

Berlin, 17. März 2022

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

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[www.bdew.de](http://www.bdew.de)

## Stellungnahme

# Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor

Version: 1.0

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>Ausblick: Flankierende Maßnahmen außerhalb des EEG .....</b>	<b>11</b>
<b>3</b>	<b>Ausbau der Erneuerbaren Energien beschleunigen .....</b>	<b>12</b>
3.1	Marktlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien stärken.....	12
3.2	Zukünftiger Finanzierungsrahmen der Erneuerbaren Energien .....	14
<b>4</b>	<b>Erreichung der Erneuerbare-Energien-Ausbauziele sicherstellen.....</b>	<b>16</b>
<b>5</b>	<b>Komplexitätsreduktion und Bürokratieabbau .....</b>	<b>18</b>
<b>6</b>	<b>Artikel 1: EEG-Änderungen mit Inkrafttreten nach Verkündung des Gesetzes (Sommer 2022).....</b>	<b>19</b>
6.1	Vorrang der Erneuerbaren Energien .....	19
6.2	Innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung (§§ 28 d, 39 o und 88 e) .....	20
6.3	Juristische Anmerkungen .....	22
<b>7</b>	<b>Artikel 2: EEG-Änderungen mit Inkrafttreten zum 1. Januar 2023.....</b>	<b>24</b>
7.1	Zweck und Ziel des Gesetzes in § 1 .....	24
7.2	Neudefinition der „Bürgerenergieanlagen“ in § 3 Nr. 15:.....	25
7.3	Anhebung des Anteils von berücksichtigungsfähigen Geboten bei EEG-Ausschreibungen aus dem Ausland von 5 auf 20 %, und umgekehrt (§ 5 Abs. 2 und 6): .....	25
7.4	Kommunale Beteiligung .....	26
7.5	Photovoltaik .....	28
7.5.1	Vergütungshöhen für Photovoltaik-Anlagen .....	28
7.5.2	Anhebung des 20-MW-Deckels und der Ausschreibungsgrenze auf 1 MW .....	30
7.5.3	Ausweitung der Flächenkulisse für Photovoltaik-Freiflächenanlagen	30
7.5.4	Ausweitung des „200-m-Korridors“ entlang Autobahnen/Schienenwegen auf künftig 500 m .....	32

7.5.5	Exkurs: Die Photovoltaik betreffende Steuerthemen.....	32
7.6	Windenergie an Land .....	33
7.6.1	Höchstwert für Windenergieanlagen an Land (§ 36b) .....	33
7.6.2	Berechnung der Förderhöhe (§ 36h) .....	33
7.6.3	Zusatzgebote (§ 36j).....	33
7.6.4	Positive Neuerungen in Bezug auf den Ausbau der Windenergie an Land .....	34
	Kooperationsausschuss (§ 97) .....	35
	Fortschrittsbericht zum Hemmnisabbau bei der Windenergie an Land (§ 99a) .....	36
7.7	Wasserkraft .....	37
7.8	Bioenergie .....	38
7.8.1	§§ 28c und 28d Ausschreibungsvolumen und Ausschreibungstermine .....	39
7.8.2	§ 39b Höchstwert für Biomasseanlagen .....	39
7.8.3	§ 39e Verlängerung der Realisierungsfristen .....	39
7.8.4	§ 39k und 39l Gebote für Biomethananlagen .....	40
7.8.5	§ 39m Besondere Zahlungsbestimmungen für Biomethananlagen....	40
7.9	Geothermie .....	40
7.10	Mieterstrom .....	41
7.11	Umgestaltung der bisherigen Photovoltaik-Eigenversorgung zu einem umfassenden regulatorischen Rahmen für Prosuming.....	42
7.12	Stromkennzeichnungsrelevante Änderungen ab dem Bilanzierungsjahr 2023 .....	43
7.13	Abschaffung der Ausweisung des verbleibenden Energieträgermixes .....	45
7.14	Forderung einer optionalen Möglichkeit zur Grünstellung von selbst beschafften und eigenerzeugten Strommengen durch Letztverbraucher ohne Lieferanten-Beteiligung (gilt für Strommengen ohne konkretem Lieferverhältnis mit einem Lieferanten).....	45

7.15	Forderung einer optionalen Möglichkeit zur Grünstellung von Netzverlustenergie durch Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber...	46
7.16	Juristische Anmerkungen zu Art. 2 und notwendige Änderungen des EEG 2021 .....	46
<b>8</b>	<b>Artikel 3: Energie-Umlage-Gesetz (EnUG).....</b>	<b>58</b>
8.1	Veröffentlichungstermin der Umlagen gem. 11 EnUG-E .....	58
8.2	Umlageerhebung bei elektrisch angetriebenen Wärmepumpen, § 22 EnUG-E.....	58
8.3	Juristischer Änderungsbedarf.....	60
8.3.1	Ausschluss der Eigenversorgung .....	61
8.3.2	§ 12 Zuständigkeit für die Erhebung von Umlagen .....	61
8.3.3	Umlageerhebung bei Stromspeichern und Ladepunkten, § 21 EnUG-E .....	61
8.3.4	Keine Umlageermäßigung für Unternehmen in Schwierigkeiten .....	62
8.3.5	EEG-Bestandsanlagen-Privilegien, § 24 EnUG-E.....	62
8.3.6	Herstellung von grünem Wasserstoff, § 25 EnUG-E .....	62
8.3.7	Voraussetzung der BesAR-Begrenzung, § 30 EnUG-E.....	63
8.3.8	Messen und Schätzen, § 46 EnUG-E.....	63
8.3.9	Mitteilungspflichten der VNB, § 50 EnUG-E.....	63
8.3.10	Höhe der Umlagen bei Verstoß gegen Mitteilungspflichten, § 53 EnUG-E.....	64
<b>9</b>	<b>Art. 5 – Stromnetzentgeltverordnung .....</b>	<b>64</b>
<b>10</b>	<b>Art. 12 – Innovationsausschreibungsverordnung.....</b>	<b>64</b>
<b>11</b>	<b>Art. 13 – Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung ....</b>	<b>67</b>
<b>12</b>	<b>Art. 14 – Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) .....</b>	<b>68</b>
12.1	Änderung des Gesetzeszwecks in § 1 Absatz 1 .....	69
12.2	Herausnahme von Biomethan-KWK-Anlagen aus der KWKG-Förderung (§ 6 Abs. 1 Satz 1 KWKG-E) mit Übergangsregelung bei einer	

	Inbetriebnahme der Biomethananlagen bis zum 31. Dezember 2023 (§ 35 Abs. 8 KWKG-E), .....	69
12.3	Änderungen in § 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 5 KWKG-E (Implementierung H2- Fähigkeit als Zulassungsvoraussetzung) .....	70
12.4	Festlegung der förderfähigen Vollbenutzungsstunden (Vbh) ab dem Kalenderjahr 2026 bis 2030 (§ 8 Abs. 4 KWKG-E),.....	72
12.5	Vorbescheid.....	73
12.6	Rückforderung, § 13 b KWKG-E.....	73
12.7	Verlängerung der Nachweispflicht für den EE-Anlagen bei Wärme- /Kältenetzen, § 20 Abs. 2 KWKG-E .....	74
12.8	Zu § 31b Abs. 1 Nr. 1a) .....	74
<b>13</b>	<b>Art. 15 – KWK-Ausschreibungsverordnung .....</b>	<b>74</b>
<b>14</b>	<b>Notwendige Änderungen der BioSt-NachV .....</b>	<b>75</b>

## 1 Zusammenfassung

Die Bundesregierung hat mit dem Koalitionsvertrag die Grundlage für den Weg hin zur Klimaneutralität geschaffen. Die Energiewirtschaft begrüßt und unterstützt die Zielausrichtung ausdrücklich. Die Energiewende ist nicht nur klimapolitisch geboten, sondern bietet auch die Chance für eine erfolgreiche Transformation unserer Volkswirtschaft unabhängig von fossilen Energieimporten zu werden.

Damit sich die Unternehmen der Energiewirtschaft den Herausforderungen stellen und aktiv in den Umbau unseres Energieversorgungssystems investieren, braucht es langfristig verlässliche Rahmenbedingungen, die Planungs- und Investitionssicherheit bieten. Vor dem Hintergrund der aktuellen außenpolitischen Lage und dem Krieg in der Ukraine ist es daher konsequent den eingeschlagenen Weg fortzuführen und das Tempo noch zu erhöhen. Das gilt insbesondere für innovative Ausschreibungen.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) begrüßt die für das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Energiewirtschaftsgesetz (EnUG) vorgelegten Entwürfe für das sogenannte „Osterpaket“ grundsätzlich. Wir regen dabei an, an den Stellen, wo es kurzfristig möglich erscheint, das Ausbautempo für die Erneuerbaren Energien noch zu erhöhen. Insbesondere müssen Ausschreibungsvolumina beispielsweise bei den Innovationsausschreibungen dafür konsequent weiter angehoben werden.

„Low-hanging-fruits“ beim Hemmnisabbau der Windenergie an Land wie zum Beispiel im Bereich der Wetterradare und Drehfunkfeuer der Flugsicherung müssen umgehend angegangen werden. So können mehrere Gigawatt vorentwickelter Projekte genehmigungsfähig gemacht werden.

Des Weiteren mahnen wir die Einbettung in ein umfassendes Reformpaket an. Dieses soll auch die Netz- und Systemintegration, den beschleunigten Ausbau von Netzinfrastrukturen und steuerbarer Leistung in Form von hochflexiblen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) zur Absicherung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie einen forcierten Markthochlauf für grünen Wasserstoff und den notwendigen Ausbau von Speicherkapazitäten beinhaltet. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) möge daher prüfen, welche Maßnahmen, die für das „Sommerpaket“ oder für einen späteren Zeitpunkt geplant waren, aus Gründen der höheren Effektivität vorgezogen werden können. Gerade die im Rahmen des „Osterpaketes“ nicht berücksichtigten Themen rund um Netzan-schluss und -Ausbau sind für den Erneuerbare-Energien-Ausbau zwingend mitzudenken. Eine zeitnahe Anpassung der entsprechenden Fachgesetze ist erforderlich, beispielsweise in der parallellaufenden EnWG-Novelle. Dem EEG-bedingten Stromnetzausbau (vor allem Verteilnetze), muss der den Erneuerbare Energien eingeräumte Vorrang bei der Schutzgüterabwägung ebenso eingeräumt werden.

Auch regt der BDEW generell an, dass die Komplexität des EEG nicht weiter erhöht sowie dessen Anwendung nicht unnötig verkompliziert wird und formuliert konkrete Vorschläge zu einzelnen Regelungen, mit denen eine weitere Reduzierung des Bürokratieaufwandes erreicht werden kann.

### **1.1 Beschleunigter Ausbau der Erneuerbaren Energien (Artikel 1 und 2; EEG)**

Der BDEW begrüßt die Regelungsvorschläge für ein EEG 2023. Das neue Ausbauziel mit 80 % Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch 2030 bedarf eines beschleunigten und massiven Ausbaus von Erneuerbaren Energien.

#### **> Photovoltaik**

Der BDEW begrüßt die Ankündigung eines „Solar-Beschleunigungspaketes“. Die im Gesetzentwurf enthaltenen Regelungsvorschläge sind ebenfalls zu begrüßen, auch wenn sie nur ein erster Meilenstein im „Solar-Beschleunigungspaket“ sein können. Die Ausweitung der Flächenkulisse für Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen ist aus energiewirtschaftlicher Sicht mit Blick auf die langfristigen Ausbauziele notwendig, wird aber im Referentenentwurf (RefE) noch zu vorsichtig angegangen. Der BDEW fordert die Klarstellung, dass Photovoltaik-Freiflächenanlagen in bestimmten Gebieten unter Berücksichtigung des jeweiligen Schutzzwecks grundsätzlich möglich sind, die Ausweitung der Nutzung der PV auf den „benachteiligten Gebieten“ in den Bundesländern und die Ausweitung des Korridors entlang von Autobahnen und Schienenwegen von 200 Metern auf 500 Meter. Die Flächenkulisse insbesondere für die Nutzung besonderer Solaranlagen wie Agri-PV, Floating-PV und Parkplatz-PV muss ausgeweitet werden. Es ist entschieden abzulehnen, dass Kommunen zusätzlich zu den bestehenden, sehr umfassenden Natur- und Landschaftsschutzregeln ermächtigt werden sollen, in den Verträgen zur finanziellen Beteiligung dem Anlagenbetreiber vorzugeben, welche weiteren naturschutzfachlichen Anforderungen einzuhalten sind.

Die angehobene Vergütung für Photovoltaik-Anlagen zur Volleinspeisung, differenziert nach Größenklassen, ist essenziell für die Nutzung des enormen Potenzials an Dachflächen - insbesondere für bisher ungenutzte Dachflächen - für die ein Eigenverbrauch keine Option darstellt. Gleichwohl sollte bei einer Wahlmöglichkeit zwischen Volleinspeisung und Eigenversorgung keine Anreizverzerrung zugunsten einer Volleinspeisung entstehen.

Zudem ist die Vereinfachung des Degressionsmechanismus beim anzulegenden Wert für Photovoltaik-Neuanlagen, z. B. über die Abschaffung des atmenden Deckels, zu begrüßen, ebenso die Anhebung der Ausschreibungsschwelle auf 1 MW Leistung. Dauerhaft höhere Ausschreibungsvolumina sowohl für Photovoltaik-Freiflächenanlagen als auch für Photovoltaik-Dachanlagen sind zu begrüßen, gleichzeitig gilt es auch, den marktlichen Ausbau der PV zu stärken.

### > **Windenergie an Land**

Für den weiteren Ausbau der Windenergie an Land ist die Stärkung des Kooperationsausschusses zwischen Bund und Ländern von hoher Bedeutung, um die für die hohen Ausbauziele erforderliche Flächenausweisung erfolgreich umsetzen zu können.

Die Anhebung der Ausschreibungsvolumina war ein wichtiger Schritt und die Verstetigung der vier Ausschreibungstermine und -volumina hilft bei der Umsetzung der hohen Ausbauziele. Entscheidend wird jedoch die erfolgreiche Ausweisung von ausreichend Landesflächen (mindestens 2 %), der Flächenerhalt für Repoweringprojekte und die Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungszeiten sein. Insbesondere braucht es hierfür Erleichterungen im Artenschutz mittels Standardisierung der erforderlichen Prüfungen über eine Wahrscheinlichkeitsbetrachtung (Probabilistik). Diese Maßnahmen sind so schnell wie möglich im Baugesetzbuch (BauGB) und dem Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) zu verankern.

Der BDEW sieht die freiwillige kommunale Beteiligung, als zentrales Instrument zur Akzeptanzsicherung. Seit der Einführung im EEG 2021 wird es bei der Umsetzung von Windenergieprojekten breit genutzt. Es ist deshalb eine wichtige Neuerung, dass die Regelung nun auf Photovoltaik-Freiflächenanlagen ausgeweitet wird und drüber hinaus nun auch für nicht durch das EEG geförderte Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen rechtssicher möglich wird. Nicht zielführend scheint jedoch die Ausweitung der Regelung auf Bestandsanlagen.

Die Fristverlängerung zur Umsetzung der bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung (BNK) ist richtig und notwendig.

Bei den im Fortschrittsbericht zum Hemmnisabbau aufgeführten Hemmnissen besteht ein großes Potenzial kurzfristig Flächenpotenziale für die Windenergie an Land zu heben und Genehmigungsprozesse zu beschleunigen.

### > **Neudefinition „Bürgerenergieanlagen“**

Im EEG-RefE wird der Bürgerenergie eine Ausnahmeregelung von der Ausschreibung zugesprochen. Dazu wurden die Anforderungen an die Gründung von Bürgerenergiegesellschaften erhöht. Der BDEW steht einer Sonderregelung für Bürgerenergie kritisch gegenüber und verweist stattdessen auf die schon bestehende Regelung zur finanziellen Beteiligung der Kommunen.

### > **Bioenergie (Biomethan)**

Übergeordnetes Ziel des EEG 2023 ist die Treibhausgasneutralität der deutschen Stromversorgung bis 2035 mit einem beschleunigten Ausbaupfad auf den Weg zu bringen. Für Biomasse insgesamt bleibt der Ausbaupfad auf dem bisherigen Niveau – der Ausbaupfad für Biomasse im Jahr 2030 mit einer installierten Leistung von 8.400 MW wird nicht erhöht, was im Zusammenhang mit der Reduzierung der Bemessungsleistung einer deutlichen Reduzierung der

Strommenge gleichkommt. Biomasse soll nahezu ausschließlich in der Spitzenlaststromerzeugung gefördert werden. Anlagen ab 10 MW müssen bei Genehmigung ab Mitte 2023 dann ab 2028 100 % H<sub>2</sub>-ready sein. Für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2024 in Betrieb gehen, wird Biomethan in Blockheizkraftwerken (BHKW) vollständig ausgeschlossen. Es ist nicht nachvollziehbar, warum Biomethananlagen – also Anlagen, welche mit einem hochwertigen nachhaltig erzeugten, erneuerbaren Energieträger betrieben werden – zwingend ab 2028 auf Wasserstoff umstellbar sein müssen. Der festgelegte Prozentsatz zum Einsatz von Biomethan als flexible Erneuerbare Energie zur Deckung von Residuallast und gleichzeitigem Ersatz fossiler Brennstoffe wie Kohle oder Erdgas sollte gestrichen werden. Stattdessen sollte der Einsatz an der jeweils zu deckenden Residuallast ausgerichtet werden.

### > **Erneuerbaren Energien im überragenden Öffentlichen Interesse und der Öffentlichen Sicherheit**

Der massive Ausbau der Erneuerbaren Energien kann nur gelingen, wenn er im überragenden öffentlichen Interesse steht und der der öffentlichen Sicherheit dient. Der BDEW unterstützt diese Festlegung im Gesetz ausdrücklich. Darüber hinaus regen wir an, in den weiteren maßgeblichen Rechtsvorschriften ebenfalls einen Verweis darauf einzufügen. Das gilt beispielsweise für das BauGB, das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) sowie das BNatSchG.

Ebenfalls unterstützen wir den Pfad hin zu einer „nahezu treibhausgasneutralen“ Stromerzeugung im Jahr 2035. Aber auch hier greift ein Verweis allein im EEG zu kurz. Dies sollte ebenfalls im EnWG verankert werden.

### > **Innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung**

Der BDEW steht jeder Erprobung von innovativen Konzepten bei Stromerzeugung und -speicherung offen gegenüber. Auch die im EEG enthaltene eigene Ausschreibung für innovative Konzepte von Wind- oder Solarparks in Verbindung mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung ist im Sinne einer Erprobung von technischen Aspekten im Vorfeld eines Markthochlaufs Wasserstoff sinnvoll. Gleichwohl gibt es aus energiewirtschaftlicher Sicht noch etliche offene Fragen. Und wir sehen darin nur einen kleinen Baustein für eine erfolgreiche Energiewende.

Zu begrüßen ist, dass das zusammengefasste Volumen der Ausschreibungen über die kommenden Jahre nicht auf die Zielfestlegung von 10 GW Elektrolyseleistung bis 2030 angerechnet wird.

Der BDEW regt vor dem Hintergrund der aktuellen außenpolitischen Lage und der russischen Aggression an, das Thema Markthochlauf für Wasserstoff wesentlich stärker und konzertierter voranzutreiben. Die Überarbeitung und Umsetzung der nationalen Wasserstoffstrategie ist unabdingbar für einen beschleunigten Dekarbonisierungspfad für die Gasversorgung.

## **1.2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) (Artikel 14)**

Neben dem Ausbau von Erneuerbaren Energien ist die Errichtung von Anlagen mit steuerbarer Leistung zur Abdeckung der Residuallast unabdingbar. Die KWK ist dafür aufgrund ihrer Flexibilität und Effizienz sowie als Technologie der Sektorkopplung prädestiniert. Die im KWKG geplanten Änderungen umfassen weitgehend nur neue Restriktionen und Anforderungen, ohne dass diese auf der Förderseite bei den KWK-Zuschlägen entsprechend Berücksichtigung fänden. Insofern würde die angedachte KWKG-Überarbeitung das Vertrauen der energiewirtschaftlichen Akteure in rechtliche Rahmenbedingungen sowie die Sicherheit für Millionen-Investitionen weiter schmälern. Darüber hinaus wären sogar bereits in der Umsetzung befindliche KWK-Projekte bzw. KWK-Bestandsanlagen gefährdet, so z. B. durch die starke Reduktion der pro Jahr vergütungsfähigen Vollbenutzungsstunden sowie die praxisfernen Kriterien der Wasserstoff-Readiness.

Die aktuelle Lage verdeutlicht in schmerzhafter Weise, dass die Abhängigkeit Deutschlands von fossilen Gasen sehr schnell und stark verringert werden muss. Für die Umsetzung der Energiewende im Strombereich sowie für die urbane Wärmewende werden jedoch weiterhin brennstoffbasierte Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme benötigt. Diese müssen möglichst schnell mit Brennstoffen auf Basis Erneuerbarer Energien, wie Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Biomethan, betrieben werden. Insofern besteht mit dem KWKG ein bewährtes Instrument, das mit einer geeigneten Weiterentwicklung diesen Umstellungsprozess beschleunigen kann. Dafür muss aber beispielsweise die grundsätzlich richtige und notwendige H<sub>2</sub>-Readiness mit realistischen Terminsetzungen sowie Übergangsregelungen versehen und ihr eine Anpassung der Förderbedingungen im KWKG gegenübergestellt werden. Auch im Hinblick auf den Wegfall der vermiedenen Netzentgelte (vNE) zum 1. Januar 2023, die gestiegenen Brennstoffpreise sowie die Preissteigerungen für die Realisierung von neuen oder modernisierten KWK-Anlagen müssen die KWK-Zuschläge überprüft werden. Dafür ist die Zahlenbasis der Wirtschaftlichkeitsberechnungen aus dem KWKG-Monitoring erforderlich. Daher plädiert der BDEW sehr stark dafür, diese stark zu beschleunigen und die Ergebnisse in eine vollständige Anpassung des KWKG mit dem geplanten Sommerpaket zu gießen. Die unter sehr hohem Zeitdruck entstandenen im vorliegenden Gesetzentwurf enthaltenen KWKG-Änderungen sollten nach Ansicht des BDEW so nicht umgesetzt werden, sondern im Rahmen einer ganzheitlichen Novelle intensiv konsultiert werden.

## **1.3 Energie-Umlagen-Gesetz (Artikel 3)**

Der BDEW begrüßt ausdrücklich die Vereinheitlichung und Vereinfachung sowie den Grundsatz der Haushaltsfinanzierung der EEG-Umlage und deren Neudefinition. Die Notwendigkeit zur Erfassung und Abgrenzung von Strommengen für die Eigenversorgung entfällt damit im neuen System, da in Kundenanlagen zukünftig keine EEG-Umlage mehr anfallen kann. Die

Anmerkungen und Verbesserungsvorschläge des BDEW sind im Wesentlichen rechts- und abwicklungstechnischer Natur. In diesem Zusammenhang weisen wir allerdings darauf hin, dass die zum 1. Januar 2022 ausgelaufene Übergangsfrist für Messen und Schätzen nach § 104 Abs. 10 EEG 2021 angesichts der voraussichtlich bereits zum 1. Juli 2022 auf null gesetzten EEG-Umlage rückwirkend zu verlängern ist. Anderenfalls werden Betreiber für wenige Monate unnötig durch die Installation von Erzeugungszähler belastet.

## **2 Ausblick: Flankierende Maßnahmen außerhalb des EEG**

Darüber mahnt der BDEW flankierende Maßnahmen an. Die Energiewende kann nur in einem systemischen Ansatz gelingen.

Grundlegende Voraussetzung für eine ökologisch und ökonomisch effiziente Energiewende ist, dass das aus dem Ausbau der Erneuerbaren Energien resultierende Strompotenzial auch maximal nutzbar gemacht wird, das heißt in die Stromnetze und hier vor allem die Verteilnetze integriert werden kann. Speziell in den bisherigen Erzeugungsregionen für Erneuerbare Energien besteht beim für die Energiewende dringend erforderlichen Netzausbau infolge der gegenüber den Erneuerbaren Energien deutlich längeren Realisierungszeiträume bereits ein erheblicher Rückstau. Im Zuge der Ausbauziele bei den Erneuerbaren Energien wird sich der Netzausbaubedarf noch einmal deutlich erhöhen. Zur Vermeidung eines weiteren Anwachsens dieses Netzausbau-Rückstaus sind kurzfristig signifikante Verbesserung unter anderem bezüglich der Genehmigungsprozedere, aber auch mit Blick auf eine finanzielle und personelle Unterstützung der Länder, die den Netzausbau administrativ verantworten, durch den Bund essenziell. Um die Integration des beschleunigten Ausbaus der Erneuerbaren Energien in die Stromnetze nicht zu gefährden, bedarf es darüber hinaus der Beschleunigung der Planung und Genehmigung für die Optimierung, die Verstärkung und den Ausbau der dafür erforderlichen Verteilnetze sowie auch eine Flächenprivilegierung für den Netzaus- und -umbau. Netzausbau und eine optimierte Systemführung sind daher unerlässlich.

So wie für Erneuerbare Energien die Festschreibung des öffentlichen Interesses und der öffentlichen Sicherheit in den Fachgesetzen geregelt sein muss (siehe dazu unter 6.1), muss geprüft werden, wo und wie für die Verteilnetze Entsprechendes geregelt wird, denn nahezu alle der unter den Vorrang nach § 2 fallenden Erneuerbare-Enerigen-Anlagen werden voraussichtlich im Verteilnetz angeschlossen werden. Dem EEG-bedingten Stromnetzausbau (v.a. Verteilnetze) muss der dem Ausbau von EEG-Anlagen geplante Vorrang bei der Schutzgüterabwägung ebenso eingeräumt werden.

