke |

| | |
|---|---|
| - Temporäre Verringerung oder Aufhebung der Abflussbedingungen<br>- Maximierung der Speicherlamellen im Fließgewässer und temporäre Freigabe Schwallfahren, LWK,<br>- Ökologische Minderwasserabgaben reduzieren oder aufheben<br>- Kraftwerksabschaltung bei Aalwanderungen vermeiden | Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichen Zuflüssen<br><br>Pumpspeicherkraftwerke, Speicherkraftwerke |
| III Maßnahmen mit Aussetzungen weiterer behördlicher Einschränkungen<br>- Verschieben von vorgeschriebenen Unterhaltsmaßnahmen | Alle Arten von Wasserkraftwerken |
| **Schnellerer Bau neuer Erneuerbare-Energien-Anlagen:** | |
| **Vorschlag** | **Bewertung der rechtlichen Umsetzung** |
| Einrichtung von Task Forces (Koalitionsvertrag: Beschleunigungszentren) zur fachlichen u. personellen Unterstützung von BImSchG-Behörden | **Rechtliche Umsetzung:**<br><br>Die Ausstattung von Genehmigungsbehörden und die Organisation des Verfahrens ist grundsätzlich Sache der Länder. Die Bundesregierung greift die bessere Ausstattung von Genehmigungsbehörden und die effizientere Verfahrensführung in Ihrer Erklärung der Bundesregierung zum Planungsbeschleunigungspaket II – Sommer auf. Hier ist eine erhebliche gemeinsame Anstrengung von Bund und Ländern erforderlich, um substanzielle Beschleunigungspotenziale zu heben. |
| Regelungen des PlanSiG verstetigen: Bereits jetzt sollte die Fortschreibung der Regelungen des PlanSiG in den immissionsschutzrechtlichen Regelungen gewährleistet werden. Auslegungen | **Rechtliche Umsetzung:**<br><br>Ein Referentenentwurf für eine Verlängerung der Gültigkeitsdauer des PlanSiG lag bereits vor. Der Kabinettsbeschluss steht noch aus. |

| | |
|---|---|
| sollten ausschließlich online erfolgen. Auch die Durchführung digitaler Erörterungstermine sollte weiterhin ermöglicht werden. | Notwendig wäre eine Verstetigung und Anpassung der Regelungen in den allgemeinen verfahrensrechtlichen Regelungen, wobei digitale Auslegungs- und Beteiligungsmöglichkeiten auch losgelöst von der Pandemiesituation ermöglicht und erleichtert werden sollten. |
| Regelungen für den Einsatz von Projektmanagern verbessern: Projektmanager können eine wichtige Funktion im Rahmen der Genehmigungsverfahren übernehmen. Die Möglichkeit zum Einsatz von behördenexternen Projektmanagern muss geschaffen oder erleichtert und genutzt werden (vgl. § 43g EnWG). Für einen effektiven Einsatz von Projektmanagern sind klare Regeln zur flexiblen und kurzfristigen Beauftragung nötig. Zudem ist es gerade vor dem Hintergrund der notwendigen Beschleunigung des Um- und Ausbaus der Energieinfrastruktur dringend geboten, die Zulassungsbehörden weitergehend zu unterstützen und zu entlasten. Daher sollte die Rolle des Projektmanagers neben den bereits vorgesehenen Aufgaben der Koordinierung und Unterstützung auch auf die Möglichkeit erstreckt werden, den Entwurf des Genehmigungsbescheids zu erstellen. | **Rechtliche Umsetzung:**<br><br>Teilweise wurden bereits anpassende Regelungen für den Netzausbau geschaffen. Notwendig ist insbesondere eine klarstellende Regelung im BImSchG, die sich inhaltlich an der Regelung des EnWG orientiert. |
| Zulassung einer typenoffenen Genehmigung von Windenergieanlagen | **Beschleunigungswirkung:**<br><br>§ 16b Absatz 7 BImSchG sieht vor, einen unproblematischen Wechsel des Anlagentyps nach Genehmigung aber vor der Errichtung einer Windenergieanlage zu ermöglichen. Damit soll ein in der Praxis häufig bestehendes Problem gelöst werden. Zu begrüßen ist, dass nun klargestellt wird, welches Trägerverfahren für den Wechsel des Anlagentyps gewählt werden soll. Allerdings soll jetzt immer ein Änderungsgenehmigungsverfahren erforderlich sein; Fälle ohne Auswirkungen auf die Umwelt können nicht mehr mit Änderungsanzeige umgesetzt werden. Ob sich allerdings aus der Regelung zu einer eingeschränkten Prüfungsreichweite in der Praxis tatsächlich Erleichterungen ergeben, ist zweifelhaft. |