Der BDEW spricht sich daher für einen zeitnahen fachlichen Austausch mit dem BMWK zu Themen des Netzanschlusses und -ausbaus aus, der in konkrete gesetzgeberische Vorhaben mündet.

Zur Abdeckung der Residuallast müssen notwendige Investitionen in steuerbare Leistung sowie verschiedene Flexibilitäts- und Speicheroptionen angereizt werden. Der KWK und dem Hochlauf eines Wasserstoffmarktes kommen dabei besondere Bedeutung zu.

Für weitere Vereinfachungen und einen effektiven und effizienten Zubau von Erneuerbaren Energien ist außerdem zu prüfen, welche flankierenden gesetzlichen Änderungen beispielsweise im EnWG und im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) noch erfolgen müssen, um Messung, Bilanzierung, Abrechnung und Wechselprozessen weiter zu standardisieren, in der Abwicklung zu vereinfachen und massengeschäftstauglich zu machen sowie nach Möglichkeit zu vermeiden.

Neben den gesetzlichen Maßnahmen muss aus Sicht des BDEW in jedem Fall zügig eine Markterklärung für nicht gesteuerte Erzeugungsanlagen in der Niederspannung bis 25 kW erfolgen, die nicht direkt vermarktet werden und keinen gemeinsamen Netzanschluss mit einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung teilen (siehe hierzu unser [BDEW-Positionspapier](#)). Diese Empfehlung resultiert aus den rechtlichen Rahmenbedingungen, die EEG und KWKG an die netzdienliche und marktorientierte Steuerung für einzelne Leistungsklassen von Anlagen stellen. Ein zügiger Rollout-Start im beschriebenen Umfang ist sinnvoll und erforderlich, um Technik zu erproben, Fehler zu finden und kontinuierlich die Qualität zu verbessern. Im zweiten Schritt müssen ebenso zügig die noch bestehenden Hindernisse für eine Markterklärung für gesteuerte Anlagen geklärt, adressiert und gelöst werden. Viele Punkte sind dabei schon in Arbeit wie z.B. die Marktprozesse und die Prozesse zur technischen Umsetzung.

### **3 Ausbau der Erneuerbaren Energien beschleunigen**

#### **3.1 Marktlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien stärken**

Ein zentrales Instrument zur Absicherung von Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb der gesetzlichen Förderung (EEG) sind sogenannte green PPAs (Power Purchase Agreements mit Übertragung der grünen Eigenschaft). Für gewerbliche Abnehmer sind diese Verträge attraktiv, da sie eine langfristige Beschaffung von erneuerbarem Strom, der mit Herkunftsnachweisen (HKN) eindeutig „grün“ ist, zu vereinbarten Preisen ermöglicht. Diese green PPAs unterstützen damit marktbasierende Anreizmechanismen für den Ausbau Erneuerbarer Energien. Der Zubau Erneuerbarer Energien soll zunehmend über PPAs durch Erlöse aus dem Strommarkt finanziert werden.

Gleichzeitig dürfen akzeptanzfördernde Maßnahmen nicht geringer sein. Es ist zu begrüßen, dass die geplante finanzielle Beteiligung von Kommunen auch für nicht-EEG-geförderte Neuanlagen zur Erzeugung von Wind- und Solarenergie gelten soll. Die Zahlung an die Gemeinde sollte über das EEG gewälzt werden können. Die Möglichkeiten langfristiger Vertragsgestaltungen werden unter Umständen durch das Kartellrecht begrenzt, wenn ein marktbeherr-

schendes Unternehmen beteiligt ist und der Vertrag eine Gesamtbedarfsdeckung bewirkt. Die kartellrechtliche Beurteilung erfordert eine komplexe Marktanalyse im Einzelfall und ist daher mit Unsicherheiten behaftet. Der Gesetzgeber ist aus Art. 15, Abs. 8 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) aufgefordert, weiter auf die Klärung der Zulässigkeit langfristiger Stromlieferverträge auf Basis Erneuerbarer Energien hinzuwirken. Aus Sicht des BDEW sollte daher im nationalen und europäischen Rechtsrahmen an geeigneter Stelle für die Zukunft klargestellt werden, dass langfristige Stromlieferverträge technologieunabhängig ausdrücklich gestattet sind (zum Beispiel explizite Ermöglichung von Verträgen mit einer Laufzeit bis zu 20 Jahren zuzüglich Errichtungszeit).

Derzeit werden alle Komponenten eines Power-Purchase-Agreement (PPA) zwischen den Vertragspartnern individuell ausgehandelt. Der BDEW regt an, dort wo möglich eine (europaweite) Standardisierung der einzelnen Vertragskomponenten und der verwendeten Begrifflichkeiten zu prüfen. Der BDEW sieht hierfür den European Federation of Energy Traders (E-FET) Standard-Rahmenvertrag als geeignet. Auf Basis von Standards können die Börsen dann Terminmarktprodukte zur Absicherung anbieten. So können standardisierte Handels- und Clearingbedingungen für alle Verträge angewendet werden. Gleichwohl sollte die Nutzung von Standardverträgen nicht verpflichtend sein, sondern die Vertragsfreiheit fortbestehen. Es sollten standardisierte Marktprodukte zur Absicherung der über den PPA vertraglich zugesicherten Lieferung eingeführt werden. Zudem sollten Absicherungsinstrumente für Profilirisiken etabliert werden. Mit der Einrichtung standardisierter Produkte im Rahmen der Marktintegration von Erneuerbaren Energien kann zudem das komplementäre Profil zu green PPAs abgesichert werden.

Grünstrom kann auf dem Markt gegenüber Graustrom auf eine höhere Zahlungsbereitschaft treffen, weil Verbraucher damit eindeutig Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen verbrauchen und somit auch zur Refinanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen beitragen. Dazu ist aber erforderlich, dass grüne Herkunftsnachweise (HKN) tatsächlich nur ungefördertem Strom zuerkannt werden. Der BDEW unterstützt daher die Haltung der Bundesregierung, dass auch künftig grüne HKN nur ungefördertem Grünstrom zuerkannt werden und dies auch in der RED III so geregelt werden sollte. Um zukünftig eine Differenzierung und erhöhte Wertigkeit der grünen Eigenschaft im Rahmen von green PPAs zu ermöglichen, könnten beispielsweise bestehende oder neue (europäische) Handelsplattformen die Transparenz und Vergleichbarkeit für die Werthaltigkeit von HKN für alle Marktteilnehmer erhöhen. Dabei kann eine verbindliche Unterscheidung von HKN in nachfolgende Produktklassen und eine Ausweisung gegenüber dem Letztverbraucher förderlich sein:

- HKN aus Anlagen, welche in ihrer Laufzeit nie eine gesetzliche Förderung in Anspruch nehmen werden bzw. genommen haben,
- HKN aus ausgeförderten Anlagen sowie

- HKN mit Ausweisung des Herkunftslandes und Art der dortigen Förderung.

Die EU-Kommission hat kürzlich in ihren überarbeiteten Leitlinien für staatliche Beihilfen im Emissionshandelssystem die Einschränkung gestrichen, dass eine CO<sub>2</sub>-Kompensation nicht für Stromlieferungsverträge gezahlt werden darf, die keine CO<sub>2</sub>-Kosten enthalten. Der BDEW hat dies begrüßt, da dadurch ein wesentliches Hemmnis für den Einsatz von PPAs entfällt. Erst durch die zügige Umsetzung der neuen Beihilfe-Leitlinien durch die nationalen Förderrichtlinien können stromintensive Unternehmen die vollständige CO<sub>2</sub>-Kosten-Kompensation erhalten, wenn sie ab dem 1. Januar 2021 Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen beziehen. Zudem sollte der Gesetzgeber erwägen, den Abschluss von PPA durch stromintensive Unternehmen positiv im Rahmen der Auditpflicht zu fördern.

Aus dem EEG fallende Erneuerbare-Energien-Anlagen sollten keine Anschlussförderung erhalten (siehe BDEW-Stellungnahme zum EEG 2021). Sie ist nicht nur beihilferechtlich herausfordernd, sondern würde ein großes Potenzial für die Einführung von PPAs verlangsamen. Wenn die Anschlussförderung zu hoch ist, haben die Anlagenbetreiber keinen ausreichenden Anreiz, sich um den Abschluss eines green PPAs zu bemühen.

Für die Etablierung entsprechender Direktvermarktungsmodelle bei Kleinanlagen in der sonstigen Direktvermarktung bedarf es noch erheblicher gesetzlicher Vereinfachungen im Zuge der aktuellen Novelle des EEG. Dies betrifft vor allem technische Anforderungen und Anforderungen an das Bilanzkreismanagement wie z.B. Messung, Bilanzierung und Steuerung.

Green PPAs sollten für die gesamte Breite an industriellen und gewerblichen Unternehmen zugänglich sein. Eine Herausforderung ist hier die dem PPA zugrunde liegende langfristige Bonitätsprüfung des Stromabnehmers. Mögliche Erleichterungen der Bündelung und des Transfers der Kreditrisiken sind daher zu prüfen. Die Kosten für die Ausstellung von HKN müssen gesenkt werden. Die heutigen Kosten der Registrierung in Höhe von 120 Euro und die jährlichen Kosten für das HKN-Konto je Anlage beim Umweltbundesamt (UBA) in Höhe von 50 Euro zehren oft den Zusatzwert der grünen Eigenschaft wieder auf. Stattdessen sollten v.a. bei kleinen Anlagen Pooling-Lösungen zugelassen werden. Der administrative Aufwand für Anlagenregistrierung, Transfer und Entwertung von HKN ist auf ein Minimum zu reduzieren. Im Falle von der Abschaltung von Erneuerbare-Energien-Anlagen durch Redispatch muss eine Regelung zum Ausgleich der Grünstromeigenschaften getroffen werden.

### **3.2 Zukünftiger Finanzierungsrahmen der Erneuerbaren Energien**

Die derzeit angewandte Förderung durch eine gleitende Marktprämie ist zu einem Zeitpunkt entwickelt worden, als die Stromgestehungskosten im Bereich Erneuerbarer Energien im Regelfall deutlich über den Marktpreisen lagen und dadurch mögliche Mitnahmeeffekte aus höheren Strompreisen unwahrscheinlich waren. Im derzeitigen Marktprämiensystem kann die Marktprämie per Definition nicht negativ werden. Während bei niedrigen Marktpreisen also

die Investition durch die Marktprämie des EEG abgesichert ist, erfolgt auch bei steigenden Strompreisen keine Einzahlung auf das EEG-Konto.

Der sich aus dem EEG oder den Ausschreibungsergebnissen ergebende Wert funktioniert daher aktuell als Mindesterloß oder Floorpreis. Das Ausschreibungsergebnis bzw. der anzulegende Wert stellt in der gegenwärtigen Marktprämiensystematik den Mindesterloß dar, wenn der Strom aus der Erzeugungsanlage während grundsätzlich niedriger Strompreise einen durchschnittlichen Marktwert erzielt. Steigt das Strompreisniveau jedoch insgesamt, so kann auch der Marktwert des Stroms aus der Erzeugungsanlage über den in der Ausschreibung ermittelten anzulegenden Wert steigen. Die Erlöse der Betreiber sind bei steigenden Strompreisen nicht gedeckelt.

Aus Investorensicht führt dieser Umstand dazu, dass eine Investition ohne Inanspruchnahme des EEG-Mechanismus und die damit verbundene Absicherung gegen niedrige Strompreise keinen Sinn macht. Trotz einer zu erwartenden Wirtschaftlichkeit seiner geplanten Anlage würde sich dieser Investor für die Absicherung durch das EEG entscheiden. Mit einer symmetrischen Marktprämie müssten Mehrerlöse, die über den Förderanspruch aus dem EEG hinausgehen, an das EEG-Konto abgeführt werden.

In der Folge würde für kosteneffiziente Erzeugungsanlagen der Anreiz steigen, durch Verzicht auf die Teilnahme an einer Ausschreibung auf die Absicherung durch das EEG zu verzichten und stattdessen die Vermarktung ausschließlich via PPA anzustreben, da Mehrerlöse aus dem Markt nur im Fall einer subventionsfreien Investition beim Anlagenbetreiber und PPA-Abnehmer verbleiben können. Bei Inanspruchnahme des EEG würden diese Mehrerlöse hingegen abgeschöpft. Höhere Renditen wären hingegen nur realisierbar unter Inkaufnahme des vollen Marktpreisrisikos durch einen ungeforderten PPA.

Insbesondere im Lichte der aktuell hohen Börsenstrompreise sollten Differenzverträge eingeführt werden, da Mitnahmeeffekte bei der Förderung der Erneuerbaren Energien so für den künftigen Zubau im geförderten Segment vermieden werden können.

Die Ähnlichkeit von Differenzverträgen und symmetrischer Marktprämie führt dazu, dass diese Begriffe oft synonym verwendet werden. Gemeinsam haben sie, dass der Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen einen Ausgleich in Form der Marktprämie erhält, um die Differenz zum Marktwert auszugleichen. Entscheidend ist dabei aus Sicht des BDEW, dass der Ausgleich zum Marktwert bezogen auf den durchschnittlichen Marktwert der gesamten Erzeugungstechnologie im Vermarktungsmonat erfolgt. So bleibt der Anreiz für einen am kurzfristigen Strommarkt ausgerichteten Dispatch für Erneuerbare-Energien-Anlagen wie im Marktprämiensmodell (MPM) vollständig erhalten. Systemgerechtes Einspeiseverhalten wird durch höhere Markterlöse belohnt. Anlagenbetreiber treten in einen Wettbewerb um die effizienteste Einspeisung. Dies treibt Innovation und hebt Kostensenkungspotentiale. Zudem bleibt durch eine Berechnung der Marktprämie anhand des Monatsmittelwertes der Anreiz zum Bau

effizienter Anlagen vollständig erhalten. Dies liegt daran, dass - anders als beim klassischen „Differenzverträgen“ (Contracts for Difference (CfD)) - nicht die Differenz zwischen dem tatsächlich in der Anlage erzielten Marktwert und einem anzulegenden Wert ausgeglichen wird, sondern nur die Differenz zwischen dem durchschnittlichen Marktwert aller erzeugten Kilowattstunden einer Technologie und einem anzulegenden Wert. Ist eine Erzeugungsanlage ineffizient, so erhält ihr Anlagenbetreiber keine höhere Marktprämienzahlung, nur weil die Anlage minderwertigen Strom erzeugt. Entscheidend ist hier, dass durch die Bezugnahme auf den technologiespezifischen Durchschnittsmarktwert der Anreiz erhalten bleibt, möglichst werthaltigen Strom zu erzeugen.

Vor diesem Hintergrund begrüßt der BDEW die Inhalte der im RefE EEG 2023 in § 88 f vorgesehene Verordnungsermächtigung zur Einführung von CfD. Der BDEW bringt sich zudem gerne in die Ausgestaltung der genauen Regelung der CfD ein. Eine Umstellung sollte stets nur für künftige Projekte gelten, die rückwirkende Änderung der Förderbedingungen lehnt der BDEW aus Gründen des Vertrauensschutzes ab. Im Lichte der komplexen Auswirkungen eines Systemwechsels sollte der Gesetzgeber eingebunden sein. Der BDEW empfiehlt daher ausdrücklich das Erfordernis einer Zustimmung durch den Bundestag, insbesondere da die Verordnungsermächtigung im Gesetzentwurf weitreichende Regelungsbefugnisse enthält. Weitergehende juristische Anmerkungen zur Verordnungsermächtigung finden sich unter 5.3.

#### **4 Erreichung der Erneuerbare-Energien-Ausbauziele sicherstellen**

Der BDEW begrüßt die durch das neue 80 %-Ziel vorgegebene massive Beschleunigung des Erneuerbare-Energien-Ausbaus. Schon vorher hatte der BDEW eine Anhebung des Ziels für den Anteil Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch auf 70 % gefordert. Der BDEW folgt der Auffassung, dass der Stromverbrauch ansteigen wird, u.a. durch die zunehmende Elektrifizierung von Industrieprozessen, Wärme und Verkehr. Der im Gesetzentwurf unterstellte Stromverbrauch von 715 TWh im Jahr 2030 entspricht in etwa dem vom BDEW erwarteten Stromverbrauch von 700 TWh, sodass auch aus BDEW-Sicht auch eine Erzeugung von rund 572 TWh in Deutschland aus erneuerbaren Energien zur Zielerreichung erforderlich ist.

Die geplanten erheblichen Zubaumengen können künftig zunehmend im Markt realisiert werden, wie die schon seit einigen Jahren zu beobachtende Entwicklung des Abschlusses immer größerer Volumina an ungefördernten PPAs zeigt. Gleichzeitig ist für die Erreichung der hohen Zubauziele auch künftig ein über Ausschreibungen oder eine Festvergütung geförderter Zubau unverzichtbar.

Vor diesem Hintergrund begrüßt der BDEW die vorgesehene deutliche Anhebung der Ausbaupfade und befürwortet die daran angepassten Ausschreibungsmengen für die Windenergie an Land und die Solarenergie. Dennoch kann man mit Blick auf die deutliche Überzeichnung bisheriger Photovoltaik-Ausschreibungen der letzten Jahre mutiger mit den Ausschreibungs-

mengen starten, um bereits ab nächstem Jahr den Photovoltaik-Ausbau noch deutlicher anzureizen. Der BDEW fordert für Photovoltaik-Freiflächenanlagen die Anhebung der Ausschreibungsvolumina ab 2023 auf mindestens 6 GW und perspektivisch auf 10 GW sowie ein Ausschreibungsvolumina von Photovoltaik-Dach beginnend in 2023 mit 1 GW. Die Ausbauraten von 10 GW pro Jahr bei Windenergie an Land und 20 GW pro Jahr bei Solarenergie erfordern erhebliche Anstrengungen zur Umsetzung, für deren Gelingen der BDEW umfassende Vorschläge vorgelegt hat. Die im RefE für den Ausbau der Photovoltaik gemachten Vorschläge reichen nicht aus, um die Ziele zu erreichen. Das gilt vor allem für die zu geringe Flächenkulisse und die Ausgestaltung der anzulegenden Werte bzw. Vergütungen bei Photovoltaikanlagen im Eigenverbrauch. Die parallel zur EEG-Novelle geplanten gesetzlichen Verbesserungen für Planung und Genehmigung von Windenergie an Land und Photovoltaik-Freiflächen sind daher essenzieller Bestandteil einer erfolgreichen Umsetzung der neuen Ausbauziele.

In Bezug der Innovationsauktionen ist bislang keine Anhebung der Volumina vorgesehen. Dies wird der Notwendigkeit, in der aktuellen Situation die Versorgungssicherheit mit grünen Technologien zu steigern, nicht gerecht. Höhere Volumina der Innovationsausschreibungen sind ein schneller und effektiver Beitrag für ein flexibles Energiesystem und sollten, entsprechend der Verdreifachung der Freiflächen-Photovoltaik, ebenfalls verdreifacht werden. Sie sollten nicht mit den anderen Ausschreibungen verrechnet werden.

Hinsichtlich des geplanten Ausbaupfades für Biomasse erscheint das unveränderte Ausschreibungsvolumen immer noch als deutlich zu gering. Dies ergibt sich u. a. aus der Situation, dass sich auch bestehende Biomasseanlagen nach dem Förderende für eine Anschlussförderung bewerben können. So kann deren Leistung weiterhin gesichert werden, schmälert aber zahlenmäßig den erwarteten Zubau. Aus Sicht des BDEW ist daher der Ausbaupfad der Biomasse unter Gewährleistung der Einhaltung der EU-Nitratrichtlinie zum Grundwasserschutz zu prüfen.

Der BDEW begrüßt, dass weitergehende Maßnahmen bereits für die nächste EEG-Novelle vorbereitet werden, die für das Jahr 2023 geplant ist. Allerdings wäre insbesondere die Umsetzung der als Thema für die Novelle 2023 erwähnten Verbesserungen beim Netzanschluss von EEG-Anlagen bereits in dieser EEG-Novelle wichtig und sollte daher noch mit in das Gesetz aufgenommen werden. Der BDEW hat hierzu in dieser Stellungnahme konkrete Vorschläge unterbreitet.

Grundsätzlich finden wir es außerordentlich positiv, dass *„die grenzüberschreitende Kooperation bei der Förderung der erneuerbaren Energien gestärkt werden [...]“*. Konkret bedeutet dies: Änderung § 5 EEG 2023.

Im Ausland bezuschlagte Mengen werden auf das Erneuerbare-Energien-Ziellaut § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2023 und Deutschlands internationale Verpflichtungen (EU-Ziel) angerechnet

Dies reduziert jedoch nicht den definierten Ausbaupfad laut § 4 EEG 2023 und Strommengen laut § 4a EEG 2023, ebenso wenig wie die Ausschreibungsmengen auf die sich der Gesetzgeber in § 28 EEG 2023 verpflichtet

*“[...] , und es sollen die Bedingungen für den Stromaustausch mit den europäischen Nachbarn verbessert werden, um die Importe auch tatsächlich zu ermöglichen“.*

*„Weitergehende Maßnahmen werden parallel für die nächste EEG-Novelle vorbereitet, die für das Jahr 2023 geplant ist. [...] Außerdem wird parallel zu diesem Gesetzgebungsverfahren die grenzüberschreitende Kooperation mit den Nachbarstaaten auch in der konkreten Umsetzung vorangetrieben und insbesondere mit den elektrischen Nachbarn erörtert.“*

## **5 Komplexitätsreduktion und Bürokratieabbau**

Die Fördereffizienz sollte dadurch verbessert werden, dass die Komplexität des EEG reduziert und damit dessen Anwendung nicht unnötig verkompliziert wird. Ein Beitrag für eine Vereinheitlichung und Verschlankeung von administrativem Aufwand dürfte das neue Energie-Umlagen-Gesetz sein, in dem EEG-, KWK-Umlage und Offshore-Netzumlage zentral zusammengefasst werden. Durch die grundsätzliche Haushaltsfinanzierung sollte die EEG-Umlage, deren Erhebung für erheblichen Aufwand für Umlageschuldern, Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber geführt hat, nicht mehr anfallen. Tut sie es doch, sollen jedenfalls Eigenversorgungsachverhalte innerhalb von Kundenanlagen nicht mehr umlagerelevant werden.

Gleichzeitig werden neue Melde- und Prüfpflichten und -fristen eingeführt, für deren Aufbau erneut Strukturen und - bei den erhebenden Netzbetreibern - Personal aufgebaut werden muss. Der BDEW spricht sich in diesem Zusammenhang unter anderem auch in folgenden Punkten aber noch für eine weitere Reduzierung der bürokratischen Aufwendungen aus:

- Der administrative Aufwand für Anlagenregistrierung, Transfer und Entwertung von HKN sollte auf ein Minimum reduziert werden (Kapitel 3.1.).
- Die Netzbetreiber-Prüfpflichten von Fördertatbeständen und Umlagenreduktionen sollten klar im Gesetz geregelt und auf ein Minimum beschränkt werden. Der Abstimmungsaufwand der Verteilnetzbetreiber mit den Unternehmen, den Übertragungsnetzbetreibern und weiteren Verteilnetzbetreibern im Rahmen der Erhebung der nach §§ 37 - 39 geregelten Umlagen sollte weiter reduziert werden (Kapitel 8.3.2). Hierzu gehört etwa auch der Nachweis des „Unternehmens in Schwierigkeiten“. Hier ist insbesondere anzudenken, ob bestimmte bisher in der Netzbetreiberprüfung abgefragte Kriterien verpflichtend im Marktstammdatenregister zentral zu hinterlegen sein müssten (siehe Kapitel 7.13).
- Um den bürokratischen Aufwand beim Ausbau der Geothermie zu reduzieren, sollte nach Genehmigung des Hauptbetriebsplans und Beantragung bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) die Höhe der Vergütung einmalig für zwei Jahre festgelegt werden.

Zudem sollte die Vergütungszusage an die Genehmigung nach Bundesberggesetz (BbergG) gekoppelt werden. So würden nur Projekte in einem fortgeschrittenen Planungszustand diese Vergütung beantragen.

- Es sollte eine Verschlankung des Nachweisaufwandes bei der kommunalen Beteiligung an Windenergieanlagen eingeführt werden (vgl. Kapitel 7.4 zur kommunalen Beteiligung).

## **6 Artikel 1: EEG-Änderungen mit Inkrafttreten nach Verkündung des Gesetzes (Sommer 2022)**

### **6.1 Vorrang der Erneuerbaren Energien**

Der BDEW begrüßt die in § 2 enthaltene Regelung, wonach die Errichtung und der Betrieb von Anlagen und Nebenanlagen im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Sicherheit dienen. Gegebenenfalls sollte der Begriff der Nebenanlage, insbesondere unter Berücksichtigung des Netzanschlusses, in § 3 EEG 2023 näher definiert werden.

Allerdings sollte die Regelung dem Koalitionsvertrag entsprechend auch mit „Vorrang“ der Erneuerbaren Energien überschrieben werden und nicht mit „Besondere Bedeutung“ der Erneuerbaren Energien. Die amtliche Überschrift kann bei der Auslegung entscheidend sein und es soll ja gerade, auch ausweislich der Begründung, ein „Vorrang“ gewährt werden. Bestenfalls sollte sich die in der Begründung enthaltene Aussage, dass die Erneuerbaren Energien im Rahmen von Abwägungsentscheidungen nur in Ausnahmefällen überwunden werden können, auch im Gesetzestext selbst wiederfinden.