| | |
|---|---|
| | Wünschenswert wären klarere Kriterien, welche Veränderungen in der Anlagenkonfiguration für die fachgesetzliche Prüfung relevant ist. Hier wären entsprechende gesetzlich fixierte Irrelevanzkriterien hilfreich.<br><br>Immer wieder kommt es etwa durch langwierige Gerichtsverfahren dazu, dass die Genehmigung für eine oder mehrere Windenergieanlagen eines bestimmten Anlagentyps nicht mehr umgesetzt werden kann, weil zwischenzeitlich der genehmigte Anlagentyp nicht mehr verfügbar ist oder maßgeblich weiterentwickelt wurde. In diesen Fällen bedarf es derzeit regelmäßig einer Anpassung der Genehmigung, wobei vielfach unklar ist, ob nicht sogar eine Neugenehmigung erforderlich werden kann. Zur Klärung der hiermit verbundenen Rechtsunsicherheiten und ggf. für die Durchführung eines ergänzenden oder neuen Verfahrens vergeht dann viel Zeit. Daher sollten rechtliche Erleichterungen und Standards für **typenoffene Genehmigungen**, an denen sich alle Behörden orientieren, geschaffen werden, um typenoffene Genehmigungen zukünftig verstärkt beantragen und erteilen zu können. |
| Nutzung des neuen § 85a Abs. 2a EEG durch BNetzA (10 % Höchstwertanpassung 2023)<br><br>ODER<br><br>Anpassung des Höchstwertes § 36b und § 38b EEG | Eine Vielzahl an genehmigten Windenergieprojekten und fertig entwickelter PV-Projekte nahmen nicht an der Ausschreibung teil, weil eine signifikante Steigerungen der Herstellungskosten für Windenergieanlagen und PV-Module, nicht zuletzt wegen des Ukraine-Krieges und des entsprechenden Drucks auf die Rohstoffpreise sowie die deutliche Erhöhung der Finanzierungskosten<br>(gestiegene Zinsen) stattgefunden hat. Die im § 36b EEG 2021 und § 38b EEG 2021 verankerten Höchstwerte konterkarieren die Wirtschaftlichkeit vieler fertig entwickelter Projekte.<br><br>**Beschleunigungswirkung:**<br><br>Das Problem der gestiegenen Projektkosten für Windenergie- und PV-Anlagen kann durch eine Anhebung des Höchstwertes nach § 36b und § 38b EEG 2021/2023 gelöst werden. Anderenfalls würde der Zubau von Windenergie und<br>PV-Anlagen gehemmt und die ambitionierten Zubaupfade aus dem kürzlich beschlossenen EEG 2023 deutlich verfehlt. |