Des Weiteren reicht die reine Festschreibung des öffentlichen Interesses und der öffentlichen Sicherheit im EEG nicht aus, um den Ausbau voranzubringen und die bestehenden Genehmigungshemmnisse zu überwinden. Vielmehr muss sichergestellt werden, dass die getroffenen Festschreibungen auch in den einzelnen Fachgesetzen widergespiegelt werden und tatsächlich Anwendung finden. Diese Verknüpfung sollte im Gesetzestext selbst und nicht nur in der Begründung erfolgen. Das dient der Rechtssicherheit und Rechtsklarheit. Das gilt insbesondere für das BauGB und das BNatSchG, wobei bei letzterem zu beachten ist, dass es vor allem der europarechtlichen Klärung bedarf, damit die Anwendung des Ausnahmegrundes "zwingendes öffentliches Interesse" rechtssicher greift. Dementsprechend sollte in der Novellierung der RED II eine etwa gleichlautende Regelung zur Festschreibung des öffentlichen Interesses und der öffentlichen Sicherheit getroffen werden und eine Synchronisation der Ausnahmegründe in der FFH- und VS-Richtlinie herbeigeführt werden.

Die Definition der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien als „überragendes öffentliches Interesse“ ist zu begrüßen. In Verbindung mit § 6 WHG erfordert dies eine Optimierung ökologischer Anforderungen hin zu Ressourcen schonenden Lösungen und einen transparenten

Abwägungsprozess. Der § 10 des RefE ist demnach zu streichen. Auch Wasserkraftanlagen (Laufwasserkraft bzw. Speicher- und Pumpspeicher) dienen der öffentlichen Sicherheit. Ein expliziter Ausschluss der Wasserkraft von dem „Vorrang für Erneuerbare Energien“ ist diskriminierend (§ 31 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 erwähnt eine etwaige „übergeordnete öffentliche Interesse“, müsste jedoch um den Beitrag zur öffentlichen Sicherheit gemäß RefE EEG 2023 angepasst werden).

Es braucht einen zügigen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft als einen zentralen Eckpfeiler der Dekarbonisierung. Daher sollten alle Erleichterungen, welche für Genehmigungsverfahren für Erneuerbare Energien eingeführt wurden, auch für Elektrolyseure zur Herstellung von grünem Wasserstoff gelten. Der BDEW regt vor dem Hintergrund der aktuellen außenpolitischen Lage und der russischen Aggression an, das Thema Markthochlauf für Wasserstoff wesentlich stärker und konzertierter voranzutreiben. Die Überarbeitung und Umsetzung der nationalen Wasserstoffstrategie ist unabdingbar für einen beschleunigten Dekarbonisierungspfad Gasversorgung.

## **6.2 Innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung (§§ 28 d, 39 o und 88 e)**

Neben technologiespezifischen Ausschreibungen sind technologieoffene und damit für die Sektorenkopplung geeignete Innovationsausschreibungen zu entwickeln. § 88 e EEG 2021 enthält eine Verordnungsermächtigung für Ausschreibungen für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung. Durch die Ausschreibungen sollen einerseits Möglichkeiten zur direkten Rückverstromung von reinem Wasserstoff erprobt werden und gleichzeitig eine systemdienliche Integration zunehmend fluktuierender Stromerzeugung aus Erneuerbaren-Energien gefördert werden. Der BDEW begrüßt die Förderung von systemdienlichen Konzepten zur verbesserten Integration zunehmend volatiler Stromerzeugungskapazitäten und flexibler Speicherung. Nach Auffassung des BDEW können Technologien zur Verstromung von reinem Wasserstoff eine wichtige Rolle einnehmen, um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen, wenn sie dazu beitragen das hohe Niveau an Versorgungssicherheit zu erhalten. Der beschleunigte Ausbau von Speicherkapazitäten und die Flexibilisierung der Stromerzeugung oder des Stromverbrauches dürfen allerdings nicht durch Begrenzung auf wasserstoffbasierte Konzepte behindert werden. Alternative Lösungen, die hinsichtlich Effektivität und Ressourcenschonung, Effizienz und Wirtschaftlichkeit nicht schlechter sind, müssen die gleiche Unterstützung erhalten.

Bei der Rückverstromung gilt es zugleich sicherzustellen, dass Wasserstoff als Speichergas gemäß § 3 Nr. 42 EEG technologieoffen eingesetzt werden kann, bspw. in Brennstoffzellen oder in KWK-Anlagen. Mit Blick auf die Anforderungen an den notwendigen Zubau gesicherter Stromerzeugungskapazitäten bis 2030 braucht es einen klaren Umsetzungspfad, um den Aufbau wasserstofffähiger Stromerzeugungskapazitäten im großen Maßstab und auf

volkswirtschaftlich kosteneffizienter Basis sicherzustellen. Viele Ausschreibungsmodalitäten für die innovativen Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung sollen im Rahmen einer Verordnungsermächtigung zu einem späteren Zeitpunkt adressiert werden und lassen zum jetzigen Zeitpunkt viele Fragen z.B. in Bezug auf Anforderungen, Verhältnis und Größenordnung der einzelnen Anlagenkomponenten offen. Ebenfalls sollten bereits im EEG Kriterien für favorisierte Standorte definiert werden, die zu einer sinnvollen Standortallokation führen.

Offen ist außerdem, in welchem Verhältnis der durch die Einbeziehung in das EEG geförderte Wasserstoff zu den Anforderungen des noch ausstehenden Delegierten Rechtsakts zur Umsetzung von Art. 27.3 RED II und der im Rahmen des Fit-for-55-Paketes geplanten Änderung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie steht. Wenn der eingespeicherte Strom die grüne Eigenschaft verliert (da er aus einer geförderten Anlage gespeist wird), erfolgt die Rückverstromung aus grauem Wasserstoff und kann somit nicht mehr als EEG-Strom bezeichnet werden. Dieser Wasserstoff könnte nach derzeitigem Stand nicht auf europäische Erneuerbare-Energien-Ziele angerechnet werden, weil in beiden Rechtsquellen auf geförderte Anlagen, nicht Strommengen abgestellt wird. Aufgrund der Verengung der Nutzung des Wasserstoffs auf Stromerzeugung vor Ort bleiben andere Nutzungspfade wie Verkehr, Industrie und KWK-Wärmenutzung bei der Rückverstromung verschlossen. Hierdurch werden insgesamt die Potenziale der Sektorenkopplung begrenzt. Der enge Fokus auf Rückverstromung setzt einen grundsätzlichen Anreiz für die Installation von Elektrolyseuren, die im Energiesystem nicht effizient eingebunden sind. Vielmehr sollten Ausschreibungen für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Energiespeicherung eingeführt und nicht einseitig auf Stromspeicherung und Rückverstromung gesetzt werden. Denn Wasserstoff kann sowohl Stromspeicher als auch Energieträger für andere energetische Nutzungen in Industrie, Wärme oder Verkehr sein. Auch sollten beispielsweise in Zeiten von hinreichend günstigen (insbesondere negativen) Strompreisen die Möglichkeit gegeben sein, Strom aus dem Netz zur Produktion von Wasserstoff zu beziehen. Dies würde die Stabilität des Stromnetzes und des Gesamtsystems erhöhen. Die damit klar gestärkte netzdienliche Erzeugung von Wasserstoff aus überschüssigem Strom beugt Netzengpässen vor und überführt die verfügbaren Energiemengen in sektorenübergreifende Anwendungsfälle. Es ist jedoch geboten, den Hochlauf und Infrastrukturaufbau der Erzeugung von Wasserstoff technologieoffen zu gestalten - das würde auch dem § 39 o Abs. 2 Satz 3 RefE gerecht. Zwar wird in der Gesetzesbegründung (S. 153) explizit klargestellt, dass die Innovationsausschreibung nicht zur Erreichung der Wasserstoffziele dienen sollte, dennoch ist aus Sicht eines optimierten Hybridkraftwerkes eine gemischte Vermarktung auch betriebswirtschaftlich sinnvoller.

Durch die fehlende Möglichkeit zur Einspeisung in das Gasnetz (Methan oder Wasserstoff) wird außerdem die Einbindung in ein integriertes Energiesystem unter Nutzung der Speichermöglichkeiten der bestehenden Infrastruktur (z.B. in Kavernenspeichern) vorerst verhindert.

Für die langfristige Integration in das Energiesystem ist es sinnvoll, Hybridkraftwerke so zu platzieren, dass sie auch in ein Gasnetz (Methan oder Wasserstoff) einspeisen könnten oder aus diesem Wasserstoff beziehen können. Es ist zwar auch in der Gesetzesbegründung angemerkt, dass diese Anlagen später in der Wasserstoffnetzentwicklungsplanung berücksichtigt und die Förderung mit der Entwicklung des Wasserstoffnetzes angepasst werden sollen. Allerdings geht aus dem Gesetz nicht hervor, wie eine solche Entwicklung angereizt werden soll. Es ist nicht nachvollziehbar, warum der Aspekt der strategisch günstigen Platzierung dieser Speicher, die eventuell auch die Nutzung von Abwärmepotenzialen über Wärmenetze berücksichtigt, mit einer Einspeicherung in ein Netz erst einmal ausgeschlossen wird. Es ist davon auszugehen, dass sich diese Modelle nicht durchsetzen würden, wenn Sie zumindest zu Beginn nicht konkurrenzfähig bzw. realisierbar sind. Aus Sicht des BDEW wäre es daher nicht notwendig, diese Modelle explizit auszuschließen, da so Potenzial für Innovationen und die Integration in das Gesamtsystem verschenkt wird.

Die vorgenannten Unklarheiten und Limitationen können zu einer hohen Unsicherheit in Bezug auf die Projektfinanzierung beitragen und darüber hinaus zu erheblichen volkswirtschaftlichen Kosten führen, bei einem gleichzeitig hohen Maß an Unsicherheit zum eigentlichen Beitrag in Bezug auf die Versorgungssicherheit und Speicherung elektrischer Energie. Der BDEW empfiehlt daher dringend, für einen ambitionierten Ausbau wasserstofffähiger gesicherter Erzeugungsleistung weitere Instrumente wie das KWKG in den Blick zu nehmen.

Die Zahlung eines KWK-Bonus für den im Elektrolyseur eingesetzten Strom, wenn die Abwärme des Elektrolyseurs genutzt wird - zum Beispiel in einem Nahwärmenetz - wäre hier ein möglicher Lösungsweg. Denn Nutzung der Wärme bei der Elektrolyse erhöht die Effizienz erheblich, ist aber häufig noch zu teuer.

### **6.3 Juristische Anmerkungen**

#### **§ 48 Abs. 5 EEG 2021 - Änderung der 50 %-Schwelle**

Der BDEW fordert die Abschaffung dieser Regelung rückwirkend zum 1. Januar 2022, da sie zu erheblichem Aufwand führt und für die nächsten 20 Jahre nur für Anlagen mit Inbetriebnahme zwischen dem 1. April 2021 und dem 31. Dezember 2022 gelten würde.

Hilfsweise merken wir an, dass im Gesetzeswortlaut (§ 100) klargestellt werden,

- dass die Änderung für sämtliche vom 1. Januar bis 31. Dezember 2022 erzeugte und eingespeiste Strommengen gilt, und
- ob die Regelung auch für Anlagen gilt, die vor Inkrafttreten des Art. 1 in Betrieb genommen worden sind.

Denn es handelt sich aufgrund des unterjährigen Inkrafttretens von Art. 1 um eine unterjährige Änderung des Schwellenwertes.

### **§ 88 f – Verordnungsermächtigung Direktvermarktung (CfD)**

Wegen der besonderen Eingriffsintensität sollte überprüft werden, ob die Verordnung nicht zumindest der Zustimmung des Bundestages bedarf. Für Bestandsanlagen wäre mit einer nachträglichen Änderung der Fördergrundlagen ein erheblicher Eingriff in die Wirtschaftlichkeit verbunden. Daher sollte eine durch Verordnung neu eingeführte Förderstruktur nicht auf Bestandsanlagen anwendbar sein. Weiter wäre es auf Grundlage der Verordnungsermächtigung möglich, eine Erstattung der gesamten erhaltenen Marktprämie zu regeln. Beabsichtigt ist aber unter Hinweis auf die CfD in der Entwurfsbegründung nur die eventuelle Abschöpfung eines Erlöses, der über dem anzulegenden Wert liegt. Das sollte dann auch so aus der Ermächtigungsgrundlage hervorgehen.

### **§ 100 Abs. 14 Satz 2 – komplexe Nachweisregel**

Angesichts der Kurzfristigkeit des geplanten Inkrafttretens der Regelung zum EEG 2021 sollte auf die überkomplexe Nachweisregelung in § 100 Abs. 14 Satz 2 ff. EEG verzichtet werden. Die Möglichkeiten zur Gestaltung durch Neuabschluss etwaiger Beschaffungen sind nicht zu vermeiden. Vor diesem Hintergrund schlagen wir vor, die vorgesehenen Vergütungen nach Satz 1 für alle Anlagen anzuwenden, die in der Zeit vom 1. Juli bis 31. Dezember 2022 in Betrieb genommen werden.

### **§ 100 Abs. 14 Satz 3 – Volleinspeisungstarif**

Die im Entwurf des BMWK beschriebene Regelung in § 100 Absatz 14 Satz 3 EEG 2021 wird mit einem finanziellen Anreiz zur Volleinspeisung begründet. Dieser Ansatz ist erheblich zu relativieren. Die Privilegierung einzelner Anlagenbetreiber, die sich im Jahre 2022 zur Errichtung einer Solaranlage mit Volleinspeisung entscheiden, bedeuten für den Anlagen- und Netzbetreiber einen erhöhten manuellen Aufwand. Die Anmelde- und Abrechnungsprozesse, sowie der Belastungsausgleich der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen laufen weitestgehend automatisiert. Die Umsetzung der einmaligen Beibehaltung des erhöhten Vergütungssatzes aus dem Jahre 2022 im Folgejahr 2023 für Anlagenbetreiber die nachweislich Ihre Planung vor dem 1. Dezember 2022 dem Netzbetreiber manuell vorgelegt haben, kann nicht in die bestehenden automatisierten Prozesse integriert werden. Darüber hinaus sind die Nachweise der Anlagenbetreiber separat zu dokumentieren.

Der Eingriff in die funktionierenden und automatisierten Prozesse ist nicht nur aufwändig und fehleranfällig, sondern birgt auch rechtliche Unsicherheiten bezüglich des Anspruchs auf diesen Vergütungssatz. Dies steht nicht im Einklang mit der politisch gewünschten Komplexitätsreduktion und dem Bürokratieabbau. Ein Mehrwert dieser Regelung ist nicht erkennbar, weshalb der Satz 3 in § 100 Absatz 14 zu streichen ist. Hilfsweise wäre die Sanktion in Satz 4 aber noch anzupassen (siehe im Folgenden).

## § 100 Abs. 14 Satz 4 – Sanktion bei Verstoß gegen Volleinspeisung

Der BDEW weist darauf hin, dass die Sanktion des § 100 Abs. 14 Satz 4 EEG 2023 keine Sanktion, sondern einen Bonus darstellt (wortgleich ab dem 1. Januar 2023: § 52 Abs. 5 EEG 2023). Laut der Vorschrift soll ein Anlagenbetreiber, der eine Volleinspeisung zugesagt hat, aber entgegen der Zusage Eigenverbrauch betrieben hat, statt der Einspeisevergütung für Volleinspeiser den Marktwert des eingespeisten Stroms erhalten soll. Der Marktwert Solar lag jedoch im Januar 2022 bei 17,83 Cent pro kWh und dürfte in diesem Monat noch darüber liegen. Entsprechend würde nach dieser Regelung der rechtswidrig eigenverbrauchende (angebliche) Volleinspeiser eine höhere Vergütung erhalten als der rechtmäßig angemeldete Überschusseinspeiser. Für diesen sieht § 100 Abs. 14 Satz 1 EEG 2023 nämlich aktuell höchstens eine Vergütung von 6,93 Cent pro kWh vor.

Dies widerspricht dem Verbot der Diskriminierung von Eigenverbrauchern beim Zugang zu Förderregelungen, Art 21 Abs. 6 lit e RED II. Vor allem widerspricht es aber dem Grundsatz, dass der redliche handelnde Akteur nicht schlechter gestellt werden darf als der unredlich handelnde. Die Vergütung bei einem Verstoß gegen die versprochene Volleinspeisung darf entsprechend nicht höher sein als die Vergütung für Anlagen, die von Anfang an keine Volleinspeisung betreiben.

Wir regen daher an in § 100 Abs. 14 Satz 4 zu ergänzen:

*Speist der Anlagenbetreiber entgegen der Mitteilung nach Satz 3 nicht den gesamten in der Anlage in einem Kalenderjahr erzeugten Strom in das Netz ein, verringert sich der anzulegende Wert für dieses Kalenderjahr auf den Marktwert, **höchstens jedoch auf den anzulegenden Wert nach Satz 1.***

Dass nach dem Wortlaut nicht ausgeschlossen ist, dass die Förderung auf Marktwerte hochgesetzt werden könnte, zeigt die aktuelle Diskussion zur Auslegung des § 52 Abs. 2 EEG 2021, für den wir ebenfalls unter 7.13 eine gesetzliche Klarstellung anregen.

## 7 Artikel 2: EEG-Änderungen mit Inkrafttreten zum 1. Januar 2023

### 7.1 Zweck und Ziel des Gesetzes in § 1

Der BDEW begrüßt die Regelung zur Zweck- und Zielsetzung des Gesetzes. Allerdings sollte in § 1 Abs. 1 nicht nur die Transformation zu einer Versorgung vollständig aus Erneuerbaren Energien als Ziel festgehalten werden, sondern darüber hinaus als ergänzendes Ziel die Gewährleistung der souveränen Energieversorgung mittels Erneuerbaren Energien „Versorgungssicherheit aus EE“ aufgenommen werden. Diese Notwendigkeit zeigt sich derzeit einmal mehr im Licht der gegenwärtigen außenpolitischen Situation und der einseitigen Abhängigkeit von Energieimporten.

Des Weiteren wäre das Wort „Zweck“ in der Überschrift zu streichen oder Abs. 1 entsprechend anzupassen.

### **7.2 Neudefinition der „Bürgerenergieanlagen“ in § 3 Nr. 15:**

Der BDEW begrüßt das Ansinnen der Bundesregierung die Akzeptanz für den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu fördern, insbesondere vor dem Hintergrund der erheblichen Zubau-mengen, die zur Erreichung des Anteils von 80 % Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 erforderlich sind. Dazu kann auch die lokale finanzielle Teilhabe einen wesentlichen Beitrag leisten. Der systematische Missbrauch der Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften in der Ausgestaltung der Ausschreibungsanforderungen gemäß EEG 2017 hat jedoch auch gezeigt, dass eine rechtssichere Ausgestaltung lokaler Teilhabe, die auch tatsächlich den gewünschten Effekt erzielt, schwer gesetzlich zu fassen ist. Daher ist es zu begrüßen, dass die Bürgerenergieanlagen zumindest außerhalb der Ausschreibungen entwickelt werden und keine Ausschreibevolumina blockieren.

Die erhöhten Anforderungen an Bürgerenergiegesellschaften beheben aus Sicht des BDEW jedoch nicht das Problem, dass auch künftig durch Nutzung von Lücken im rechtlichen Regelungsrahmen Akteure in den Genuss der Vorzugsregelung kommen, die keinen besonderen Beitrag zur regionalen Wertschöpfung durch lokale Bürgerbeteiligung leisten. Falls es zu einer Neudefinition von Bürgerenergiegesellschaft kommt, sollte noch eine Regel nachgeschärft werden, dass die privilegierte Bürgerenergiegesellschaft die Ausnahme bleibt und nicht zur Regel wird. Dies ist auch eine Vorgabe der EU-Kommission. Möglich wäre eine Eingrenzung beispielsweise über eine Regelung, dass nicht mehr als 15 % des jährlichen EEG-Ausschreibungsvolumens auf Bürgerenergieprojekte entfallen dürfen.

Daher begrüßt der BDEW den Fortbestand der durch das EEG 2021 eingeführten optionalen kommunalen finanziellen Beteiligung an Windenergieanlagen (siehe Kapitel 5.1.2). Sie hat zu einer flächendeckenden finanziellen Teilhabe der Gemeinden am wirtschaftlichen Ertrag neu errichteter Windenergieanlagen geführt. Außerdem entfaltet sie eine wesentlich breitere Wirkung hinsichtlich der Teilhabe der Bürger an der lokalen Wertschöpfung, da auch Menschen in den Genuss von Maßnahmen einer finanziell besser gestellten Gemeinde kommen, die sich persönlich nicht finanziell an einem lokalen Erneuerbaren-Projekt beteiligen können. Ergänzend empfiehlt der BDEW zu prüfen, ob die BNetzA künftig für die finanzielle Beteiligung der Kommunen eine Prüfpflicht analog zur Überprüfung der Zulassungsvoraussetzung für die Ausschreibungen erhalten sollte.

### **7.3 Anhebung des Anteils von berücksichtigungsfähigen Geboten bei EEG-Ausschreibungen aus dem Ausland von 5 auf 20 %, und umgekehrt (§ 5 Abs. 2 und 6):**

Der BDEW begrüßt die Bemühungen der Bundesregierung den Ausbau nicht nur als nationales Anliegen zu betrachten, sondern auch in anderen EU-Mitgliedstaaten zum dortigen Ausbau

der Erneuerbaren Energien beizutragen. Gerade im Bereich Offshore können grenzüberschreitende Kooperationen in Verbund mit hybriden Infrastrukturen (Stichwort Energieinseln) einen signifikanten Beitrag für den langfristigen Ausbau liefern. Während jedoch für Offshore aufgrund der langen Vorbereitungszeiten bereits frühzeitig eine Planungsperspektive geschaffen werden muss, ist dies an Land nicht in dem gleichen Ausmaß der Fall. Hier überwiegt eher die Gefahr, dass durch eine zu hohe Erwartungshaltung an den Import ausländischen Erneuerbaren-Stroms, die notwendigen Fortschritte bei der Bereitstellung von Flächen und der Vereinfachung von Genehmigungsverfahren gebremst werden könnten, während eine tatsächliche Nutzbarmachung der ausländischen Potenziale in diesem deutlich größeren Umfang noch mit offenen Fragen einhergeht (Akzeptanz und Zahlungserwartungen der ausländischen Partnerländer, Kapazitäten für physischen Import).

Gleichwohl ist der Erneuerbare-Energien-Ausbau – insbesondere im nun nochmals gesteigerten Tempo – auch eine Aufgabe, die in den EU-Mitgliedstaaten jeweils mit finanziellen Aufwendungen einhergeht. Durch die Neuordnung der Finanzierung der bisherigen EEG-Umlage werden nicht durch die Markterlösen abgedeckten Kosten künftig aus dem Bundeshaushalt finanziert. Im Lichte dieser den Bundeshaushalt unmittelbar betreffenden Aufwendungen empfiehlt der BDEW, die mögliche Bezuschlagung von Windenergieanlagen außerhalb des Bundesgebiets in der Ausschreibung nur auf bis zu 10 % anzuheben, was auch der Vorgabe von Artikel 5 der RED II entsprechen würde. Mit Blick auf die grenzüberschreitende Kooperation in der Nordsee (Stichwort: Nordseekooperation) erscheint zumindest für Offshore eine Beschränkung auf Mitgliedstaaten der Europäischen Union allein nicht zielführend. Norwegen und das Vereinigte Königreich sollten als Partnerländer nicht pauschal ausgeschlossen werden. Auch für die Kooperation mit Drittstaaten bietet das Europarecht einen entsprechenden Rahmen (Artikel 11 RED II).

#### **7.4 Kommunale Beteiligung**

Der BDEW begrüßt das mit dem EEG 2021 eingeführte Instrument der kommunalen Beteiligung für Windenergieanlagen und die nun erfolgte Ausweitung auf Anlagen außerhalb des EEG-Förderregimes gemäß § 6 EEG-RefE. Die Beibehaltung der Freiwilligkeit der Zahlung ist aus juristischer Sicht richtig, da so eine größtmögliche Rechtssicherheit gewährleistet bleibt. Sowohl Seitens der Betreiber als auch der Kommunen besteht auch auf freiwilliger Basis großes Interesse an diesem Instrument. Auch zu begrüßen sind die rechtlichen Klarstellungen bezüglich der Aufteilung der Zahlungen bei Standorten in Nähe der Bundesgrenze und bei Ablehnung der Zahlung durch einzelne berechnete Gemeinden.

Ergänzend wird nun auch die finanzielle Beteiligung der Gemeinden an bestehenden Windenergieanlagen ermöglicht. Der BDEW gibt jedoch zu bedenken, dass durch diese an sich positive Erweiterung der möglichen Zahlungen der Steuerzahler aufgrund der künftigen Haushaltsfinanzierung der EEG-Kosten noch mehr belastet wird. Zudem wird durch die Zahlung auch für

bestehenden Windparks der Anreiz zum Repowering von älteren Windenergieanlagen zumindest verringert. Der BDEW sieht deshalb den Zuschnitt der finanziellen Beteiligung von Kommunen auf wirklich in die Zukunft weisende neue Erneuerbare-Enerigen-Projekte als zielführender an.

Es ist weiterhin dringend darauf hinzuwirken, dass Bundesländer, die bereits eigene Beteiligungsgesetze eingeführt haben, diese nach Einführung der bundesweiten Kommunalen Beteiligung an Windenergieanlagen nun wieder abschaffen. Dies gilt beispielsweise für derzeit noch bestehende Sonderregelungen in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern.

Um die Akzeptanz von Photovoltaik-Freiflächenanlagen zu steigern, sollten zudem Beteiligungsmöglichkeiten nach dem EEG ausgeweitet werden: Mit der Möglichkeit einer kommunalen Beteiligung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen ist eine wichtige BDEW-Forderung für die Steigerung der Akzeptanz umgesetzt worden. Es führt vor Ort jedoch zu Unverständnis und gefühlter Benachteiligung, dass nicht für alle Photovoltaik-Freiflächenanlagen eine finanzielle Beteiligung der Kommune erfolgt. Dies droht, wenn auf Photovoltaik-Strommengen, die nicht über das EEG, sondern über die so genannte „sonstige Direktvermarktung“ vermarktet werden, zwar eine Beteiligung der Kommunen möglich ist, diese Beteiligung aber nicht über den EEG-Belastungsausgleich refinanzierbar ist. Für PPA-basierte Photovoltaik-Freiflächen-Projekte trifft dies auch zu und führt zu Zeiten eines niedrigen Strompreises zu einer diskriminierenden Verzerrung bzw. einem Wettbewerbsnachteil, wodurch das Investment potenziell finanziell belastet wird. Demgegenüber fallen „Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen“ (beispielsweise auf Deponien), die nach der Definition des EEG nicht als „Freiflächenanlagen“ klassifiziert sind, bislang gar nicht in den Anwendungsbereich der kommunalen Beteiligung nach § 6 EEG 2021. Bezüglich des optischen Erscheinungsbilds sind diese Anlagen jedoch für die kommunalen Partner und Stakeholder kaum von Freiflächenanlagen i. S. d. EEG unterscheidbar. Die Beteiligungsmöglichkeiten sollten im Sinne der Akzeptanz daher entsprechend ausgedehnt werden, ebenso wie die Erstattung durch den Netzbetreiber nach § 6 Absatz 5 EEG.

Für den BDEW ist klar, dass die Einführung ökologisch verträglicher Kriterien den Photovoltaik-Ausbau vereinfachen sollen und ihn nicht weiter einschränken dürfen. Dies ist in der kommunalen Bauleitplanung sehr gut möglich. Es ist aber abzulehnen, dass Kommunen zusätzlich zu den bestehenden, sehr umfassenden Natur- und Landschaftsschutzregeln ermächtigt werden sollen, in den Verträgen zur finanziellen Beteiligung dem Anlagenbetreiber vorzugeben, welche weiteren naturschutzfachlichen Anforderungen einzuhalten sind. Dadurch würden Solaranlagen, die weniger Eingriffstiefe als Bauwerke haben und oft mit einem erheblichen ökologischen Nutzen verbunden sind, schlechter gestellt als selbst Straßenbauwerke oder Parkplatzflächen. Bei dem vorliegenden Vorschlag droht ein Flickenteppich verschiedener Forderungen und Festlegungen in bindenden Verträgen und eine erhebliche Verzögerung der Mehrzahl der Projekte. Auch ist aus unserer Sicht eine in der Bevölkerung akzeptanzsteigernde Maßnahme nicht das richtige Instrument, um naturschutzfachliche Anforderungen an Photovoltaik-

Anlagen zu stellen. Darüber hinaus gibt der BDEW zu bedenken, dass § 6 EEG 2021 bewusst so formuliert ist, dass die Zahlungen an die Gemeinden gegenleistungsfrei sind. Dementsprechend darf weder der Anlagenbetreiber von der Gemeinde ein bestimmtes Verhalten fordern noch die Gemeinde vom Anlagenbetreiber jenseits der Zahlung ein bestimmtes Verhalten vertraglich festhalten, was sich nicht aus dem entsprechenden Fachrecht ergibt, wie den BNatSchG.

## **7.5 Photovoltaik**

Um die ambitionierten Ziele zu erreichen, müssen erheblich mehr Photovoltaik-Anlagen in allen Segmenten errichtet werden – und zwar sowohl gefördert als auch ungefördert. Aus Sicht des BDEW sind die Zubauziele nur zu erreichen, wenn es einen Mix aus Volleinspeisung mit gesetzlich fixierten anzulegenden Werten (feste Einspeisevergütungen), gesetzlichen Ausschreibungen, Prosuming mit Einspeisung und privaten PPA gibt, sodass Investorinnen und Investoren aus den für sie passenden Refinanzierungsformen wählen können. Für den Bau aller neuen Anlagen braucht es zudem ausreichend Installationskapazitäten.

Die EEG-Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen haben sich als Instrument des Photovoltaik-Ausbaus bewährt. Sie werden rege von Photovoltaik-Projektierern genutzt und sind regelmäßig deutlich überzeichnet. Um die zur Realisierung anstehenden Projekte entsprechend berücksichtigen zu können, müssen die Ausschreibungsmengen schnell und massiv angehoben werden, ansonsten werden viele Projekte unnötig aufgeschoben oder ausgesetzt. Die Ausschreibungen für Photovoltaik-Dachanlagen sind für sehr große Dächer oberhalb der Grenze von einem Megawatt sehr sinnvoll und versprechen dieses Marktsegment unter den geeigneten Bedingungen zu erschließen.

Auch die Bedingungen für kleine Anlagen unterhalb der Ausschreibungsschwellen müssen verbessert werden, z.B. durch den Abbau bürokratischer Hemmnisse und eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit. Gleichzeitig gilt es, den Zubau außerhalb der Förderung zu erleichtern, um auch hier mehr Potenziale zu heben.

### **7.5.1 Vergütungshöhen für Photovoltaik-Anlagen**

Der BDEW begrüßt die Neufestlegung der Vergütungshöhen für die Überschusseinspeisung von Strom aus Solaranlagen zur Eigenversorgung in Höhe von 5,36 bis 6,93 ct./kWh. Der Mieterstromzuschlag nach § 48a sollte ebenfalls im Jahr 2022 von der Degression ausgenommen werden.

Ebenso begrüßt der BDEW die Neufestlegung der Vergütungshöhen für Strom aus Photovoltaikanlagen, die ihre gesamte Erzeugung in das öffentliche Netz einspeisen. Die nach Anlagengrößen differenzierten anzulegenden Werte zwischen 8,5 und 12,5 ct./kWh sieht der

BDEW als auskömmlich an, um damit den Photovoltaik-Ausbau anzutreiben und eine Amortisation der Investitionen zu garantieren.

Der BDEW begrüßt zudem die Absicht, die Anhebung der Vergütung für Photovoltaik-Dachanlagen vorbehaltlich der beihilferechtlichen Genehmigung bereits im Jahr 2022 in Kraft treten zu lassen sowie die Aussetzung der Degression im Jahr 2022. Dadurch kann der derzeit praktisch zum Erliegen gekommene Zubau kleiner Dachanlagen mit Volleinspeisung so schnell wie möglich wieder in Gang kommen, um die Ausbauziele zu erreichen. Die weitere Entwicklung der Höchstwerte bei den Ausschreibungen muss intensiv begleitet werden. Aktuell sind die Höchstwerte für die Ausschreibungen von Photovoltaik-FFA (5,57 ct./kWh) und Photovoltaik-Dachanlagen

(9 ct./kWh) angemessen ausgestaltet. Da Modulpreise aber auch steigen können, wie es derzeit aufgrund der angespannten Lage auf den Weltmärkten der Fall ist, gibt der BDEW zu bedenken, dass perspektivisch eine Situation vermieden werden soll, in der aufgrund von zu niedrig angesetzter Höchstwerte Ausschreibungen unterzeichnet werden.

Der BDEW begrüßt die vorgesehenen Vereinfachungen des Degressionsmechanismus nach § 49 EEG 2023 inkl. des Verzichts auf den s.g. atmenden Deckel hin zu einer linear verlaufenden Degression. Leider wird mit dieser Lösung die Chance verpasst, den Mechanismus so anzupassen, dass dadurch auch der anzulegende Wert steigen kann, wenn der Photovoltaik-Zubau sich unter dem prognostizierten Zubau bewegt. Der BDEW regt an, dies entsprechend zu ermöglichen.

Insbesondere für kleine Photovoltaik-Dachanlagen können hohe bürokratische Hürden den Ausbau entscheidend behindern. Der BDEW unterstützt das Anliegen der Bundesregierung, alle bürokratischen Ausbauhürden aus dem Weg zu räumen. Durch die geplante Absenkung der EEG-Umlage auf null zum 1. Juli 2022 und Umstellung der EEG-Umlage auf einen grundsätzlich vollständig haushaltsbasierten Mechanismus zum 1. Januar 2023 werden die erforderlichen Messkonzepte in vielen Fällen wesentlich vereinfacht. Gleichzeitig müssen die Hürden durch stromsteuerrechtliche Anforderungen und die Lieferanteneigenschaft nach dem EnWG ebenfalls abgebaut werden. Dazu müssen sämtliche Prozesse der Anmeldung und Informationsbereitstellungen künftig von allen Marktpartnern bundesweit einheitlich papierlos digital möglich sein. Dazu gehört auch, die Einreichung aller entsprechend der Technischen Anschlussregelungen notwendigen Dokumente durch den Anlagenbetreiber mit entsprechendem zeitlichen Vorlauf beizubringen, so dass der Netzbetreiber Netzanschlussanträge von Photovoltaik-Anlagen in der vorgesehenen Zeit bearbeiten kann. Auch sollte eine „One-Stop“-Anmeldung beim Marktstammdatenregister der BNetzA, die sämtliche weitere Anmeldungen (Finanzamt etc.) ersetzt, eingeführt werden. Dies wurde bereits im Rahmen der EEG-Novelle 2020 avisiert, bislang aber nicht umgesetzt. Der mit dem Marktstammdatenregister verbundene bürokratische Aufwand und die Datenqualität müssen auf Optimierungsmöglichkeiten für alle Akteure hin überprüft werden.

### **7.5.2 Anhebung des 20-MW-Deckels und der Ausschreibungsgrenze auf 1 MW**

Die Maximalgröße für die Förderfähigkeit von Anlagen sollte von derzeit 20 MW auf 30 MW erhöht werden. Hiermit kann kurzfristig und ohne großen Förderbedarf weiteres Potenzial in einem Größensegment erschlossen werden, in dem die Realisierung förderfreier Anlagen noch nicht gesichert ist.

Der BDEW begrüßt die Anhebung der Ausschreibungsgrenze für Photovoltaik-Anlagen auf 1 MW entsprechend der beihilferechtlichen Regelungen der Europäischen Kommission. Der Wegfall des freiwilligen Sonderausschreibungssegments für Photovoltaik-Dachanlagen zwischen 300 bis 750 kW ab 2023 wird in diesem Zusammenhang begrüßt.

### **7.5.3 Ausweitung der Flächenkulisse für Photovoltaik-Freiflächenanlagen**

Ähnlich wie für Windenergieanlagen muss vor dem Hintergrund der erheblichen Ausbauziele für die nächsten Jahre ein Weg gefunden werden, damit zügig und unkompliziert ausreichend Flächen zur Verfügung stehen und die Genehmigungen durch die Kommunen rasch erfolgen. Der derzeitige Weg über Ausweisungen entsprechender Flächen in Flächennutzungsplänen und/oder über die Schaffung vorhabenbezogener Bebauungspläne wird dafür zukünftig nicht mehr ausreichen. Verbindliche Zielvorgaben für Länder und Gemeinden verbunden mit alternativen Lösungen für den Fall, dass das erforderliche Flächenziel verfehlt wird, müssen hier Abhilfe schaffen.

Flankierend zur Ausgestaltung der Flächenkulisse im EEG sollte auch in anderen relevanten Fachgesetzen klargestellt werden, dass Photovoltaik-Freiflächenanlagen in bestimmten Gebieten unter Berücksichtigung des jeweiligen Schutzzwecks grundsätzlich öffentlich-rechtlich zulässig sind. Derzeit wird die Errichtung entsprechender Anlagen vielfach in Gebieten, wie z. B. Landschaftsschutzgebieten, Special Protected Areas (SPA) zum Vogelschutz und in FFH-Gebieten auf Länderebene pauschal ausgeschlossen. Dieser europarechtlich nicht geforderte pauschale Ausschluss muss eingeschränkt werden.

Landwirtschaftlich besonders ertragreiche Flächen außerhalb vorbelasteter Flächen entlang von Autobahnen und Schienenwegen sollten weiterhin der Nutzung durch die Landwirtschaft vorbehalten werden. Die Photovoltaik sollte in Form von Agri-PV dabei explizit möglich sein. Wenig ertragreiche und/oder schwer zu bewirtschaftende Flächen (z. B. Grünland, Hanganlagen, Flächen mit für die Landwirtschaft ungünstigen Zuschnitten) sollten darüber hinaus in die erlaubte Flächenkulisse einbezogen werden, sofern generelle umwelt- und naturschutzfachliche Belange dem nicht entgegenstehen und eine umwelt- und naturschutzfachliche Aufwertung der Fläche stattfindet. Die Vergütungskategorie auf benachteiligtem Grün- und Ackerland sollte bundesweit zulässig werden. Die Anrechnung der Zuschläge von

Innovationsausschreibungen und der Wasserstoffausschreibung auf die regulären Freiflächenausschreibungen lehnen wir ab.

**Moor-PV:** Für Photovoltaik-FFA auf ehemals landwirtschaftlich genutzten Vernässungsgebieten ist zu regeln, dass mit der Errichtung einer Photovoltaik-FFA eine Wiedervernässung des Moorbodens einhergehen muss. Die Bestrebungen des BMWK, BMEL und BMUV zur Nutzung wiedervernässter Moore mit Photovoltaik-Anlagen ist dabei zu begrüßen. Gleichzeitig ist darauf hinzuweisen, dass wesentlich höhere Unterhaltungskosten gepaart mit technischen Herausforderungen (beispielsweise erzeugt durch saisonale Überflutung) zu derzeit ca. 17 - 35 % höheren Investitionskosten gegenüber standardmäßigen Photovoltaik-Freiflächenanlagen führen. Dies ist bei der Ausschreibung für Photovoltaik-Anlagen auf diesen Flächen durch den Gesetzgeber zu berücksichtigen, um einen Ausbau auf diesen Flächen anzureizen. Zu begrüßen ist, dass laut Eckpunktepapier der Zugang zur Förderung der Wiedervernässung im Rahmen von Moorschutzprogrammen erhalten bleiben soll, da dann die Kosten der Wiedervernässung und des laufenden Unterhalts der Fläche nicht zusätzlich kostensteigernd auf die PV Nutzung durchschlagen.

Um die Doppelnutzung von Flächen, z.B. durch Landwirtschaft und Photovoltaik, anzureizen, sollte eine eigene Flächenkategorie „Energieerzeugung und Landwirtschaft“ für Agri-PV geschaffen und dazu die BauNVO geändert werden. Dabei sollte die Flächenförderung für Landwirte erhalten bleiben, um einen Kompromiss bei der Flächenkonkurrenz zu schaffen und die Akzeptanz für den Photovoltaikausbau auch in landwirtschaftlich dominierten Gegenden zu erhalten. Um die Flächenkonkurrenz zu vermindern, sollten Freiflächenanlagen auf Ackerflächen für Landwirte weiterhin im Rahmen der GAP-Förderung als Umweltleistung anerkannt werden.

Im Anschluss an die Flächenausweisung für die Nutzung einer Fläche durch Freiflächen-PV-Anlagen müssen zu errichtende Anlagen vielfach ein baurechtliches Genehmigungsverfahren durchlaufen. Allerdings sind Freiflächen-PV-Anlagen 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. Zudem sollte konsequent vermieden werden, dass Aspekte, die im Rahmen der Flächenausweisung bereits geprüft wurden, ein weiteres Mal betrachtet werden müssen. Darüber hinaus sollten auch für die verbleibenden zu prüfenden Aspekte weitestmöglich einheitliche Standards geschaffen werden, um die jeweiligen Prüfungen zu erleichtern und damit kürzere Verfahrensdauern zu ermöglichen.

#### **7.5.4 Ausweitung des „200-m-Korridors“ entlang Autobahnen/Schienenwegen auf künftig 500 m**

Die nutzbaren Randstreifen an Bundesautobahnen und Schienenwegen im Sinne des EEG sollten von 200 m auf 500 m ausgedehnt und die gesamte Fläche des überstrichenen Flurstücks einbezogen werden. Insofern ist besonders wichtig, auf einen Gleichlauf von EEG und Planungsrecht zu achten. Das bedeutet, dass Photovoltaik-FFA auf diesen Flächen ohne Bauleitplanung oder übergeordnete Planungen zulässig sein müssen und planerisch auch nicht ausgeschlossen werden dürfen. Zudem sollte geprüft werden, ob der Bund das Prinzip der Entwicklung von PV entlang von Infrastrukturkorridoren auf weitere Anwendungsfälle wie Bundesstraßen sowie in Abstimmung mit den Bundesländern auch auf Landesstraßen (siehe auch aktuelle Initiative in Baden-Württemberg) erweitern kann.

Der BDEW begrüßt, dass die Flächenkulisse bei den „benachteiligten Gebieten“ zugenommen hat. Bedauerlicherweise haben dennoch einige Bundesländer noch keine Verordnungen zu benachteiligten Flächen im Sinne des EEG erlassen, um die Flächenkulisse weiter anzuheben. Hierzu gehören insbesondere Flächenländer wie Schleswig-Holstein, Nordrhein-Westfalen, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg. Insbesondere bei Gebieten mit unterdurchschnittlicher Bodengüte trägt eine solarenergetische Nutzung regelmäßig zu einer Verbesserung der Biodiversität bei. Auf diesen ehemals landwirtschaftlich intensiv genutzten Flächen findet kein Eintrag von Dünger, Pestiziden oder Herbiziden mehr statt. Der Naturraum kann sich wieder erholen. Entsprechende Regeln wurden bereits in Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz, Saarland und Sachsen beschlossen und gute Erfahrungen damit gemacht. Die benachteiligten Gebiete müssen daher zügig und vollumfassend in allen Bundesländern geöffnet werden, ansonsten ist die Opt-In-Regel im EEG vom Gesetzgeber in eine Opt-Out-Regel umzukehren. Zudem haben einige Bundesländer die benachteiligten Gebiete nur für eine sehr geringe Anzahl an Projekten geöffnet. Daher müssen diese Mengengrenzen für derartige Projekte in allen Bundesländern entfallen.

Eine raumverträgliche Steuerung des Ausbaus kann im Einzelfall gezielter über das Planungs- und Genehmigungsrecht erreicht werden (z. B. durch die erforderlichen Variantenstudien auf FNP-Ebene).

#### **7.5.5 Exkurs: Die Photovoltaik betreffende Steuerthemen**

PV-Freiflächenanlagen werden bei der Erbschafts- und Schenkungssteuer anders behandelt als land- und forstwirtschaftlich genutzte Flächen. Das führt zu einer unangemessen hohen finanziellen Belastung der Landwirte beim Betriebsübergang. Die Steuern können sogar höher als die kumulierten Pachtzahlungen von 20 - 30 Jahren ausfallen. Dies betrifft insbesondere auch Verpächter von bestehenden Photovoltaik-Freiflächenanlagen, die sich jetzt bei einem

Betriebsübergang einer z.T. betriebsgefährdend hohen Forderung gegenübersehen. Dadurch gibt es große Verunsicherung bei den Flächeneigentümern und viele Flächen werden nicht mehr für neue Photovoltaik-Freiflächenanlagen zur Verfügung gestellt. Eine andere erbschaftssteuerliche Einstufung der Flächen würde das Problem mildern und die Bereitschaft steigern, Flächen für Photovoltaik-FFA zur Verfügung zu stellen. Um Abhilfe zu schaffen, könnten Photovoltaik-FFA weiterhin als land- und forstwirtschaftliches Vermögen statt als Grundvermögen eingestuft werden. Die einkommenssteuerrechtliche Bagatellgrenze muss angehoben werden, für die Erfassung der Stromsteuer in der Abgrenzung von Eigenverbrauch zu Direktvermarktung sind unbürokratische und großzügige Bagatellgrenzen zu definieren.

## **7.6 Windenergie an Land**

Wie einleitend im Referentenentwurf richtigerweise dargestellt, müssen die wesentlichen Hemmnisse bei der Windenergie an Land in Gesetzgebungsverfahren außerhalb des EEG angegangen werden. Die Flächenverfügbarkeit und die Zahl der Genehmigungen müssen erheblich gesteigert werden, um die für das Ziel der Klimaneutralität nötigen Ausbauziele zu erreichen. Handlungsbedarf zur Stärkung der Windenergie an Land durch Regelungen des EEG sieht der BDEW jedoch bei folgenden Punkten:

### **7.6.1 Höchstwert für Windenergieanlagen an Land (§ 36b)**

Aktuelle Material- und Rohstoffpreise führen zu deutlich gestiegenen Kosten im Einkauf von Windenergieanlagen. Gleichzeitig steigen die Finanzierungskosten auf Grund anziehender Kreditzinsen. Die Degression der Höchstgebotswerte entspricht damit nicht der marktlichen Entwicklung. Projekte an nicht-optimalen Standorten drohen folglich unrentabel und nicht weiter entwickelt zu werden.

### **7.6.2 Berechnung der Förderhöhe (§ 36h)**

Aus Gründen der Vermeidung unnötiger Bürokratie und der Verschlankung des Abwicklungsaufwandes des Netzbetreibers plädiert der BDEW weiterhin für eine Streichung der Netzbetreiber-Prüfpflicht des „anzulegenden Wertes“ bei Windenergieanlagen. Hier sollte sich die Förderhöhe ausschließlich aus den von den Anlagenbetreibern vorgelegten Gutachten ergeben. Gleiches gilt im Rahmen der "gesetzlichen Förderung" nach § 46 EEG 2021, der insoweit auf § 36h EEG 2021 verweist.

### **7.6.3 Zusatzgebote (§ 36j)**

Der BDEW begrüßt, dass der Gesetzgeber im Rahmen des EEG 2021 den § 36f EEG 2021 auf geänderte und neu erteilte Genehmigungen hin angepasst hat. Dies erleichtert Änderungen in der Planung, die nach Zuschlagserteilung eintreten, erheblich. Allerdings sollte in § 36j EEG 2021 klargestellt werden, dass

das Zusatzgebot sowohl vor Inbetriebnahme der Anlage als auch nach ihrer Inbetriebnahme abgegeben werden darf; der Gesetzeswortlaut ist hier ungenau;

das Zusatzgebot nur die Leistung umfassen muss, die jenseits der 15 % installierten Leistung der Anlage auftreten würde; ansonsten widersprechen sich § 22 Abs. 2 Satz 1 und § 36j EEG 2021.

#### **§ 36j Abs. 1 EEG 2021 sollte daher wie folgt angepasst werden:**

*„Abweichend von § 36c können Bieter einmalig Gebote für bezuschlagte Windenergieanlagen an Land **vor oder** nach deren Inbetriebnahme abgeben, wenn die installierte Leistung der Anlagen um mehr als 15 Prozent erhöht wird oder werden soll (Zusatzgebote); **in diesem Falle ist § 22 Absatz 2 Satz 1, 2. Halbsatz, bis zu einer installierten Leistung von 15 Prozent anzuwenden, so dass das Zusatzgebot nur für den überschießenden Betrag abgegeben werden muss.**“*

#### **7.6.4 Positive Neuerungen in Bezug auf den Ausbau der Windenergie an Land**

##### **Ausbaupfade (§ 4 Abs.1):**

Die langfristige Festlegung der Ausbaupfade der Windenergie an Land gibt ein wichtiges Signal für die Entwicklung neuer Projekte. Die Leistungsvolumina scheinen im Zusammenspiel mit den Zielen für die Photovoltaik und Offshore-Windenergie geeignet. Für das Zusammenspiel zwischen Ausbaupfaden, hierfür benötigte Flächen, dem Kooperationsausschuss in § 97 und einem verbindlichen Flächenziel, wird auf die Ausführungen zum Kooperationsausschuss verwiesen. Der BDEW spricht sich insofern für einen flexiblen Anpassungsmechanismus und die verbindliche Festschreibung eines von vorneherein auskömmlichen Flächenziels aus und gegen die Festschreibung eines am Ausbaupfad gekoppelten, gestaffelten Flächenziels.

##### **Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung (§ 9 Abs. 8):**

Die Fristverlängerung zur Umsetzung der bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung ist richtig und notwendig. Wie auch in der Begründung zum Gesetzesentwurf richtigerweise zusammengefasst wurde, führten uneinheitliche und über lange Zeit unklare Verfahrensabläufe in einzelnen Bundesländern, durch die Coronapandemie hervorgerufene Lieferengpässe sowie krankheitsbedingte Personalausfälle für die technische Umrüstung und lange Zeit unklare rechtliche und technische Vorgaben an die BNK-Systeme zu erheblichen Verzögerungen.

Durch eine Verlängerung der Frist um 2 Jahre wird den Betreibern das Risiko genommen, den Anspruch auf die Marktprämie unverschuldet zu verlieren sowie eine gut organisierte und sichere Umrüstung ermöglicht. Auch den beteiligten Behörden würde auf diesem Weg mehr Zeit für eine fachgerechte Abarbeitung und Prüfung der Genehmigungsanträge gegeben. Gleichzeitig ist erforderlich, dass die beteiligten Behörden ihren Gestaltungsraum im Sinne einer pragmatischen und zeitsparenden Genehmigung nutzen.

Um sicherzustellen, dass auch für Bestandsanlagen, die neu in Satz 1 in den Anwendungsbereich aufgenommen werden, auch die Fristverlängerung nach Satz 3 gilt, sollte eine entsprechende Klarstellung in § 100 Abs. 1 erfolgen. Denn im Grundsatz bleibt das EEG 2021 für Bestandsanlagen anwendbar.

### **Ausschreibungstermine und -volumina (§ 28 Abs. 1 und 2):**

Der BDEW hatte wiederholt vier statt der bisher drei Ausschreibungstermine mit gleichmäßig verteilten Ausschreibungsvolumina gefordert, um die Chancen zu erhöhen, dass das Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungsrunden geringeren Schwankungen unterliegt und genehmigte Projekte nicht unnötig lange gebremst werden. Der Vorschlag wird daher ausdrücklich befürwortet, jedoch regen wir eine gleichmäßige Verteilung der Termine auf einen Drei-Monats-Zyklus an.