| | |
|---|---|
| Rücknahme der Verquickung von kommunaler Beteiligung und Naturschutz | **Beschleunigungswirkung**:<br><br>Nach dem neuen §6 (4) EEG dürfen die betroffenen Kommunen bei Freiflächenanlagen den Abschluss der Vereinbarungen über Zuwendungen nach § 6 EEG 2023 davon abhängig machen, dass der Betreiber ein Konzept vorlegt, das fachlichen Kriterien für die naturschutzverträgliche Gestaltung von Freiflächenanlagen entspricht, oder nachgewiesen hat, dass die Umsetzung dieser Kriterien nicht möglich ist. Den Gemeinden wird ermöglicht, standortspezifisch zu prüfen und festzuhalten, welche naturschutzfachlichen Kriterien für Anlagenstandort auf ihrem Gemeindegebiet zu beachten sind. Auch wenn die Gesetzesbegründung empfiehlt in diesem Zusammenhang, auf bewährte Kriterien zurückzugreifen, ist die Verquickung von Naturschutzanforderungen mit kommunaler Beteiligung nicht sachgerecht. Sie sollte wieder zurückgenommen werden, da sie zu Verzögerungen und einem Flickenteppich unterschiedlicher Regelungen führt. Entsprechende Belange sind in der Bauleitplanung ohnehin abgedeckt. |
| Freiflächen-PV-Anlagen sind baurechtlich wenig komplex und sollten daher regelmäßig in Bauordnungen als eigene Kategorie mit vereinfachten Prüfungsaufwand bzw. Freistellungsmöglichkeiten typisiert werden. Eine entsprechende Modell-Regelung sollte kurzfristig auch in der Musterbauordnung der Bauministerkonferenz verankert werden. | **Rechtliche Umsetzung:**<br><br>Wesentliches Hindernis ist die bauplanungsrechtliche Flächenausweisung (idR ein vorhabenbezogener BPlan). Daneben sind häufig über die baurechtliche Zulassung auch andere Genehmigungen, z.B. naturschutzrechtliche Genehmigungen, erforderlich.<br><br>Die Zulassungsanforderungen sollten insgesamt vereinfacht werden. |
| Einsatz innovativer Technologien zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes | **Rechtliche Umsetzung:**<br><br>Netzbetreibern sollte der Einsatz innovativer Technologien (Freileitungsmonitoring, Hochtemperatur-Leiterseile, Phasenschieber-Transformatoren) ermöglicht werden, wo dies technisch und ökonomisch sinnvoll ist und die Notwendigkeit von Netzausbau- und Redispatchmaßnahmen reduzieren kann. Generell sollte der Netzausbau für einen beschleunigten EE-Ausbau ebenfalls durch eine Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen weiter beschleunigt werden |

| | |
|---|---|
| Vorsorglicher Netzausbau: Vorsorgliche Schaffung von Einspeisepunkten bei gleichzeitiger Kostenanerkennung | **Rechtliche Umsetzung:**<br>Planfeststellungsrechtlich sind klarstellende Regelungen zur Überwindung der Unzulässigkeit einer Vorratsplanung erforderlich. Hierfür sollte die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Vorhaben bereits gesetzlich an bestehende energiewirtschaftliche Planungen oder Flächenausweisungen angeknüpft werden. Mögliche Anknüpfungspunkte sind:<br>› Regionalszenarien nach § 14d EnWG<br>› verpflichtend durch Kommunen zu erstellende kommunale Energie- und Wärmeplanung – eine entsprechende Verpflichtung zur Energie- und Wärmeplanung sollte gesetzlich geschaffen werden.<br>› Flächenausweisungen für Windeignungsflächen |
| Abschaltbare Lasten fördern, indem die Regelungen zu Nutzen-statt-Abregeln deutlich gegenüber der aktuell eng gefassten Ausschreibung für zuschaltbare Lasten ausgeweitet werden. Verbesserung des bisherigen (vor Osterpaket) § 13 Abs. 6a EnWG („Nutzen-statt-Abregeln“) | **Mehrertrag:**<br>Nutzung von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien über Sektorkopplungstechnologien (z.B. PtH, PtG) zur Dekarbonisierung anderer Sektoren; Reduzierung<br>Verhinderung von Ertragsverlusten durch Abschaltungen.<br>Wirkt mit gewisser Vorlaufzeit, da Investitionen in Anlagen zur Umsetzung von Nutzen-statt-Abregeln – z.B. Power-to-Heat – erst getätigt werden müssten. |

Dr. Ruth Brand-Schock
Fachgebietsleiterin Erneuerbare Energien
+49 30 300 199 - 1310
ruth.brand-schock@bdew.de

Bastian Olzem
Geschäftsbereichsleiter Erzeugung und Systemintegration
+49 30 300 199 - 1300
bastian.olzem@bdew.de

**BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38