Die dargestellten Ausschreibungsvolumina sind für die Erreichung der baldigen Dekarbonisierung des Stromsektors nötig.

### **Pilotwindenergieanlagen (§ 3 Nr. 37):**

Die Aufhebung der Größenbeschränkung für Pilotwindenergieanlagen ist ein wichtiger Schritt, um Deutschland als Innovationsstandort für die Windenergie zu stärken.

### **Kooperationsausschuss (§ 97)**

Der BDEW begrüßt die Neufassung des § 97 und die darin vorgesehenen Präzisierungen zur Arbeitsweise des Kooperationsausschusses von Bund und Ländern. Positiv ist sowohl die Präzisierung der zu sammelnden Daten als auch die explizite Berücksichtigung von Freiflächenanlagen, die neben der Windenergie an Land eine zentrale Rolle spielen müssen. Auf diese Weise können (drohende) Hemmnisse für diese Technologie frühzeitig erkannt und Schritte zu deren Beseitigung ergriffen werden.

Auch der in Absatz 5 Nummer 2 vorgesehene Fokus auf die Flächenbereitstellung als Koordinierungsgegenstand ist aus Sicht des BDEW positiv zu bewerten, da dies ein besonders virulentes Hemmnis für den Ausbau dargestellt. Vor dem Hintergrund der angehobenen Ausbauziele erscheint jedoch ein „weiches“ Instrument wie der Kooperationsausschuss zur Lösung dieser Problematik für sich genommen nicht ausreichend, um rechtzeitige Verbesserungen zu erreichen, insbesondere für die Windenergie an Land. Der BDEW plädiert daher dafür, ein konkretes Flächenziel von mind. 2 % im Baugesetzbuch zu verankern. Durch eine Verknüpfung mit der Konzentrationszonenwirkung nach § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB auf der Ebene des relevanten Planungsgebietes erhalte dieses Ziel die notwendige Verbindlichkeit und kann schnell zu einer effektiven Verbesserung der Flächenkulisse führen. Dabei muss eine Bebaubarkeit der ausgewiesenen Flächen mit genehmigungsfähigen Anlagen sichergestellt werden. Der BDEW spricht sich für die verbindliche Festschreibung eines von vorneherein auskömmlichen Flächenziels und gegen die Festschreibung eines am Ausbaupfad gekoppelten, gestaffelten

Flächenziels aus. Zusätzlich sollte im Rahmen der Festschreibung des verbindlichen Flächenziels zeitgleich ein Anpassungsmechanismus implementiert werden, der eine flexible und effektive Nachsteuerung des Flächenziels (durch den Gesetzgeber) ermöglicht, falls dieses doch nicht auskömmlich ist. Hierbei kann der Kooperationsausschuss dazu dienen, den Abgleich zwischen ausgewiesenen Flächen, tatsächlich realisierten Flächen und den bis zum Erreichen des finalen Auspfades notwendigen weiteren Flächen effizient zu gestalten.

Um die Flächenkulisse kurzfristig zu erweitern, wäre u.a. die Länderöffnungsklausel zur Festlegung von Mindestabständen von Windenergieanlagen zur Wohnbebauung zu streichen (§ 249 Abs. 3 BauGB) und auf dieser Grundlage ergangene Regelungen rückabzuwickeln.

Regionale Ausbau- oder Strommengenziele als Gegenstand des Kooperationsausschusses oder verbindlicher bundesgesetzlicher Vorgaben hält der BDEW für nicht zielführend. Zudem ist eine Erreichbarkeit dieser Ziele im Ausschreibungssystem durch die Länder nicht garantierbar. Flächen stehen zudem zu Beginn eines jeden Projektes, wohingegen Anlagenerrichtung und Aufnahme der Erzeugung am Ende stehen. Beim Verfehlen solcher Ziele würde damit erst mit großem zeitlichem Verzug durch Nachsteuerung konkrete Verbesserungen erreicht werden können. Zuletzt ist bei Mengenzielen nicht gewährleistet, dass bei Zielverfehlung die notwendigen Maßnahmen ergriffen werden, um die tatsächlichen zugrundeliegenden Ursachen zu beseitigen.

Die in Absatz 6 erweiterten Optionen des Sekretariats für Datenbeschaffung und -analyse sollten den Koordinierungsprozess beschleunigen und erleichtern und sind daher ebenfalls positiv zu bewerten.

### **Fortschrittsbericht zum Hemmnisabbau bei der Windenergie an Land (§ 99a)**

Bei den in § 99a aufgeführten Hemmnissen besteht ein großes Potential, kurzfristig Flächenpotentiale für die Windenergie an Land zu heben und Genehmigungsprozesse zu beschleunigen. Der BDEW unterstützt daher die neu eingeführte Berichtspflicht, verbunden mit konkreten Maßnahmen.

Folgende besonders wirkungsvolle Maßnahmen schlägt der BDEW hierzu vor:

#### **Funknavigationsanlagen:**

Der ohnehin geplante, ersatzlose Rückbau von ca. einem Drittel der 57 noch existierenden Drehfunkfeuer muss deutlich beschleunigt werden. Statt bis 2030 sollte dieser bis 2025 erfolgen. Dazu bedarf es, im Verhältnis zu anderen Maßnahmen zur Beschleunigung des Wind-Ausbaus, wahrscheinlich geringen zusätzlichen (personellen) Aufwand in den Abteilungen der Verfahrensplanung bei DFS und BAF.

Auch der durch Bundesmittel bezuschusste Austausch alter und störanfälliger Anlagen sollte beschleunigt und dessen Reihenfolge vor allem an der Beeinflussung auf den

Windenergieausbau ausgerichtet werden. Die weiterentwickelte Methode zur Messung der Vorbelastung (Umgebungsfehler) sollte sehr zeitnah eingeführt werden.

Militärische Belange:

Hauptkonfliktfeld sind vor allem Hubschraubertiefflugstrecken, welche zugunsten der Vorrangflächen für die Windenergie verlegt werden sollten.

Wetterradare:

Der Prüfbereich um Wetterradare sollte auf maximal fünf Kilometer um die Radarstationen reduziert werden, da bisherige Gutachten, als auch aktuelle Forschung keine signifikante Störung durch Windenergieanlagen verursacht wird, wodurch ein schweres Unwetter unentdeckt.

## 7.7 Wasserkraft

Der BDEW lehnt die degressionsbedingte Neufestlegung der anzulegenden Werte für Strom aus **Wasserkraft** in § 40 Abs. 1 ab, da die Wasserkraft eine erprobte Technologie darstellt, bei der keine nennenswerten Kostensenkungen mehr zu erwarten sind. Die anzulegenden Werte sollten daher konstant bleiben und keiner Degression unterliegen.

Damit würde auch dem Gedanken der letzten Novelle gefolgt werden, mit der ein (nun aus beihilferechtlichen Gründen gestrichenen) Wasserkraftbonus für Kleinwasserkraftanlagen eingeführt werden sollte. Damals wurde zu Recht mit stark gestiegenen Aufwänden argumentiert, eine Degression steht in Diskrepanz dazu.

Um bei Bestandsanlagen im Bereich der Wasserkraft das zusätzlich erschließbare Potenzial stärker ausschöpfen zu können, schlagen wir vor, die Anforderung einer Erhöhung des Leistungsvermögens um mindestens 10 % bei nicht zulassungspflichtigen Maßnahmen für Anlagen >5 MW in § 40 Absatz 2 Satz 2 EEG 2021 auf 3 % zu reduzieren.

Durch technische Maßnahmen an Bestandsanlagen – etwa durch die Erneuerung von Maschinensätzen (Turbinen, Generatoren, Trafos usw.) – sind Steigerungen an der Leistung und insbesondere auch an der Erzeugung ohne zusätzliche Beeinflussungen der Gewässerstrecken machbar.

Im neuen § 2 EEG wird die besondere Bedeutung der Erneuerbaren Energien über das überragende öffentliche Interesse betont. Allerdings wird diese Regelung über Artikel 10 "Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes" für die Wasserkraft wieder ausgehebelt, indem dort steht, dass § 2 für Wasserkraft nicht gelte. Der BDEW fordert daher, dass die geplante unangemessene Schlechterstellung der Wasserkraft wieder ersatzlos aus Artikel 10 gestrichen wird.

Mit dem EEG 2014 wurden vom Gesetzgeber bewusst Wasser- und Energierecht getrennt. Die fachrechtlichen Anforderungen, die von Gewässernutzungen wie der Wasserkraft einzuhalten sind, sind bundesweit bereits über das WHG und im Weiteren in den jeweiligen

Landeswassergesetzen geregelt. Diese Normen gewährleisten, dass keine Anlagen errichtet und betrieben werden, die im Widerspruch zu den gesetzlichen Vorgaben stehen. Diese klare Abgrenzung zwischen der rechtlichen Ausgestaltung des Förderregimes des EEG und den ordnungsrechtlichen Anforderungen des WHG sollte und muss weiterhin bestehen bleiben, die Einfügung § 40 Absatz 4a EEG 2023 lehnt der BDEW aus diesen Gründen ab. Die aktuelle Regelung, wonach der Nachweis zu einer nicht zulassungspflichtigen Ertüchtigungsmaßnahme über einen Gutachter oder gleichwertige Belege erfolgt, hat sich überaus bewährt. Zudem ist zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme einer Neuanlage oder der zulassungsbedürftigen Leistungserhöhung durch die aktuelle Zulassung eine Konformität mit den §§ 33-35 WHG gegeben. Der zuständigen Wasserbehörde ist es unbenommen, im Regelungsregime des Wasserrechtes die erforderlichen Anordnungen im Rahmen der §§ 33 - 35 WHG zu treffen. Die Regelung des § 40 Absatz 4a EEG 2023 kann Betreiber zwingen, die Modernisierung zu unterlassen, was den Steigerungsanforderungen nach erneuerbarem Strom und somit dem EEG entgegenläuft.

Es ist nicht erforderlich, für etwaige Ausnahmen von den Bewirtschaftungszielen der EU-Wasserrahmenrichtlinie ein öffentliches Interesse an Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bzw. der Wasserkraft gesetzlich auszuschließen. Denn mit einer zukünftigen Anwendung des neu gefassten § 2 EEG werden freilich nicht alle Ausnahmen von den Bewirtschaftungszielen der EU-Wasserrahmenrichtlinie genehmigt, es bedarf vielmehr weiterhin der gewünschten Einzelfallentscheidung. Auch ein "überragendes" öffentliches Interesse kann im Rahmen der Abwägung nach § 31 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 WHG hinter dem Gewässerschutz als "untergeordnet" zurückstehen. Auch ohne Neuregelung muss nach § 31 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 WHG also im Rahmen einer Abwägung geprüft werden, ob der Gewässerschutz das öffentliche Interesse überwiegt (weil er "übergeordnet" ist). Für die geplante Ergänzung des § 31 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 WHG besteht daher kein Bedarf.

Die Wasserkraft spielt ihre Stärke als speicherbarer Energieträger systemdienlich aus und leistet einen Beitrag zu einer sicheren Stromversorgung. Deshalb dient auch die Überprüfung wasserrechtlicher Grenzen und - soweit ohne wesentliche Beeinträchtigungen möglich - die Schaffung erhöhter Flexibilität zur Systemstabilisierung dem Ziel einer nachhaltigen Stromversorgung. Entsprechende wasserrechtliche Anpassungen sollten unter Einbeziehung der Fach- und Rechtsbehörden als unwesentliche – eventuell befristete – Änderungen möglich sein. Damit könnte die Wasserkraft – wie die Biomasse – kurzfristig einen wertvollen Beitrag als Spitzenlastkraftwerke liefern.

## **7.8 Bioenergie**

Hinsichtlich des geplanten Ausbaupfades für Biomasse erscheint das unveränderte Ausschreibungsvolumen immer noch als deutlich zu gering. Dies ergibt sich u. a. aus der Situation, dass sich auch bestehende Biomasseanlagen nach dem Förderende für eine Anschlussförderung

bewerben können. So kann deren Leistung weiterhin gesichert werden, schmälert aber zahlenmäßig den erwarteten Zubau.

### **7.8.1 §§ 28c und 28d Ausschreibungsvolumen und Ausschreibungstermine**

Zur fundierten Ausgestaltung der §§ 28c und 28d bedarf es zeitnah der Umsetzung der im Koalitionsvertrages und hier in der Gesetzesbegründung referenzierten Erarbeitung einer nachhaltigen Biomasse-Strategie. Diese muss unter Beteiligung der Energiebranche vor Verabschiedung des EEG 2023 abgeschlossen und an dieser Stelle Berücksichtigung finden.

Ziel muss es sein, die Stromerzeugung aus Biomasse in TWh mindestens gleich zu halten oder leicht zu steigern. Ein mehrheitlich aus Biomethan erzeugter Strom bei gleichzeitiger Absenkung der Volllaststunden erfordert einen massiven Leistungszubau. Dabei sind die Vorgaben der EU-Nitratrictlinie sowie des deutschen Düngerechts zu berücksichtigen und durch die Anbaumethoden die Pestizideinträge zu minimieren.

Ebenfalls empfiehlt der BDEW für eine bessere Wettbewerbssituation, dass auch im Jahr 2023 und 2024 jeweils zwei Ausschreibungstermine stattfinden sollten.

Mit einer geplanten Fokussierung auf Biomethananlagen, die vor allem auf Spitzenlast ausgelegt sind, wird sich bei gleichbleibender installierter Leistung die erzeugte Strommenge reduzieren. Folglich ist eine Einschränkung der Inputstoffe (§ 39i Abs. 1) nicht mehr sachgerecht. Denn selbst bei einem Wegfall wird die geringe Stromerzeugung nicht zu einer steigenden Anbaufläche führen.

### **7.8.2 § 39b Höchstwert für Biomasseanlagen**

Hiermit wird der degressive Höchstwert für Biomasseanlagen aus dem EEG 2021 fortgeschrieben. In Verbindung mit der Reduzierung der Bemessungsleistung auf 10 % gemäß § 39m Abs. 2 müsste der Höchstwert allerdings um mind. 2 ct./kWh entsprechend angehoben und die Degression ausgesetzt werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen, vor allem bei steigendem Ausschreibungsvolumen. Zur Sicherstellung eines ausreichenden Wettbewerbs schlagen wir einen automatisierten Mechanismus vor, der bei unterzeichneten Ausschreibungen die Höchstgebotsgrenze erhöht bzw. bei deutlicher Überzeichnung reduziert.

### **7.8.3 § 39e Verlängerung der Realisierungsfristen**

In Übereinstimmung der vom BDEW im KWKG-Teil geforderten Realisierungsfristen sollte auch die Frist von 36 Monaten für Biomasseanlagen auf 60 Monate verlängert werden. Hintergrund sind pandemiebedingte Lieferengpässe und verzögerter Anlagenbau.

#### **7.8.4 § 39k und 39 l Gebote für Biomethananlagen**

Es ist nicht nachvollziehbar, warum Biomethananlagen – also Anlagen, welche mit einem hochwertigen nachhaltig erzeugten erneuerbaren Brennstoff betrieben werden – zwingend ab 2028 auf Wasserstoff umstellbar sein müssen. Eine Synchronisierung mit dem KWKG ist an dieser Stelle nicht erforderlich. Diese Ergänzung ist ersatzlos zu streichen. Im Übrigen siehe dazu die Ausführungen § 6 Abs. 1 Nr. 6 (neu) des KWKG.

#### **7.8.5 § 39m Besondere Zahlungsbestimmungen für Biomethananlagen**

Die weitere Flexibilisierung von Biomethananlagen im Sinne der Flankierung der Stromerzeugung aus EE ist richtig und wichtig. Allerdings wird bezweifelt, dass eine Reduzierung der Bemessungsleistung auf 10 % wirtschaftlich darstellbar ist. Der Einsatz von Biomethan als flexible Erneuerbare Energie zur Deckung von Residuallast und gleichzeitigem Ersatz fossiler Brennstoffe wie Kohle oder Erdgas auf 876 Stunden im Jahr zu begrenzen, ist weder zielführend noch bedarfsgerecht. Dies wirkt einer hohen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien entgegen. Der Prozentsatz sollte gestrichen werden und eine Begrenzung des Einsatzes an der fossilen Residuallast ausgerichtet werden.

### **7.9 Geothermie**

Die Geothermie ist die bisher am wenigsten genutzte Erneuerbare Energie. Um das große Potential als grundlastfähige Technologie im Strom- und Wärmebereich voll auszuschöpfen, sind Anreize zum beschleunigten Ausbau der Geothermie dringend erforderlich. Für die Stromerzeugung kommt nur die tiefe Geothermie in Frage. Sie benötigt vor allem in der Anfangsphase hohe Investitionen und ist daher auf ein höheres Maß an Planungssicherheit angewiesen. Im Koalitionsvertrag wurde vereinbart, die finanziellen Risiken bei der Exploration für Geothermievorhaben durch eine "Fündigkeitsrisikoversicherung" zu senken. Dies ist aus Sicht des BDEW dringend notwendig, da ein Großteil der Kosten durch die Exploration zu einem frühen und mit großen Unsicherheiten behafteten Projektzeitpunkt auftreten.

Der BDEW schlägt darüber hinaus folgende Maßnahmen im Rahmen der EEG-Novelle vor:

- Degressionsmechanismus: Die aktuelle kalendergesteuerte Degression für die Geothermie ist angesichts der bisher geringen installierten Leistung und der damit geringen Belastung des EEG-Kontos – bei gleichzeitig dringend benötigtem Ausbau der Geothermie – für neue Projekte problematisch. Wir schlagen vor, die Degression an die Ausbauziele anzupassen und weiterhin bei einer installierten elektrischen Leistung von Geothermie-Anlagen in Höhe von 120 Megawatt eine Förderdegression einsetzen zu lassen.
- Flexibilitätszuschlag: Mit einem Flexibilitätszuschlag könnten Anreize für den Bau von Geothermie-Anlagen in unterschiedlichen Größenklassen geschaffen werden,

die dementsprechend höhere Flexibilitäten in der Stromerzeugung schaffen. So könnten auch kleine, flexible Anlagen gefördert werden, die an ein Wärmenetz gekoppelt sind. Dies ermöglicht eine wirtschaftliche, bedarfsgerechte Stromerzeugung und setzt Anreize für Investitionen in Speicher. Eine Möglichkeit der Ausgestaltung des Flexibilitätszuschlags wäre eine Anlehnung an § 39h Abs. 2 EEG mit entsprechender Übertragung der Regelungen für die besonderen Zahlungsbedingungen der Biomasse auf die Geothermie bei gleichzeitiger Begrenzung der Höchstbemessungsleistung von Geothermie-Anlagen, ausgestaltet z. B. in zeitlicher Staffelung.

- Um den bürokratischen Aufwand zu reduzieren, sollte nach Genehmigung des Hauptbetriebsplans und Beantragung bei der Bundesnetzagentur die Höhe der Vergütung einmalig für zwei Jahre festgelegt werden. Zudem sollte die Vergütungszusage an die Genehmigung nach BBergG gekoppelt werden. So würden nur Projekte in einem fortgeschrittenen Planungszustand diese Vergütung beantragen.

## 7.10 Mieterstrom

Der vorliegende Entwurf sieht leider keine Verbesserungen für Photovoltaik-Mieterstrom-Modelle vor. Die Umsetzung der Mieterstrom-Modelle bleibt im aktuellen Förderrahmen aufwändig und komplex, auch wenn mit dem Wegfall der EEG-Umlage in Kundenanlagen ein wesentlicher Baustein für die Vereinfachung gelegt ist, wenn es neben Mieterstrom auch Eigenversorgungskonzepte gab. Durch regulatorische Vereinfachungen, die aber meist nicht Gegenstand des EEG sind, muss die neue Bundesregierung die Umsetzung von Mieterstrom-Modellen erleichtern, so dass in diesem wichtigen Segment der Energiewende kurzfristig deutlich höhere Realisierungsraten erreicht werden. Hierzu gehört eine Standardisierung der gesamten Wertschöpfungskette, beginnend bei einer Standardisierung der Neuanlagenprozesse. Es bedarf verbesserter Rahmenbedingungen für alle beteiligten Marktpartner für die unkomplizierte Umsetzung von Mieterstromprojekten im Rahmen von Quartierskonzepten. Darauf aufbauend können weitere Marktprozesse für eine automatisierte und damit effiziente Abwicklung von Mieterstrom geschaffen werden. Es sollte geprüft werden, wo Standardisierungen darüber hinaus schnell umsetzbar und sinnvoll sind. Ein weiterer Hinderungsgrund ist die oft vorliegende Direktvermarktungspflicht für den Überschussstrom aus Mieterstromanlagen. Hier sollte die Zusammenfassung für die Frage der Direktvermarktungspflicht der Zusammenfassung für die Förderfähigkeit („gebäudespezifische Zusammenfassung“ für die 100 kW-Grenze) nach § 21 Abs. 3 EEG 2021 folgen. Auch mit Bezug auf das neu eingeführte Lieferkettenmodell wäre die Schaffung eines „Standardfalles Mieterstrom“ sinnvoll, so dass anstelle der derzeit erforderlichen individuellen Vereinbarungen mit dem Verteilnetzbetreiber, z.B. zu Themen wie Datenaustausch und Datenzähler, standardisierte Lösungen genutzt werden können. Im innerstädtischen Bereich gehören oft auch Nebengebäude oder Garagenanlagen zu den idealen Installationsorten für Photovoltaik-Anlagen.

Der BDEW schlägt daher eine Änderung in EEG § 21 Abs. 3 vor: Die Begriffsbestimmung „Wohngebäude“ sollte künftig auch Nebengebäude zulassen. Dabei ist entscheidend für die Abgrenzung, dass der Strom nicht durch ein Netz geleitet werden darf.

Zudem bleibt durch die Kopplung der Förderfähigkeit beim Mieterstromzuschlag an die Lieferung an einen anderen die messtechnische Unterscheidung von eigen- und fremdverbrauchten Strommengen weiter relevant. Abhilfe könnte hier schaffen, die Unterscheidung zwischen Allgemeinstrom und Letztverbraucherbelieferung aufzulösen oder Allgemeinstromverbräuche zu pauschalisieren, damit sie nicht separat messtechnisch abgegrenzt werden müssen. Die Abgrenzung für stromsteuerrechtliche Belange und die richtige Erfassung der geförderten Mieterstrommengen sollten im StromStG und beim Photovoltaik-Mieterstromzuschlag insbesondere in der Variante des Lieferkettenmodells vereinfacht werden. Der Rollout mit intelligenten Messsystemen wird hier deutliche Vereinfachungen bringen. Ebenso wie beim Prosuming müssten auch für den Mieterstrom hier die EnWG-seitigen Anforderungen an Lieferanten überprüft und vereinfacht werden, ohne dabei aber die wichtige Rolle des Stromlieferanten für eine sichere Versorgung aufzugeben.

Flankierend zu prüfen ist außerdem, ob EnWG- oder MsbG-seitige Änderungen die Gesamtabrechnung und Behandlung von Mieterstromkonzepten deutlich vereinfachen könnten. Dabei spielt u.a. eine Rolle, ob alle Zähler mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden und damit die gesamte Bilanzierung und Abrechnung vereinfacht werden kann.

### **7.11 Umgestaltung der bisherigen Photovoltaik-Eigenversorgung zu einem umfassenden regulatorischen Rahmen für Prosuming**

Künftig wird die Energieversorgung dezentraler werden und die Bürger sowie Gewerbe und Industrie nehmen als Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen aktiv an der Umsetzung der Energiewende teil. Prosuming ist zudem unumgänglich, um die Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den Ballungsräumen zu erschließen. Außerdem ist das Prosuming entscheidend, um die Sektorkopplung voranzutreiben. Aufgrund dieser zu erwartenden positiven Auswirkungen befürwortet der BDEW eine Ausweitung von Prosuming.

Für den Prosumer sollten bestimmte Anreize und Pflichten bestehen, Anforderungen an die Netz- und Systemdienlichkeit zu erfüllen. Dabei sollte auch in Zukunft ein wirtschaftlicher Betrieb für die verschiedenen Prosuming-Modelle möglich sein. Gleichzeitig sollten Prosumer verursachungsgerecht an den Kosten des Energieversorgungssystems (z.B. Netzkosten, gesicherte Leistung, Systemdienste) beteiligt werden.

Die Grenze eines Prosuming-Konzeptes ist dabei der Anschluss ans öffentliche Netz. Stromerzeugung, -verbrauch und beispielsweise auch Speicherung erfolgen also hinter einem definierten Netzanschlusspunkt an das öffentliche Versorgungsnetz. Das Prosuming darf allerdings

außer EE-Erzeugungsanlagen nur den Neubau hocheffizienter Anlagen befördern und es soll zur Erreichung des Klimaneutralitätsziele beitragen.

Um diese Potenziale zu erschließen, muss Prosuming vereinfacht werden. Die Absenkung der EEG-Umlage auf null zum 1. Juli 2022 und die Umgestaltung der Umlagensystematik durch das Energie-Umlagen-Gesetz sind ein erster Schritt hierfür. Auch im Übrigen darf das Merkmal der Personenidentität kein Hemmnis mehr für das Prosuming im Übrigen darstellen (bspw. in Form von Anforderungen an Versorger nach EnWG).

Hinter dem Netzanschlusspunkt sind noch erhebliche Vereinfachungen notwendig, um das Prosuming nicht durch unnötige bürokratische Anforderungen bei Messung, Abrechnung, Finanzierung und Anmeldung zu hemmen. Im Hinblick auf Prosuming im bisherigen SLP-Bereich sollte zügig eine BSI-Markterklärung für Prosumer-Anwendungsfälle erfolgen, damit auch tatsächlich intelligente Messsysteme im Rahmen des Rollouts verbaut werden können, die attraktive Kundenprodukte standardisiert im Massenmarkt mit Kleinstmengen ermöglichen.

Vor diesem Hintergrund muss – insbesondere mit einem zunehmenden Anteil von Prosumern – bei der notwendigen Überarbeitung der Netzentgeltsystematik darauf geachtet werden, dass die Prosumer einen verursachergerechten Beitrag zur Finanzierung der Netzinfrastruktur leisten und gleichzeitig die Flexibilitäten der Prosumer netz-, system- und marktdienlich eingesetzt werden.

Der BDEW begrüßt daher die im "Energie-Umlagen-Gesetz" vorgesehene Vereinheitlichung der EEG-Umlage, der KWK-Umlage und der Offshore-Netz-Umlage und damit das Entfallen der EEG-Umlage ab 1. Januar 2023 für jegliche Letztverbräuche vor Einspeisung in ein Netz, also insbesondere in Kundenanlagen.

### **7.12 Stromkennzeichnungsrelevante Änderungen ab dem Bilanzierungsjahr 2023**

Der im Fachgespräch des BMWK am 3. März 2022 vorgestellte Vorschlag zur Anpassung der Stromkennzeichnung ab dem Bilanzierungsjahr 2023 sieht eine Beibehaltung der Ausweisung des EEG-Anteils im Bundesdeutschen Strommix, jedoch eine Anpassung der Ausweisung des EEG-Anteils in der Produktkennzeichnung vor. Zukünftig soll sich der EEG-Anteil in der Produktkennzeichnung an dem EEG-Anteil im Bundesdeutschen Strommix ausrichten. Der BDEW stimmt dieser Vorgehensweise mit Einschränkungen zu.

Die Anpassung bietet einige Vorteile. Es gäbe in Zukunft keine Differenzierung des EEG-Anteils nach Verbrauchergruppen bzw. Privilegierungstatbeständen und keinen Unterschied des EEG-Anteils in der Produktausweisung und dem Bundesdeutschen Strommix mehr. Dies fördert erheblich die Nachvollziehbarkeit für Letztverbraucher mit einer einhergehenden Komplexitätsreduktion für Energieversorger bei der Erstellung der Stromkennzeichnung.

Dennoch gibt der BDEW zu bedenken, dass die vorgesehene Regelung ggf. nicht zukunftsfest ist. Die bisher bekannten Änderungsvorschläge zur Revision der RED II sehen die Einführung von Herkunftsnachweisen für geförderte Erneuerbare Energien vor. Sofern zukünftig eine Ausstellung von geförderten Herkunftsnachweisen erfolgt und parallel an einer Ausweisung eines fixen EEG-Anteils in Anlehnung an den Bundesdeutschen Strommix festgehalten wird, gäbe es eine Doppelvermarktung/Doppelzählung der betreffenden Energiemengen. Eine erneute Anpassung der Stromkennzeichnungssystematik wäre innerhalb eines kurzen Zeitraums erforderlich und würde wiederholten Anpassungsaufwand nach sich ziehen. Dies gilt es zu vermeiden.

An einer bereits lang kritisierten Vorgabe wird vermutlich weiterhin festgehalten. Bisher sind Versorger verpflichtet, für 100 % ihres Absatzvolumens die Stromkennzeichnungsmenge aktiv zu ermitteln bzw. aktiv zu beschaffen (z. B. in Form von Herkunftsnachweisen), um die jeweiligen Energieträgeranteile dann nachträglich entsprechend des EEG-Anteils im Bundesdeutschen Strommix anteilig zu reduzieren. Die anteilige **Verdrängung von Stromkennzeichnungsattributen** (insbesondere des Anteils „erneuerbare Energien mit Herkunftsnachweis, nicht finanziert aus der EEG-Umlage“) führt zur Nichtausweisung entwerteter Herkunftsnachweise für erneuerbare Strommengen. Derzeit findet faktisch eine „Überentwertung“ von Herkunftsnachweisen für erneuerbare Strommengen statt. Dies ist methodisch weder konsistent noch nachvollziehbar. Eine Anpassung des Bilanzierungsansatzes für Grünstromprodukte würde diese Inkonsistenz beheben und eine mögliche Nutzung der bisher verdrängten Herkunftsnachweise im Rahmen der von der Bundesregierung angestrebten Sektorenkopplung ermöglichen. Der BDEW spricht sich daher bei Grünstromprodukten für die Entwertung von Herkunftsnachweisen in der Höhe der Differenz von 100 % - EEG-Anteil für die entsprechenden Strommengen aus.

Der BDEW bittet um **Aufnahme einer Umsetzungsfrist**, welche klarstellt, dass die neuen Vorgaben zur Stromkennzeichnung erst ab der Veröffentlichung im Jahr 2024 für das Bilanzierungsjahr 2023 wirksam werden. Es ist weiterhin auszuschließen, dass eine Rückkehr zum bestehenden System erfolgt, wenn zukünftig die EEG-Umlage wieder anfallen sollte.

Einer **Umbenennung der Energieträgerdeklaration** [von erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage in erneuerbare Energien, gefördert nach dem EEG; erneuerbare Energien mit Herkunftsnachweis, nicht finanziert aus der EEG-Umlage in erneuerbare Energien mit Herkunftsnachweis, nicht gefördert nach dem EEG sowie Mieterstrom, finanziert aus der EEG-Umlage in Mieterstrom, gefördert nach dem EEG] stimmt der BDEW zu.

Im Vorfeld wurde durch das Umweltbundesamt eine **Vorverlegung der Frist zur Veröffentlichung der Stromkennzeichnung** zum 01. Juli eines Jahres für das vorangegangene Bilanzierungsjahr angeregt. Der BDEW stimmt einer möglichen Vorverlegung bei Einhaltung nachfolgender Prämissen zu:

- Erstmalige Fristverkürzung umsetzbar zum 01. Juli 2024 für das Bilanzierungsjahr 2023
- Fristverkürzung muss sich an den Bereitstellungsterminen für die für die Stromkennzeichnung zugrundeliegenden Daten orientieren; sofern alle notwendigen Daten vorliegen, bedarf es einer Zeitspanne von 6 Wochen für die Erstellung der Stromkennzeichnung, Druck und Veröffentlichung
- Festlegung des EEG-Anteils im Bundesdeutschen Strommix und Produktmix auf Basis von prognostizierten Daten. Fristverkürzung ist möglich, wenn EEG-Anteil nicht mehr an Veröffentlichung der EEG-Jahresabrechnung zum 31. Juli gekoppelt ist.

Neben den vorgesehenen Anpassungen setzt sich der BDEW für nachfolgende Änderungen ein, welche bereits anlässlich der EnWG-Novelle 2021 gefordert wurden:

### **7.13 Abschaffung der Ausweisung des verbleibenden Energieträgermixes**

Mit Anpassung des Gesamtenergieträgermixes im Rahmen der EnWG Novelle stellt der bei einer Produktdifferenzierung gem. § 42 Abs. 3 zu veröffentlichende „verbleibende Energieträgermix“ keinen nachvollziehbaren Mehrwert für den Endkunden mehr dar. Vielmehr sollte die Stromkennzeichnung sich auf die für den Letztverbraucher relevanten Informationen fokussieren. Die Stromkennzeichnung gegenüber Letztverbraucher sollte sich demnach auf zwei (maximal drei) Energieträgermixe beschränken (Gesamtunternehmensmix, Produktmix bzw. Energieträgermix des mit dem Letztverbraucher vertraglich vereinbarten bzw. gelieferten Stromproduktes sowie die bundeseinheitliche Vergleichsgröße).

### **7.14 Forderung einer optionalen Möglichkeit zur Grünstellung von selbst beschafften und eigenerzeugten Strommengen durch Letztverbraucher ohne Lieferanten-Beteiligung (gilt für Strommengen ohne konkretem Lieferverhältnis mit einem Lieferanten)**

Sofern Letztverbraucher ohne Lieferantenbeteiligung eigenständig Energiemengen (z. B. an der Börse) beschaffen oder Energiemengen selbst erzeugen, besteht für diese Letztverbraucher zum aktuellen Zeitpunkt keine optionale Möglichkeit der Grünstellung dieser Energiemengen (z. B. über Herkunftsnachweise). Aktuell ist auch die Entwertung von Herkunftsnachweisen durch Lieferanten für deren Eigenbedarf oder für die Belieferung von selbst betriebener Ladeinfrastruktur nicht zulässig. Die Unternehmen können aufgrund dessen eventuelle selbst auferlegte Nachhaltigkeitskriterien oder gesetzliche Vorgaben zum Fördernachweis nicht erfüllen. Der Gesetzgeber sollte daher die EEG-Novelle als Anlass nehmen auch für diese Letztverbraucher eine optionale Grünstellung entsprechender Strommengen zu ermöglichen. Eine Umsetzung kann über den Nachweis bzw. Entwertung von Herkunftsnachweisen im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes erfolgen. Entsprechenden Letztverbrauchern müsste die Möglichkeit eingeräumt werden, ein Konto im Herkunftsnachweisregister

anlegen und Herkunftsnachweise selbst oder über einen Dienstleister entwerten zu können. Zusätzlich sollte auch die Möglichkeit eingeräumt werden, dass aus bestehenden Konten im Herkunftsnachweisregister eine Entwertung für den Eigenbedarf zulässig ist. Hierfür wäre aus Sicht des BDEW eine Anpassung der HkRNDV erforderlich. Eine standardisierte Nutzung von Herkunftsnachweisen würde die Bedeutung der Herkunftsnachweise nachhaltig stärken und einen Zubau von ungeförderter Erneuerbarer Energien zusätzlich anreizen. Die bestehende Stromkennzeichnungspflicht der Lieferanten für die von ihnen an Letztverbraucher gelieferten Energiemengen bleibt davon unberührt.

### **7.15 Forderung einer optionalen Möglichkeit zur Grünstellung von Netzverlustenergie durch Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber**

Da Netzverlustenergie nach Auffassung des Umweltbundesamtes kein Letztverbrauch im Sinne der Stromkennzeichnung darstellt, besteht derzeit für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber keine Möglichkeit der optionalen Grünstellung dieser ausschreibungspflichtigen Energiemengen. Ebenfalls besteht derzeit eine rechtliche Grauzone, ob Lieferanten für Netzverlustenergie Herkunftsnachweise entwerten dürfen. Bisher gilt hier nach Auffassung des BDEW lediglich eine Informationspflicht zur Übermittlung eines entsprechenden Handelsmixes. Faktisch ist damit ein bedeutender Teil des Stromsystems von der Integration Erneuerbarer Energien ausgeschlossen. Gleichzeitig verdeutlicht die Zunahme entsprechender Auswahlkriterien im Rahmen von Konzessionsverfahren die Forderung in der Gesellschaft nach einem nachhaltigen Netzbetrieb. Der Gesetzgeber sollte daher die EEG-Novelle als Anlass nehmen auch für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber eine optionale Grünstellung entsprechender Strommengen zu ermöglichen. Eine Umsetzung kann ebenfalls über die Entwertung von Herkunftsnachweisen im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes erfolgen. Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sollte daher die Möglichkeit eingeräumt werden, ein Konto im Herkunftsnachweisregister anlegen und Herkunftsnachweise selbst oder über einen Dienstleister entwerten zu dürfen. Auch hier wäre aus Sicht des BDEW eine Anpassung der HkRNDV erforderlich. Eine standardisierte Nutzung von Herkunftsnachweisen würde den Zubau von ungeförderter Erneuerbarer Energien zusätzlich anreizen, ohne eine diskriminierungsfreie Ausschreibung von Verlustenergie zu gefährden.

### **7.16 Juristische Anmerkungen zu Art. 2 und notwendige Änderungen des EEG 2021**

#### **§§ 1 und 3 – Definition und Begriffsdefinitionen**

In der Überschrift zu § 1 sollte "Zweck" gestrichen werden, wenn im Übrigen nur das Ziel ausdrücklich genannt ist.

Der BDEW bittet das BMWK zu prüfen, ob die Streichung der Definition des „Stroms aus Kraft-Wärme-Kopplung“ sinnvoll ist (Fördervoraussetzungen für Biomasse).

In § 3 Nr. 47 „Unternehmen in Schwierigkeiten“ sollte bereits klargestellt werden, wie der negative Nachweis hierfür durch den Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber zu erbringen ist, etwa durch Übernahme der Eigenerklärungsvariante aus § 30 Abs. 2a EEG-E, der aber nur für ausschreibungspflichtige Anlagen gilt.

### **§ 6 – Kommunale Beteiligung an EEG-Anlagen**

Art. 2 Nr. 7 sieht vor, die Prämisse zu streichen, dass für die Windenergieanlagen an Land eine finanzielle Förderung nach dem EEG oder den EEG-VO in Anspruch genommen wird. Der BDEW begrüßt dies ausdrücklich im Sinne einer Öffnung der Regelung für PPA und temporäre (anteilige) sonstige Direktvermarktung. Allerdings soll diese Änderung zwar auch für Bestandsanlagen, aber erst zum 1. Januar 2023 in Kraft treten und sorgt daher bis dahin zumindest im Falle von temporärer (anteiliger) DV im Falle von ansonsten gesetzlich geförderten Anlagen weiterhin für Unklarheit. Daher regen wir an, zumindest für diesen Fall eine entsprechende Klarstellung durch Art. 1 für die 2. Jahreshälfte 2022 einzuarbeiten und zu prüfen, ob eine rückwirkende Klarstellung zum 1. Januar 2021 aufgenommen werden kann.

In § 6 Abs. 5 EEG-E sollte der Gesetzgeber klarstellen, ob die „Inanspruchnahme“ einer finanziellen Förderung meint,

- dass tatsächlich Zahlungen fließen, also der Erstattungsanspruch nicht besteht, wenn die Marktprämie Null (bspw. wegen hoher Strompreise) dazu führt, dass keine Zahlungen zu leisten sind oder
- ob die Erstattung nur dann nicht möglich ist, wenn gar kein Anspruch bestehen kann, also in der sonstigen Direktvermarktung

Die Begründung des Entwurfs ist hier nicht eindeutig, da sie einerseits auf „tatsächlich erhaltene finanzielle Förderungen“ abstellt, andererseits auf die Vermarktungsform der sonstigen Direktvermarktung Bezug nimmt.

### **§ 8 – Anschluss von EEG-Anlagen**

In § 8 Abs. 5 Satz 2 EEG 2021 sollte in der Regelung zum Anschluss von Anlagen bis 10,8 kW klargestellt werden, wie sich die Grenze von 10,8 kW berechnet. Soll hier der Maßstab das einzelne Netzanschlussbegehren sein oder erfolgt eine Zusammenfassung von mehreren Netzanschlussbegehren gem. § 24 Abs. 1 oder 2 oder § 9 Abs. 3 EEG analog? Soll ggf. die Leistung des Netzanschlussbegehrens mit der am gewünschten Anschlusspunkt bereits realisierten Leistung zusammengefasst werden? Nach Auffassung des BDEW müssen die nach § 10 Abs 2 EEG 2012 iVm § 49 EnWG maßgeblichen technischen Regeln auch bei einem Anschluss in diesen Fällen aber auf jeden Fall eingehalten werden.

Darüber hinaus bedarf es einer Regelung, dass räumlich zusammenhängende Wind- und Solarparks eines Antragsstellers nicht künstlich vom Antragsteller im Nachhinein für ggf. mehrere

Anschlüsse getrennt werden und somit der Grundsatz der gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise der Anschlussprüfung nach § 8 EEG in Frage gestellt wird.

### **§ 9 – Ausnahme für Plug-in-PV-Anlagen, keine Anhebung der Leistungsgrenzen**

Der BDEW bittet darum, für Neuanlagen vor Markterklärung keine Pflicht zur Ausstattung von Kleinstanlagen (Plug-in-PV-Anlagen, bspw. bis 1 kW) mit Steuerungstechnik vorzusehen. Die Umsetzung ist unverhältnismäßig, kann vom Netzbetreiber nicht kontrolliert werden und wird mit entsprechender Markterklärung ohnehin obsolet, da die Anlagen dann nur noch sichtbar sein müssen.

Zudem weist der BDEW erneut darauf hin, dass es über die Verordnungsermächtigung des § 95 Nr. 2 EEG nicht zu einer Absenkung der Leistungsschwellen für verpflichtende Steuerbarkeit unter 25 kW kommen sollte. Eine solche Absenkung wäre weder notwendig noch sinnvoll. Die Sichtbarkeit der Anlagen reicht aus Sicht des BDEW hier aus. Zudem würde eine nachträgliche Pflicht zur Steuerung gerade im Kleinstanlagensegment die Wirtschaftlichkeit gefährden und die Planung des kommenden Rollout durch die grundzuständigen Messstellenbetreiber zurückwerfen.

### **§ 10b – Vorgaben zur Direktvermarktung**

Bei der Streichung des § 10b Abs. 2 Satz 2 Nr. 3 EEG 2021 müsste klargestellt werden, ob diese Streichung nur für Neu- oder auch Bestandsanlagen gelten soll.

Für eine rechtssichere Abwicklung wird bei Streichung von Nr. 3 angeregt, im Gesetzestext klarzustellen, dass die Möglichkeit zwischen Direktvermarkter und Anlagenbetreiber bei Volleinspeisungsanlagen bis 100 kW von der marktorientierten Sichtbarkeit und Steuerbarkeit abzuweichen, sich nur darauf bezieht und nicht auf die Anforderung, die direkt vermarktete Anlagen viertelstündlich zu messen und zu bilanzieren. In der Praxis gibt es oft nur eine Messeinrichtung, die vom Netzbetreiber und Direktvermarkter gleichermaßen genutzt wird. Hierfür bietet es sich an, hier § 10b Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 EEG 2021 anzufügen, dass § 21b Abs. 3 unberührt bleibt.

Der BDEW regt für § 10b zudem an, die „sonstige Direktvermarktung“ insbesondere für PPA-Anlagen insoweit aus den Vorgaben des § 10b EEG 2021 herauszunehmen, als die Abrufung der Ist-Einspeisung und die ferngesteuerte Regelung der Einspeiseleistung verpflichtend durch den Direktvermarkter ist. Aus unserer Sicht ist die verpflichtende Vorhaltung erstens nicht erforderlich, weil die Direktvermarkter diese technischen Vorgaben ohnehin fordern werden, wenn sie sie für notwendig halten. Zweitens stellt sich die Frage, welche rechtliche Konsequenz die Nichteinhaltung dieser Regelung haben soll. Auch Überschuss-Anlagen bis 100 kW, in jedem Fall aber Kleinstanlagen (etwa bis 15 kW) sollten nach § 10b Abs. 2 Nr. 2 EEG die Möglichkeit erhalten, von der verpflichtenden Sichtbarkeit und Steuerung abzuweichen. Dies gilt insbesondere für ausgeförderte Anlagen, die so einen viel höheren Anreiz hätten, einen

marktlichen Weg für den Weiterbetrieb zu wählen. Insgesamt sind die Investitionen für den marktlichen Weiterbetrieb von ausgeförderten Anlagen so gering wie möglich zu halten, insofern sollte unbedingt auch von erhöhten messtechnischen Anforderungen abgesehen werden (z.B. rLM-Messung). Für die Etablierung der Prosumer als aktiver Marktteilnehmer kann dieses Segment von großer Bedeutung sein, ist schnell zu generieren und kann die Energiewende treiben. Zudem handelt es sich hier um Anlagen, die bereits seit 20 Jahren ohne Fernsteuerbarkeit einspeisen. Das Ende der Förderungsphase und damit die Überführung in einen Regelbetrieb ohne Förderung sollte keineswegs durch überhöhte Anforderungen in Form von Pflichten zur Fernsteuerbarkeitsumrüstung behindert werden.

### **§ 19 EEG Abs. 4 EEG „Unternehmen in Schwierigkeiten“**

Hier werden die Verantwortung und Prüfpflichten der Netzbetreiber enorm ausgeweitet. Es muss klar und akzeptiert sein, dass die Netzbetreiber hier ausschließlich eine Eigenerklärung des Anlagenbetreibers fordern und nachhalten können (siehe hierzu auch den Vorschlag, diesen Nachweis direkt bei der Begriffsdefinition aufzunehmen). Weitere Prüfungen oder Nachforschungen wird der Netzbetreiber, insbesondere aufgrund der steigenden Neuanschlussanfragen sowie dem steigenden jährlichen Aufwand bei Bestandsanlagen hinsichtlich der Einreichung jährlicher Nachweise (z.B. Innovationsanlagen, kommunale Beteiligung, Bürgerenergie, Konformitätserklärungen Bio, BioSt NachV, Bürgerenergiegesellschaften), nicht leisten können. Wir schlagen daher zur Entbürokratisierung und Entlastung der Netzbetreiber vor:

- Anlagenbetreiber gibt im MaStR eine Erklärung ab (Pflichtfeld)
- Bei Nicht-Ausfüllen der Angabe ist eine Registrierung nicht möglich
- Bei Nicht-Registrierung entfällt der Auszahlungsanspruch
- Behörden können auf Anhabe aus dem MaStR zugreifen

Jedenfalls muss eine Nachweisführung mittels Eigenerklärung bei Inbetriebnahme der Anlage und Selbstverpflichtung des Anlagenbetreibers entsprechend der Neuregelung in § 30 Abs. 2a EEG 2023 als ausreichende Nachweisführung auch für § 19 Abs. 4 und 5 EEG 2023 festgeschrieben werden.

### **§ 21c Abs. 1 Satz 3 i.V. mit § 23b Abs. 6 (neu) – Bilanzierung von ausgeförderten Anlagen**

Der BDEW regt an, dass die genannten Bestimmungen dahingehend geändert werden, dass

- ausgeförderte Anlagen ohne Anspruch auf Anschlussförderung als letzte Option (keine andere zulässige Zuordnung) im EEG-Bilanzkreis des Netzbetreibers geführt werden dürfen und

- die Anlagen dann insoweit als „vergütet“ gelten (Doppelfiktion), dass der Netzbetreiber keinen Wertersatz in den Fällen des § 21c Abs. 1 Satz 3 EEG 2021 leisten muss, wenn im Übrigen kein Anspruch nach § 23b EEG 2021 besteht.

Dies entspricht dem Grunde nach der praxisorientierten Lösung im BNetzA-Hinweis zur Zuordnung von ausgeförderten Anlagen, sollte aber auch entsprechenden Niederschlag im Gesetz finden. So werden die wenigen EEG-Anlagen, bei denen der Anlagenbetreiber sich nicht um eine Direktvermarktung kümmert, durch diese Regelung rechtssicher für den Netzbetreiber „aufgefangen“. Nach überwiegender Rechtsauffassung im BDEW ist andernfalls eine entsprechende Verbuchung im EEG-Bilanzkreis des Netzbetreibers nicht möglich.

### **§ 22b Abs. 5 – Nachweis des Förderausschlusses**

Der befristete Förderausschluss von Mitgliedern und Anteilseignern von Bürgerenergiegesellschaften sowie verbundenen Unternehmen kann vom Verteilnetzbetreiber nicht überprüft werden. Es sollte daher klargestellt werden, wie ein Missbrauch ausgeschlossen werden soll.

### **§ 23d i.V. mit Anlage 1 EEG 2021: Marktprämienberechnung bei Förderzonen**

Im Referentenentwurf ist aktuell weder eine Änderung in § 23d noch in Anlage 1 EEG 2021 dahingehend vorgesehen, um klarzustellen, wie gezonte Förderungen/Vergütungen berechnet werden, wenn eine oder mehrere Förderzonen auf null gesetzt werden, wenn der Monatsmarktwert den „anzulegenden Wert“ einer EEG-Anlage bzw. eine Vergütungskategorie, die auf die Anlage anzuwenden ist, übersteigt. Dies muss sowohl für die Zukunft klargestellt werden, also auch in Art. 1 des Gesetzentwurfs mit Wirkung für das Einspeisungsjahr 2022. Aktuell sind Rechtsstreitigkeiten zwischen Anlagen- und Netzbetreibern in erheblichem Umfang wahrnehmbar, weil viele Anlagenbetreiber die von den ÜNB vorgelegte Methodik der „anlagenbezogenen Betrachtungsweise“ anstelle der „förderzonenbezogenen Betrachtungsweise“ nicht akzeptieren. Für entsprechende Bestandsanlagen wird dieses Problem für ihre weitere Förderzeit existieren, da Anlage 1 EEG 2021 den Wechsel vom Monatsmarktwert zum Jahresmarktwert nur für Neuanlagen vorsieht.

### **§ 24 EEG 2021**

#### **Gesetzliche Klarstellung der gewillkürten Vorrangregelung**

In § 24 EEG 2021 oder einer anderen, parallelen Regelung sollte klargestellt werden, dass die gewillkürte Vorrangregelung - wie gesetzlich für § 61l EEG 2021-2 festgelegt - generell zulässig ist, wenn der Anlagenbetreiber sie vor Erzeugung/Einspeisung des Stroms ausübt. Anderenfalls existiert gerade für die Einspeisung weiterhin das BGH-Urteil vom 4. März 2015 (Az. VIII ZR 110/2014), das in Rdn. 42 willkürliche Zuordnung von Strommengen durch den Anlagenbetreiber grundsätzlich ausgeschlossen hatte:

*Zugunsten des Klägers wirkt sich auch nicht aus, dass er nur einen Teil des Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung und aus nachwachsenden Rohstoffen erzeugt, der im Übrigen erzeugte und eingespeiste Strom aber nicht förderfähig ist. Die eingespeisten (förderfähigen und nicht förderfähigen) Strommengen lassen sich physikalisch nicht trennen. Ein von der Revision geltend gemachtes Wahl- oder Leistungsbestimmungsrecht des Klägers, (fiktiv) nur förderfähigen Strom aus Biomasse einzuspeisen, den nicht förderfähigen Strom hingegen dem Eigenverbrauch vorzubehalten, findet keine Stütze im Gesetz.*

Da die Klarstellung nur im neugefassten § 61l EEG 2021 enthalten ist, könnte hieraus abgelesen werden, dass sie im Übrigen nicht zulässig ist (e contrario-Argumentation).

### **Zusammenfassung von Windenergieanlagen**

Gemäß der Begründung des Referentenentwurfs soll die Ausweitung der Geltung des § 24 Abs. 2 EEG 2021 von Solar-Freiflächenanlagen auf Windenergieanlagen an Land dazu dienen, die Leistungsschwelle für Bürgerenergieanlagen von 18 MW zu berücksichtigen. Der BDEW bittet insoweit aber zu bedenken, dass dann nur solche Windenergieanlagen an Land leistungsseitig zusammengefasst werden dürfen, die Bürgerenergieanlagen nach § 22b EEG-E sind. Daher muss der Einschub wie folgt formuliert werden:

*„oder Windenergieanlagen an Land, sofern sie von Bürgerenergiegesellschaften nach § 2b betrieben werden“.*

Ansonsten würden Bürgerenergie-Anlagen auch mit anderen Windenergieanlagen an Land zusammengefasst werden.

### **§ 24 Abs. 3– Klarstellung bei verschiedenen Förderregimen**

Der BDEW fordert, dass vor dem letzten Halbsatz folgender Einschub erfolgt:

***„müssten hiernach im Falle einer gemeinsamen Messeinrichtung verschiedener Windenergieanlagen sowohl der Standortertrag als auch der Referenzertrag zu Grunde gelegt werden, ist für diese gemeinsame Messung nur der jeweilige Referenzertrag sämtlicher Windenergieanlagen maßgeblich.“***

Der Einschub dient der rechtssicheren und sachgerechten Abrechnung von Windenergieanlagen in „gemischten“ Sachverhalten, also bei gemeinsamer Messung und Abrechnung von ausschreibungspflichtigen und gesetzlich geförderten Anlagen.

### **§§ 28 ff. EEG 2021 einschl. Übergangsregelungen**

Der BDEW tritt für eine vorübergehende, 12-monatige Verlängerung der Realisierungsfrist der technologiespezifischen Ausschreibungen bei PV und Wind an Land sowie auch bei Innovationsausschreibungen für erneuerbare Energien (§ 39n EEG 2021) ein. Gründe hierfür sind die pandemiebedingten Lieferengpässe (reduzierte Produktion in China, geringere Transportkapazitäten, Lieferschwierigkeiten bei den Trafos etc.). Insbesondere bei PV droht bereits nach 18

Monaten die Absenkung des Zuschlagswertes um 0,3ct/kWh und nach 24 Monaten der Verlust des Zuschlags. Eine aufgrund der Pandemieumstände nicht realisierte EEG-Anlage ist nach BDEW-Sicht weiterhin schlechter als eine später realisierte EEG-Anlage.

Hinzu kommt, dass § 104 Abs 8 EEG 2017 für nicht erloschene Zuschläge, die in den **Ausschreibungen vor dem 1. März 2020** erteilt wurden, zahlreiche Fristen um einen Zeitraum von jeweils sechs Monaten verlängert, mit Rücksicht auf pandemiebedingte Verzögerungen. § 100 Abs. 11 EEG 2021 verlängert wiederum nur

- für Solaranlagen des ersten Segments und
- die Zuschläge in den Ausschreibungen mit einem **Gebotstermin in dem Jahr 2021 oder 2022**

die Realisierungsfristen. Es fehlen hier damit Zuschlagserteilungen aus dem Zeitraum März 2020 bis Ende Dezember 2020 für Solaranlagen (des ersten Segments) und generell Zuschlagserteilungen ab dem 1. März 2020 unabhängig vom entsprechenden Energieträger. Diese Anlagen sind gleichermaßen von den fortdauernden Pandemiebedingungen betroffen.

Zusätzlich dazu sollte für Flutgebiete in 2021 ein Sonderrecht für Anlagenbetreiber gewährt werden, eine weitere Verlängerung der Realisierungsfrist bei der BNetzA zu beantragen, ggf. nach PLZ der Belegenheit der künftigen Anlage.

### **§ 36j EEG – Zusatzgebote für Windausschreibungen**

In § 36j EEG 2021 sollte klargestellt werden, zu welchem Zeitpunkt Zusatzgebote abgegeben werden dürfen. Der Wortlaut sagt einerseits "Gebote für bezuschlagte Windenergieanlagen an Land **nach deren Inbetriebnahme**" und andererseits "wenn die installierte Leistung der Anlagen um mehr als 15 Prozent erhöht wird **oder werden soll**". Ersteres spricht für Notwendigkeit der Inbetriebnahme vor Gebotsabgabe, letzteres dafür, dass das Gebot auch vor der Inbetriebnahme abgegeben werden darf. Da die Anforderung der Zulässigkeit der Gebotsabgabe nach Inbetriebnahme der Anlage einen Ausschluss der Gebotsabgabe vor Inbetriebnahme der Anlage darstellen kann, sollte dies präzisiert werden.

### **§§ 38 ff. – Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments**

§ 38b Abs. 1 EEG-E sieht eine Erhöhung des „anzulegenden Wertes“ als Gebotswert aus der Ausschreibung für Solaranlagen des ersten Segments, wenn es sich bei der Solaranlage um eine besondere Solaranlage nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a oder b EEG 2021 handelt und die Anlage horizontal aufgeständert ist. Hier ist unklar, ob diese Regelung in den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments wirken soll, oder in den – insoweit nicht unter §§ 38 ff. EEG 2021 fallenden – Ausschreibungen für besondere Solaranlagen. Dies sollte klargestellt werden. Wenn Letzteres der Fall ist, sollte es in § 39n EEG oder in die

Innovationsausschreibungsverordnung eingearbeitet werden. Wenn die Regelung ausschließlich für Ausschreibungen des ersten Segments gelten soll, sollte sie wie folgt formuliert werden:

*„Wenn es sich bei der Solaranlage, die in einer Ausschreibung von Solaranlagen des ersten Segments einen Zuschlag erlangt hat, um eine besondere Solaranlage nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a oder b handelt und die Anlage horizontal aufgeständert ist, erhöht sich der anzulegende Wert nach Satz 1 um 0,5 Cent pro Kilowattstunde.“*

Gleiches gilt für den Text der beabsichtigten Einfügung des neuen § 38h.

Die Überschrift von § 38c „Gebote für Solaranlagen des zweiten Segments“ ist irreführend, da hier in Abs. 2 im Textentwurf etwas zum ersten Segment geregelt werden soll.

#### **§ 40 Abs. 2 – „Erhöhung des Leistungsvermögens“**

Wie bisher besteht der Förderanspruch auch bei Erhöhung des Leistungsvermögens der Anlage. In der Gesetzesbegründung wird aber mehrmals der Begriff „Leistungserhöhung“ verwendet. Es sollte daher zumindest in der Gesetzesbegründung deutlich klargestellt werden, ob mit Erhöhung des Leistungsvermögens die Erhöhung des Regelarbeitsvermögens oder der installierten Leistung gemeint ist.

#### **§ 40 Abs. 4a neu – Einhaltung der WHG-Anforderungen**

Der neu einzufügende § 40 Abs. 4a sollte der Klarstellung halber wie folgt formuliert sein:

*„(4a) Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 in Verbindung mit Absatz 1 oder Absatz 2 entfällt, solange die Anforderungen der wasserrechtlichen Zulassung oder im Fall einer Bescheinigung nach Absatz 2 Satz 4 Nummer 2 die Anforderungen nach den §§ 33 bis 35 des Wasserhaushaltsgesetzes in nicht unerheblichem Umfang nicht eingehalten werden und dies durch die zuständige Wasserbehörde gegenüber dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber festgestellt wurde; **Halbsatz 1 ist anzuwenden mit Zugang der Feststellung beim Netzbetreiber.** Die Feststellung nach Satz 1 muss Angaben enthalten, wie der Verstoß gegen die Anforderungen geheilt werden kann. Die zuständige Wasserbehörde muss auf Antrag des Anlagenbetreibers die Feststellung nach Satz 1 mit Wirkung für die Zukunft aufheben, wenn der Anlagenbetreiber nachweist, dass die Anforderungen der Feststellung zur Heilung des Verstoßes nach Satz 2 erfüllt werden; **im Falle von Halbsatz 1 ist die Aufhebung auch gegenüber dem Netzbetreiber bekanntzumachen; ab dem Datum der Bekanntmachung ist Satz 1 nicht mehr anzuwenden.**“*

#### **§ 48 Abs. 1a – Deckelung des anzulegenden Wertes für große Solaranlagen**

Bei der neu eingefügten Deckelung des anzulegenden Wertes für Strom aus Solaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 MW ist unklar, auf welche Anlagen sich diese Regelung bezieht. Es können

- Anlagen nach Absatz 1 oder
- mangels Darstellung bestimmter flächenbezogener Voraussetzungen im Gesetze wortlaut auch PPA-Anlagen sein.

Die Regelung sollte daher der Klarstellung halber wie folgt angepasst werden:

*„Für Strom aus Solaranlagen **nach Absatz 1** mit einer installierten Leistung von mehr als 1 Megawatt, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, beträgt dieser den Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Gebotstermine für Solaranlagen des ersten Segments im Vorjahr.“*

#### **§ 48 Abs. 2a – Erhöhte anzulegende Werte bei volleinspeisenden Gebäudeanlagen**

Auch hier ist unklar, auf welche Anlagen sich diese Regelung beziehen soll. Der Klarstellung halber sollte sie daher wie folgt angepasst werden:

*„(2a) Wenn der Anlagenbetreiber den gesamten in einem Kalenderjahr in der Anlage **im Sinne des Absatzes 2** erzeugten Strom mit Ausnahme des Stroms, der in der Solaranlage oder in deren Neben- und Hilfsanlagen zur Erzeugung von Strom im technischen Sinn verbraucht wird, in das Netz eingespeist und dies dem Netzbetreiber vor dem 1. Dezember des **der Einspeisung** vorangegangenen Kalenderjahres mitgeteilt hat, erhöht sich der anzulegende Wert nach Absatz 2*

- 1. bis einschließlich einer installierten Leistung von 10 Kilowatt auf 12,5 Cent pro Kilowattstunde,*
- 2. bis einschließlich einer installierten Leistung von 100 Kilowatt auf 10,3 Cent pro Kilowattstunde,*
- 3. bis einschließlich einer installierten Leistung von 400 Kilowatt auf 8,5 Cent pro Kilowattstunde, und*
- 4. bis einschließlich einer installierten Leistung von 1 Megawatt auf 7,3 Cent pro Kilowattstunde.“*

Ferner sollte klargestellt werden, ob der erzeugte Strom auch dann als „vollständig in das Netz eingespeist“ gilt, wenn er zunächst zwischengespeichert wurde. Hier erscheint unklar, ob die Einspeicherung – welche nach dem Gesetz grundsätzlich als Verbrauch gilt – die (zeitgleiche) Volleinspeisung entfallen lässt, oder ob gemäß § 3 Nr. 1 EEG aus der Anlage zunächst zwischengespeicherter und zu einem späteren Zeitpunkt ausgespeicherte Strom ebenfalls unter diese Regelung fallen kann. Hierbei ist auch zu bedenken, dass es sinnvoll sein kann, den Strom gerade in den Abendstunden ins Netz einzuspeisen.

Der BDEW setzt sich dafür ein, das Ausschließlichkeitsprinzip für Energiespeicher im EEG zu überarbeiten, um die erneuerbare Eigenschaft und den Vergütungsanspruch zwischengespeicherter elektrischer Energie zu erhalten.

## **§ 52 Abs. 2 i.V. mit Anlage 1 EEG 2021 – Sanktion auf den Monatsmarktwert**

Aktuell ist in der Branche strittig, ob dann, wenn der Monatsmarktwert den anzulegenden Wert einer Anlage übersteigt, die Sanktion des § 52 Abs. 2 EEG 2021 gar nicht angewandt werden darf (Betonung auf „verringert sich“) oder ob die Sanktion dann die Anwendung des insoweit höheren Monatsmarktwertes vorsieht (Betonung auf „Monatsmarktwert“). In der Branche werden beide Ansichten vertreten. Dieser Missstand muss im Gesetzeswortlaut geklärt werden, da

- für Bestandsanlagen diese Sanktion bis zu ihrem Förderende weiter gelten wird (s. oben zur Förderzonung bei hohen Monatsmarktwerten),
- Anlagenbetreiber aktuell teilweise bewusst in die Sanktion nach § 52 Abs. 2 EEG 2021 gehen, um eine höhere Förderung zu erhalten, als ihnen nach dem anzulegenden Wert der Anlage zusteht.

Auch hier muss die Korrektur rückwirkend ab dem 1. Januar 2021 erfolgen, vorzugsweise in Art. 1 des Gesetzes.

Da ab 1. Januar 2023 statt § 100 Abs. 14 Satz 4 EEG-E der § 52 Abs. 5 EEG-E gelten soll, müsste bei der Sanktion des § 52 Abs. 5 ebenfalls sichergestellt werden, dass – sofern der Marktwert höher als der anzulegende Wert ist – der unredliche Volleinspeiser auch keinen höheren anzulegenden Wert erhält als der redliche Überschusseinspeiser (siehe auch unsere Anmerkungen zu § 100 Abs. 14 Satz 4 EEG-E (Art. 1)).

## **§ 56 EEG – Anpassung „finanziert aus der EEG-Umlage“**

Im Wortlaut des § 56 Nr. 2 müsste die Formulierung „finanziert aus der EEG-Umlage“ auf die neue Systematik des EnUG angepasst werden.

## **§ 61a Nr. 1: Kraftwerkseigenverbrauch in reinen Erzeugungssachverhalten**

Die EEG-Umlagepflicht sollte in reinen Erzeugungssachverhalten noch vor dem 1. Januar 2023 rückwirkend zum 1. Januar 2022 entfallen (vgl. hierzu auch die Ausführungen in der [BDEW-Stellungnahme zum EEG 2021-2](#)). Vor dem Hintergrund der ohnehin beschlossenen Finanzierung der EEG-Umlage aus dem Bundeshaushalt fordert der BDEW, dass Leitungs- und Umspannverluste in reinen Erzeugungssachverhalten sowohl in Eigenversorgungs- als auch in EE-Drittbelieferungssachverhalten als Kraftwerkseigenverbrauch von der EEG-Umlage befreit bleiben bzw. werden. Flankierend sollte eine Amnestieregelung für die Vergangenheit aufgenommen werden. Es ist nicht einsichtig, warum in diesen Fällen, in denen sich der BDEW ohnehin für ein Entfallen der EEG-Umlage eingesetzt hat, ein halbes Jahr vor Entfallen der EEG-Umlage und vor erwartetem Rollout von intelligenten Messsystemen noch EEG-umlagepflichtige Strommengen zu erfassen und zu melden sind. Siehe hierzu auch die Vorschläge zu § 104 Abs. 10 EEG 2021.

## § 71 Abs. 2 ff. – Mitteilungspflicht hoher Förderzahlungen an den ÜNB

§ 71 Abs. 2 EEG-E sollte der Klarheit halber wie folgt formuliert werden:

*„(2) Anlagenbetreiber, die in einem Kalenderjahr **oder für ein Kalenderjahr** Zahlungen nach § 19 Absatz 1 oder § 50 dieses Gesetzes in einem Umfang von insgesamt mehr als 100 000 Euro erhalten haben, müssen bis zum 31. Juli des Folgejahres dem Übertragungsnetzbetreiber, **der für das Netz, an das die Anlage des Anlagenbetreibers angeschlossen ist, regelverantwortlich ist, folgende Angaben mitteilen: (...)**“*

## § 84a - Aufgaben des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik

Hier sollte klargestellt werden,

- dass die Varianten in Nr. 1, 2 und 3 *alternativ* vorliegen können, und
- dass nicht nur die rein technische Möglichkeit zur Feststellung führt, sondern die tatsächliche Umsetzbarkeit in der Praxis und der Anwendungsbereich damit weiter ist als der des § 30 MsbG.

Der BDEW verweist insoweit auf sein [Positionspapier zur anstehenden Markterklärung](#).

## § 100 Abs. 2 – Grundsätzliche Anwendbarkeit des § 6 EEG 2023 auch auf Bestands-WEA und -Solaranlagen

Der BDEW spricht sich grundsätzlich gegen die Anwendbarkeit des § 6 EEG 2023 auch auf Bestands-WEA und -Solaranlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2021 aus. Hilfsweise gibt der BDEW zu bedenken, dass bei Inkrafttreten der Regelung dann in § 100 Abs. 2 EEG-E auch klargestellt werden müsste, dass dies für Strommengen gelten muss, die ab dem 1. Januar 2023 erzeugt worden sind. Durch die Änderungen bei den Verteilungsparametern in § 6 Abs. 2 EEG-E müssen entsprechende Verträge rechtzeitig geändert werden, um nicht ab dem 1. Januar 2023 gegen die dann geltende Fassung des § 6 Abs. 2 EEG 2023 zu verstoßen:

*„(2) Für Anlagen nach Absatz 1, die nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen worden sind, deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins nach dem 31. Dezember 2020 ermittelt worden ist oder die nach dem 31. Dezember 2020 als Pilotwindenergieanlage an Land im Sinn von § 3 Nummer 37 Buchstabe b durch das Bundeswirtschaftsministerium festgestellt worden sind ist, ist § 6 dieses Gesetzes anstelle des § 6 in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung anzuwenden mit der Maßgabe, dass auch Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung von mehr als 750 Kilowatt bis einschließlich 1 000 Kilowatt den Gemeinden Beträge durch einseitige Zuwendungen ohne Gegenleistung anbieten dürfen. Auch für sonstige Windenergieanlagen an Land und Freiflächenanlagen nach Absatz 1 ist § 6 dieses Gesetzes **mit Wirkung für ab dem 1. Januar 2023 erzeugte Strommengen** anzuwenden.“*

Unklar bleibt, warum für die gleiche Rechtsfolge (Anwendung von § 6 EEG 2023) unterschiedliche Kategorien nach Satz 1 und 2 aufgemacht werden („sonstige Windenergieanlagen“). Der BDEW regt hier eine Klarstellung an.

#### **§ 100 Abs. 8 – Mitteilungsmöglichkeit eines Solaranlagenbetreibers über die Volleinspeisung**

Bei der nachträglichen Möglichkeit der Mitteilung einer Volleinspeisung ist unklar, auf welche Anlagen sich diese Regelung beziehen soll. Daher sollte die Regelung wie folgt präzisiert werden:

*„(8) Abweichend von § 48 Absatz 2a kann der ~~Anlagenbetreiber~~ **Betreiber einer Solaranlage nach § 48 Absatz 2, die im Januar 2023 in Betrieb genommen wird**, dem Netzbetreiber bis zum 31. Januar 2023 mitteilen, dass er im Kalenderjahr 2023 den gesamten Strom in das Netz einspeist. **Satz 1 gilt für Solaranlagen mit Inbetriebnahme vom 1. Februar bis zum 31. Dezember 2023 insoweit entsprechend, als der Betreiber der jeweiligen Anlage dem Netzbetreiber bis zum letzten Tag des zweiten der Inbetriebnahme vorangehenden Monats mitteilen kann, dass er im Kalenderjahr 2023 den gesamten Strom in das Netz einspeist.**“*

Zusätzlich hält der BDEW es für sinnvoll, Details zum erforderlichen Informationsfluss bereits im Gesetz zu regeln (bspw. über MaStR), damit für die Vermarktung der Anlagen alle notwendigen Informationen vorliegen. Damit sollen Probleme beim Informationsfluss zwischen den beteiligten Akteuren vermieden werden, wenn es zum Wechsel zwischen Volleinspeise- und Eigenverbrauchsmodell kommt.

#### **§ 104 Abs. 10 EEG: Schätzweise Erfassung von EEG-umlagerelevanten Strommengen**

Der BDEW möchte in diesem Zusammenfang nochmals dringlich darauf hinweisen, dass die *Ersterfassung* von Strommengen sich *nicht* unter § 62b EEG fassen lässt, auch wenn im Übrigen eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit für eine Schätzbefugnis vorliegen würde. In allen Sachverhalten (insbes. Windparks, siehe den Punkt zu den „reinen Erzeugungssachverhalten“) müssen damit Erzeugungszähler vorgehalten werden und das kurz vor Abschaffung der EEG-Umlage und vor Rollout intelligenter Messsysteme. Wir nehmen hier wahr, dass zum Teil erstmals Mengen gemeldet werden und sich gegebenenfalls erhebliche Nachzahlungsforderungen stellen könnten. Einen den Rechtsfrieden sichernde Regelung ist aus unserer Sicht dringend erforderlich. Die zum 1. Januar 2022 ausgelaufene Übergangsfrist für Messen und Schätzen nach § 104 Abs. 10 EEG 2021 sollte angesichts der möglicherweise bereits zum 1. Juli 2022 auf null gesetzten EEG-Umlage daher rückwirkend verlängert werden. Dabei sollte das Erfordernis, dass ab 1. Januar 2023 § 62b Abs. 2 EEG 2021 eingehalten wird, natürlich entfallen.

In jedem Falle sollte § 62b EEG 2021 dahingehend angepasst werden, dass die Abschaffung der EEG-Umlage spätestens zum 1. Januar 2023 bei der Bewertung des „unvertretbaren

Aufwands“ bzw. der „wirtschaftlichen Unzumutbarkeit“ in § 62b Abs. 2 Nr. 2 EEG 2021 berücksichtigt wird.

## **8 Artikel 3: Energie-Umlage-Gesetz (EnUG)**

Der BDEW begrüßt ausdrücklich die Überführung der EEG-Umlagetatbestände in das Energie-Umlage-Gesetz und die damit einhergehende Zusammenfassung, Vereinheitlichung und Verschlankung der Erhebung der EEG-Umlage, KWK-Umlage und Offshore-Netzumlage. Besonders positiv hervorzuheben ist, dass künftig selbst dann, wenn der im EnUG-E verankerte Grundsatz der Haushaltsfinanzierung der EEG-Umlage nicht gehalten werden kann, die EEG-Umlage als Aufschlag auf die Netzentgelte definiert wird. Die Notwendigkeit zur Erfassung und Abgrenzung von Strommengen für die EEG-Umlagezwecke entfallen damit im neuen System, da innerhalb von Kundenanlagen bei Eigenversorgungs- oder Drittbelieferungsfällen zukünftig keine EEG-Umlage mehr anfallen kann. Die folgenden Anmerkungen und Hinweise sind ganz überwiegend als Verbesserungen im Sinne einer rechtssicheren Anwendung und Abwicklung der neuen Umlagensystematik zu verstehen:

### **8.1 Veröffentlichungstermin der Umlagen gem. 11 EnUG-E**

Mit Blick auf die gesetzlichen Fristen möchte der BDEW das BMWK darauf hinweisen, dass in der Gesamtschau die gesetzlichen Vorgaben für die Marktrollen ÜNB und Lieferanten schlecht aufeinander abgestimmt sind. Konkret sind dies

- a. der Termin zur Veröffentlichung der Umlagen durch die ÜNB am 31. Oktober, der sich aus der Terminfolge „Meldung des Finanzierungsbedarfs“ (30. September) und „Übermittlung des Bescheids durch das BMWK“ (20. Oktober) ergibt, auf der einen Seite sowie
- b. die für die Lieferanten geltende Frist zur Veröffentlichung von Preisänderungen zum 1. Januar, die einen entsprechenden Vorlauf für die Preiskalkulation und dazugehörige Freigabeprozesse erfordert, auf der anderen Seite.

**Der BDEW bittet den Gesetzesgeber um eine entsprechende Klärung der in Bezug auf die im § 11 EnUG-E vorgegebenen Termine und Abläufe, damit alle Marktrollen den gesetzlichen Anforderungen gerecht werden können.**

### **8.2 Umlageerhebung bei elektrisch angetriebenen Wärmepumpen, § 22 EnUG-E.**

Wärmepumpen stellen nicht nur für die objektbasierte Versorgung von Gebäuden ein wichtiges Element einer künftigen klimaneutralen Wärmeinfrastruktur dar, sondern sind auch ein wichtiger Bestandteil der zukünftigen Fernwärmeerzeugung.

Großwärmepumpen in der Fernwärme bieten zahlreiche Optionen als Wärmequellen, wie etwa Oberflächengewässer, Abwassersysteme und Kläranlagen, mitteltiefe Geothermie oder

niederkalorische Abwärme. Aus gesamtenergetischer Sicht ist es sinnvoll, diese Wärmequellen nutzbar zu machen.

Die in § 22 EnUG vorgesehene Befreiung von verschiedenen Umlagen für Wärmepumpen ist somit zu begrüßen, sollte aber nur für flexibel betriebenen Wärmepumpen gelten, die vom Netzbetreiber in den vorgesehenen Sperrzeiten abgeschaltet werden können. Jedoch sollten für die Errichtung von Großwärmepumpen im Bereich der Fernwärme die in § 22 Abs. 1 Nummer 2 festgelegten Mindestanforderungen an die Jahresarbeitszahl entfallen.

Der bei weitem größte Anteil am Fernwärmeaufkommen wird über große Fernwärmesysteme in den urbanen Zentren abgesetzt. Historisch bedingt sind hier die Netztemperaturen hoch, im Winter ist die benötigte Vorlauftemperatur meist deutlich oberhalb von 100°C. Eine Absenkung der Vorlauftemperaturen erfordert einen langfristigen Transformationsprozess. Bedingt durch den erforderlichen Temperaturhub sind die derzeit in § 22 Abs. 1 Satz 2 fixierten Anforderungen an die Jahresarbeitszahl bei Großwärmepumpen im Regelfall nicht zu erreichen.

Die Bedeutung der Fernwärme für eine künftig klimaneutrale Wärmeversorgung in Deutschland ist in den letzten Jahren in verschiedenen Studien und Gutachten belegt worden. Stellvertretend sei an dieser Stelle auf die folgenden Ausarbeitungen verwiesen:

„Grüne Fernwärme für Deutschland - Potenziale, Kosten, Umsetzung (2021)

<https://www.hamburg-institut.com/projects/gruene-fernwaerme-fuer-deutschland-potenziale-kosten-umsetzung-2/>

Perspektive der Fernwärme – Maßnahmenprogramm 2030 – Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik (2020)

<https://www.hamburg-institut.com/projects/perspektive-der-fernwaerme/>

Vor dem Hintergrund der zahlreichen systemischen Vorteile einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung sollte die Anforderung an eine Mindest-Jahresarbeitszahl in diesem Anwendungsbereich entfallen.

Der § 22 EnUG sollte daher um folgenden *neuen Absatz* ergänzt werden:

*(4) Absatz 1 Nummer 2 ist nicht anzuwenden, wenn die von der Wärmepumpe bereitgestellte Wärmeenergie vollständig in ein Wärmenetz eingespeist wird.*

Abwicklungsseitig ist nicht nachvollziehbar, warum Voraussetzung für eine Befreiung sein muss, dass die Wärmepumpe über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist. Insbesondere kann damit kein direkter Netzanschluss der Wärmepumpe gemeint sein. Dies ist angesichts der neuen Umlagesystematik und der ohnehin in § 46 EnUG verankerten Zeitgleichheit nicht nachvollziehbar. Der BDEW setzt sich daher für die Streichung dieser Voraussetzung ein. Stattdessen sollte hier entsprechend § 46 eine zeitgleiche Zuordnung des Netzbezugs zum Verbrauch der Wärmepumpe möglich sein, solange diese über einen eigenen Zähler,

aber keinen eigenen Netzverknüpfungspunkt verfügt. Ansonsten würden Wärmepumpen mit eigenem Netzanschluss anders behandelt als etwas Wärmepumpen in Haushalten mit Eigenverbrauchs-Solaranlagen. Anforderungen für die Steuerung bzw. einen bestimmten Stromtarif sollen natürlich unberührt bleiben. Der Nachweis über eine Fachunternehmererklärung ist zwar bei Neuanlagen im Zuge der Fertigstellungsanzeige des Elektroinstallateurs unproblematisch möglich, bei Bestandsanlagen sollte allerdings ein unbürokratisches Nachweisverfahren eingeführt werden.

### **8.3 Juristischer Änderungsbedarf**

In den Begriffsbestimmungen (§ 2 EnUG-E) müssen die jeweils zu definierenden Begriffe der Klarstellung halber in Anführungsstriche gesetzt werden.

Es sollte der Begriff des „Letztverbrauchers“ im EnUG einmal klargestellt werden. Der Gesetzesentwurf geht bislang offenbar vom EEG-Letztverbrauchsbegriffs aus, da in § 21 Abs. 3 EnUG-E die Letztverbrauchsfiktion des EnWG an dieser einen Stelle übernommen werden soll. Die im EnWG festgeschriebene Gleichstellung des Ladepunkts mit dem Letztverbraucher hat in der Praxis zu wesentlichen Erleichterungen geführt, weshalb diese Regelung auch im Kontext des EnUG übernommen werden sollte, um einen einheitlichen Rechtsrahmen für Elektromobilität entsprechend der Definition nach § 3 Nr. 25 EnWG und § 2 Nummer 8 Messstellenbetriebsgesetz zu schaffen.

*Formulierungsvorschlag:*

*„Letztverbraucher“: jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht; der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile und der Strombezug für Landstromanlagen steht dem Letztverbrauch gleich.“*

Der BDEW bittet außerdem um Prüfung, inwieweit auch im EEG eine entsprechende Anpassung des Letztverbraucherbegriffs beispielsweise im Kontext von Mieterstrom-Modellen sinnvoll ist.

Außerdem fehlt die Definition des „Netzes“ bzw. des „Elektrizitätsversorgungsnetzes“. Beides soll wohl das Elektrizitätsversorgungsnetz nach § 3 Nr. 2 EnWG sein (vgl. die in § 2 Nr. 12 EnUG-E definierte Netzentnahme). Insbesondere sollte klargestellt werden, ob geschlossene Verteilernetze auch als Netze im Sinne der Bestimmung gelten sollen.

Darüber hinaus sollte zumindest in der Begründung zu Nr. 21 klargestellt werden, dass Strom, für den das EEG die Förderung auf null reduziert, z.B. aufgrund Greifens einer Sanktion, kein „ungeförderter Strom“ im Sinne dieser Regelung ist.

### **8.3.1 Ausschluss der Eigenversorgung**

Aus dem Entwurf des EnUG und den entsprechenden Streichungen im EEG wird deutlich, dass ehemalige Eigenversorgungssachverhalte in der neuen Erhebungsstruktur durch das EnUG nicht mehr EEG-Umlagerelevant sein sollen. Für Bestandsanlagenprivilegien sind – aufgrund des weiteren räumlichen Privilegs und der zum Teil möglichen Netzdurchleitung – dagegen in § 24 EnUG weitere Ausnahmetatbestände enthalten. Aus Sicht des BDEW muss rechtssicher klargestellt werden, dass ehemalige Eigenversorgungskonstellationen (nach der Definition des § 3 Nr. 19 EEG 2021) ab dem 1. Januar 2023 nicht mehr umlagerelevant sind. Fraglich ist aber, ob das neue Kriterium „Netzentnahme“ sicherstellt, dass alle Sachverhalte, die bislang nach den §§ 61ff EEG umlageprivilegiert waren, nicht nachträglich umlagepflichtig werden. Zwar setzt die Eigenversorgung voraus, dass der Verbrauch „in unmittelbarer räumlicher Nähe“ stattfindet. Ist dies aber der Fall, war es bislang nicht relevant, ob außerdem ein geschlossenes Verteilernetz genutzt wurde, das kein „Netz“ im Sinne des EEG 2021 darstellt. Daher sollte einmal gesetzlich klargestellt werden, dass Sachverhalte, die unter § 3 Nr. 19 EEG 2021 fielen oder fallen würden, keine EEG-Umlagepflicht nach dem EnUG auslösen, ggf. über den Netzbe- griff. Andernfalls – wenn es in Ausnahmefällen doch zu einer EEG-Umlagepflicht kommen könnte und dies nicht bereits definitorisch ausgeschlossen ist – sollte auf die ehemaligen Eigenversorgungsprivilegien auch in § 24 EnUG verwiesen werden.

### **8.3.2 § 12 Zuständigkeit für die Erhebung von Umlagen**

Absatz 2 sollte dahingehend geändert werden, dass die ÜNB auch für die Erhebung der nach §§ 37 bis 39 geregelten Umlagen zuständig sind. Absatz 3 kann dann entfallen. Grund: Die Verteilnetzbetreiber haben hier regelmäßig erhöhten Abstimmungsaufwand mit den Unternehmen, den ÜNB und weiteren Verteilnetzbetreibern. Wenn das „Wahlrecht“ in Absatz 3 entfällt und die ÜNB zuständig sind, entfällt der Abstimmungsaufwand und der bürokratische Aufwand wird verringert.

### **8.3.3 Umlageerhebung bei Stromspeichern und Ladepunkten, § 21 EnUG-E**

Der laut Begründung vorgesehene Saldierungszeitraum von einem Kalenderjahr sollte klarstellend auch gesetzlich verankert werden. Die Schätzung von Strommengen ist – anders als bei anderen Umlageprivilegien – weiter ausdrücklich ausgeschlossen. Hiergegen hatte sich der BDEW bereits im Rahmen der Neuregelung des § 61l EEG 2021-2 explizit gewandt. Schätzung statt Messung sollte auch bei Speichern unter den engen Voraussetzungen des § 46 EnUG möglich sein.

Bidirektionale Ladepunkte werden Stromspeichern gleichgestellt. Diese Gleichstellung ist nicht mehr notwendig, wenn die Letztverbraucher-Fiktion des EnWG vollständig übernommen wird (siehe oben unter 8.3). Hilfsweise: Der BDEW liest den Verweis in § 21 Abs. 3 auf Abs. 1 EnUG-E so, dass für Ladepunkte damit keine neuen Umlagetatbestände geschaffen werden, sondern

eine Umlagenpflicht nur dann eintritt, wenn die Entnahme über den Ladepunkt gleichzeitig eine Entnahme aus dem umlagerelevanten Netz ist (wie in § 21 Abs. 1 EnUG vorgesehen). Die Vorschrift ist überdies nur anwendbar, wenn es sich überhaupt um bidirektionale Ladepunkte handelt.

### **8.3.4 Keine Umlageermäßigung für Unternehmen in Schwierigkeiten**

Umlageprivilegien dürfen nur gewährt werden, wenn das Unternehmen kein Unternehmen in Schwierigkeiten ist und wenn keine Rückforderungsansprüche aufgrund eines Beschlusses der Europäischen Kommission bestehen. Richtigerweise verortet der Gesetzgeber diese Anforderung einschließlich der Verpflichtung zur nachträglichen unverzüglichen Meldung im Antragsverfahren für die Begrenzungen für Kunden mit Besonderer Ausgleichsregelung, § 29 Abs. 3 EnUG. Es wäre wünschenswert, wenn in der Begründung der Hinweis aufgenommen würde, dass der Netzbetreiber Änderungen nur dann berücksichtigen kann und muss, wenn ihm seitens des BAFA eine etwaige Konsequenz aus einer nachträglichen Feststellung (z.B. Widerruf der Privilegierungsentscheidung) übermittelt wird, da ihm die Mittel und die Zuständigkeit zu einer entsprechenden Feststellung fehlen.

Auch im Übrigen sollte in der Systematik der Melde- und Sanktionspflichten sehr klar verortet werden, bis zu welchem Zeitpunkt diese Information vorzuliegen hat und wie sie durch den Umlageschuldner gegenüber dem Netzbetreiber nachzuweisen ist. Hier bietet sich, wie in § 30 Abs. 2a EEG-E für ausschreibungspflichtige Anlagen, ein Nachweis über Eigenerklärung an. Weitere Prüfungen oder Nachforschungen wird der Netzbetreiber nicht leisten können.

### **8.3.5 EEG-Bestandsanlagen-Privilegien, § 24 EnUG-E**

In der Aufzählung fehlt § 104 Abs. 4 EEG 2021; die Regelung ist zu ergänzen. Andernfalls entfielen der gesetzlich geregelte Bestandsschutz dieser „Scheibenpacht“-Fälle.

Bei der entsprechenden Verweisung sollte zumindest in der Begründung klargestellt werden, dass der richtige Empfänger der Meldung der nach dem EnUG zuständige Netzbetreiber ist, nicht der nach dem EEG vorgesehene Netzbetreiber, auf den § 74a EEG verweist. Insofern wäre auch klarzustellen, ob § 52 EEG zusätzlich als Meldepflicht gelten soll und falls nicht, dass § 53 EnUG (Sanktionen), dann explizit auch auf § 24 EnUG verweist.

### **8.3.6 Herstellung von grünem Wasserstoff, § 25 EnUG-E**

Auch bei dieser Vorschrift ist vor dem Hintergrund der Neuregelung des Umlagensystems und der in § 46 EnUG verankerten Zeitgleichheit die Forderung nach einem eigenen mit dem Netz verbundenen Zählpunkt nicht (mehr) nachvollziehbar. Der BDEW weist darauf hin, dass die Anforderungen in § 17 Abs. 2a StromNEV und § 25 EnUG-E hier auseinanderfallen und damit ungeklärt ist, wie für Elektrolyseure auf einem Werksgelände mit separaten, abgegrenzten

Zähpunkten einerseits in Bezug auf die Netzentgeltbefreiung (bei Inbetriebnahme vor dem 3. August 2026) und andererseits in Bezug auf die im EnUG geregelten Umlagenverfahren ist.

### **8.3.7 Voraussetzung der BesAR-Begrenzung, § 30 EnUG-E**

In Nr. 3 a) aa) bis cc) ist unklar, ob aa) bis cc) kumulativ oder alternativ erfüllt werden müssen.

Der BDEW weist außerdem darauf hin, dass Voraussetzung nach § 30 Nr. 3 b) EEG-E ist, dass das Unternehmen mindestens 30 % seines Stromverbrauchs durch ungeforderten Strom aus Erneuerbaren Energien deckt. Dies kann nach § 32 Nr. 3 d i.V. mit Nr. 1 e) EEG-E durch Herkunftsnachweise oder bei Eigenversorgung durch ¼-stündigen Nachweis der verbrauchten Strommengen erfolgen. Allerdings sind der Antrag auf Befreiung zukunftsbezogen, und die vorgenannten Nachweise vergangenheitsbezogen.

Der BDEW fordert außerdem, die in § 64a Abs. 8 EEG 2021 erfolgte Klarstellung, dass „Unternehmen“ jeder Rechtsträger sein kann, der Einrichtungen zur elektrochemischen Herstellung von Wasserstoff betreibt, auch in § 36 EnUG-E zu verankern. Die Übertragung des „Unternehmensbegriffs“ des EEG in den Definitionen ist hier nicht ausreichend.

### **8.3.8 Messen und Schätzen, § 46 EnUG-E**

Mit dieser Vorschrift sind, wie bisher im § 62b EEG, Strommengen, für die unterschiedliche Umlagehöhen gelten, durch Messungen abzugrenzen. Wird erst am 31. Oktober eines Kalenderjahres (§ 11 EnUG) veröffentlicht, ob für das folgende Jahr eine EEG-Umlage erhoben wird, ist der Zeitraum bis zum Jahresende nicht ausreichend, um die entsprechende Messtechnik zu installieren. Das führt zu der Rechtsunsicherheit, ob dauerhaft vorsorglich die entsprechenden Messeinrichtungen vorgehalten werden müssen oder ob § 46 Abs. 2 Nr. 2 anwendbar ist. Dies wird beispielsweise dann relevant, wenn zwei Anlagen, die nach bisherigem Recht unterschiedliche Umlagebefreiungen oder -reduzierungen auch bei Nutzung des Netzes beanspruchen konnten, oder eine umlagebefreite und eine nicht umlagebefreite Anlage zusammen an einem Netzverknüpfungspunkt einspeisen.

Der BDEW fordert – wie auch schon zu den Vorgängerversionen des § 62b EEG – eine genauere Definition der unbestimmten Rechtsbegriffe des unzumutbaren Aufwands und der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit.

### **8.3.9 Mitteilungspflichten der VNB, § 50 EnUG-E**

Hier sollte Nr. 1 a) cc) wie folgt korrigiert werden:

*„cc) KWK-Strom aus Anlagen nach den §§ 6, 8a, 8b, 9 und 35 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes oder nach den Bestimmungen früherer Fassungen des **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes** ~~Erneuerbare-Energien-Gesetzes~~, die den genannten Bestimmungen entsprechen,“*

Zudem sollte in § 50 Nr. 2 folgende Änderung erfolgen: Nach dem bisherigen § 28 Abs. 5 KWKG war der Abgabetermin für die testierte KWKG-Jahresabrechnung der VNB (Förderung und Letztverbrauchermengen) der 31. Juli jedes Jahres. Die Frist für die KWKG-Jahresabrechnung zur Förderung soll auf den 30. Juni vorgezogen werden, um andernfalls entstehenden Mehraufwand, Termindruck und Bearbeitungsengpässe bei Verteilnetzbetreibern und Wirtschaftsprüfern zu vermeiden. Die Frist für die KWKG-Jahresabrechnung des VNB zum Letztverbrauch soll sich auf den 31. Mai belaufen.

### **8.3.10 Höhe der Umlagen bei Verstoß gegen Mitteilungspflichten, § 53 EnUG-E**

Hier scheint sowohl der Wortlaut von Absatz 1 als auch von Absatz 2 nicht korrekt bzw. vollständig zu sein. Bislang ist nicht klar, ob und unter welchen Voraussetzungen Verstöße gegen die Mitteilungspflichten des § 52 Abs. 1 EnUG-E unter § 53 Abs. 1 EnUG-E fallen sollen. Sollten Verstöße nach § 52 Abs. 1 unter die Vollsanktion fallen (Erhöhung des Anspruchs auf 100 % der Umlagen), weist der BDEW vorsorglich auf folgenden Konflikt hin: § 52 Abs. 1 EnUG-E sieht eine „unverzügliche“ Mitteilung der genannten Basisangaben vor. Hier wäre angesichts der harschen Sanktion Streit zwischen Umlageschuldner und erhebendem Netzbetreiber vorprogrammiert, ob die Angaben „unverzüglich“ geliefert wurden. BDEW empfiehlt, in § 52 Abs. 1 ein „spätestens bis zum xxx“ hinzuzufügen, um dies zu umgehen. Insgesamt erscheinen die Sanktionen, sofern sie sich auch auf § 52 Abs. 2 und 3 beziehen sollen, als überzogen.

Das Abrechnungsdatum in Absatz 2 (28. Februar) müsste noch angepasst werden.

## **9 Art. 5 – Stromnetzentgeltverordnung**

Der BDEW weist darauf hin, dass die redaktionelle Änderung des § 19 Abs. 2 Satz 16 vermutlich aus Versehen unvollständig ist. Dieser verwies bislang auf die §§ 62a, 62b und 104 Abs. 10 und 11 EEG 2021-II sowie auf § 27b KWKG. Deren Regelungsinhalt ist nunmehr ins EnUG überführt worden. Der § 19 Abs. 2 StromNEV soll daher zukünftig nur noch auf §§ 45 und 46 des EnUG verweisen. Dies ist für die §§ 62a und 62b EEG 2021-II und 104 Abs. 10 und 11 korrekt. Der § 27b KWKG verweist jedoch auf den § 61 EEG 2021-II, welcher sich nunmehr nicht in den §§ 45 und 46, sondern in § 21 EnUG wiederfindet.

Wir regen daher an, in § 19 Abs. 2 Satz 16 vollständig zu formulieren:

*„Die §§ 21, 45 und 46 des Energie-Umlagen-Gesetzes sind im Rahmen der Erhebung des Aufschlags nach Satz 15 entsprechend anzuwenden.“*

## **10 Art. 12 – Innovationsausschreibungsverordnung**

Der BDEW begrüßt die im Gesetzentwurf vorgesehene Fortführung der Innovationsausschreibungen über das Jahr 2021 hinaus. In diesem Zusammenhang spricht der BDEW sich

außerdem für eine Anpassung der aktuell geltenden „Verordnung zu den Innovationsausschreibungen und zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher Verordnungen“ gemäß den Vorschlägen aus der Stellungnahme zum Referentenentwurf für eine Verordnung zu den Innovationsausschreibungen vom 8. Juli 2019 aus. Über die von der Bundesregierung vorgeschlagenen Anpassungen sollte jedoch der Deutsche Bundestag abstimmen.

Der wichtigste zu korrigierende Punkt ist hier die Einführung der symmetrischen statt einer fixen Marktprämie. Im Gesetzentwurf wird die Korrektur der Innovationsausschreibungsverordnung und die Umstellung von einer fixen auf die gleitende Marktprämie angekündigt. Aus Sicht des BDEW sollte jedoch in den Innovationsausschreibungen ebenso wie für die regulären technologiespezifischen Ausschreibungen eine Umstellung auf eine symmetrische Marktprämie erfolgen.

Mit Umstellung auf eine symmetrische Marktprämie ist es erforderlich, dass der Höchstwert in den Innovationsausschreibungen angehoben wird, um weiterhin Projekte sowohl für Wind als auch PV möglich zu machen. Steigende Zinsen, höhere Komponentenpreise (Module, WEAs, Speicher) und Zubehör müssen berücksichtigt werden. Ebenso die seit letztem Jahr erhöhte Anforderung einer 2h Kapazität des Speichers am Projektende, was faktisch ein 3h Speicher zum Projektanfang bedeutet (aufgrund der Speicheralterung).

Auch in der Innovationsausschreibungsverordnung darf die Zahlung der Marktprämie in Zeiten negativer Marktpreise nicht ausgesetzt werden, insbesondere nicht wie im Gesetzentwurf vorgeschlagen, bezogen auf jede einzelne Stunde. Ebenso abzulehnen ist die Begrenzung der Zuschläge auf 80 % der abgegebenen Gebote, sofern die Ausschreibungen unterzeichnet sind. Findet eine derartige Zuschlagsbegrenzung statt, muss gewährleistet werden, dass die fehlenden Leistungen zu einem späteren Zeitpunkt unter besseren Rahmenbedingungen (Wettbewerb) bezuschlagt werden. Nicht genutzte Volumina der Innovationsausschreibungen des Jahres 2023 sollten zudem im Jahr 2024 zusätzlich ausgeschrieben werden.

Der BDEW begrüßt die im Gesetzentwurf für das EEG 2023 (Seite 135) vorgesehene Überführung des Segments der „Besonderen Solaranlagen“, also Agri-PV, schwimmende PV und Parkplatz-PV, aus der Innovationsausschreibungsverordnung in das EEG 2023. Die entsprechenden Anlagen lindern Flächenkonflikte und berücksichtigen die Belange des Naturschutzes. Exemplarisch sind Agri-PV-Anlagen, die den gleichzeitigen Anbau von Feldfrüchten ermöglichen, oder schwimmende PV-Anlagen, die die energetische Nutzung von Kiesgruben, Tagebau- und Stauseen (die nicht der Trinkwassergewinnung dienen) bzw. Fischteichen ermöglichen. Damit würde perspektivisch der Druck bezüglich der Flächenkonkurrenz für die PV-Freiflächenphotovoltaik gesenkt und das Potential für den PV-Ausbau erweitert werden. Da bei Floating- und Agri-PV-Projekten derzeit von rund 20 % höheren Kosten im Vergleich zu Freiflächenanlagen ausgegangen wird, sind diese derzeit weder im Ausschreibungssystem noch außerhalb der EEG-Förderung wettbewerbsfähig. Durch ein eigenes Ausschreibungssegment könnten jedoch wertvolle Erfahrungen gesammelt und so Kostensenkungspotentiale für die Zukunft gehoben

werden. Dies ist bisher im vorliegenden Gesetzentwurf nicht vorgesehen und sollte noch aufgenommen werden. Dabei weist der BDEW darauf hin, dass die Ausschreibungen für innovative PV-Konzepte nicht auf das – unserer Forderung nach zu erhöhende – Zubauvolumen für Ausschreibungen von PV-Freiflächenanlagen angerechnet werden soll und es dadurch zu einer Reduzierung dessen kommt. Allerdings sind bei Überführung in die Regelausschreibungen spezifische Ausschreibungssegmente für die unterschiedlichen Technologien zu schaffen, um unterschiedliche Höhen der Technologien bei den Stromgestehungskosten abdecken zu können. Die maximale Gebotsmenge pro Projekt ist dabei den Grenzen für PV-Freiflächenanlagen entsprechend anzupassen. Auch ist dadurch eine bessere wettbewerbliche Preisfindung zu erwarten als durch einen administrativ festgelegten Bonus. Sollte die aktuelle Regelung beibehalten werden, ist darauf zu achten, auch schwimmende PV wie der Agri-PV aufgrund ihrer höheren Kostenstruktur einen Bonus in den Ausschreibungen zukommen zu lassen, um sie in den Ausschreibungen wettbewerbsfähig zu machen.

Die Innovationsausschreibungen können einen Beitrag dazu leisten, die zur Nutzung von Grünstrom in Zeiten negativer Preise zu erschließen. Hierzu sollte der Gesetzgeber ein Segment in der Innovationsausschreibung vorsehen. Dem Trend zu immer längeren Phasen negativer Strompreise, weil derzeit die Nutzung von Flexibilitäten durch regulatorische Hürden blockiert wird, kann so entgegengewirkt werden. Außerdem muss eine Fortführung der Innovationsausschreibungen über 2021 hinaus unbedingt zuvor die unter der jetzigen Fassung entstandenen Anlagenkombinationen evaluieren. Sollten die Anlagen nicht den in der Innovationsausschreibung gesetzten Zielen („Vergleichmäßigung“ der Einspeisung und wirtschaftliche „Risikominderung“) entsprechen, bedarf es Nachbesserungen bei den (technischen) Vorgaben für Anlagenkombinationen. Unter anderem ist zu erwarten, dass die Innovationsauktionen keinen Anreiz bieten, das Flexibilisierungspotential auf mehr als zwei Stunde auszurichten. Speicher oder Flexibilisierungselemente, die wenige Stunden Energie speichern/verschieben können, fokussieren sich vornehmlich auf die Bereitstellung von systemstabilisierenden Systemdienstleistungen, Glättung von Einspeisespitzen sowie auf eine Verbesserung der Prognosegüte und weniger auf eine langfristige Vergleichmäßigung der Einspeisung volatiler Erzeugung. Es ist deshalb zu untersuchen, ob ergänzende Vorgaben zum Flexibilisierungspotential in einem weiteren Ausschreibungssegment gestellt werden, um auch langfristige Glättung volatiler Einspeisungen anzureizen. Möglich wäre an dieser Stelle etwa eine Einspeiselimitierung am Netzanschlusspunkt (z. B. 60 % der Nennleistung der EE Anlage) in Kombination mit einem Limit an abregelbarer Energie.

Zusammenfassend empfiehlt der BDEW, die Innovationsausschreibungen deutlicher auf Innovationen zur Markt- und Systemintegration und auf einen effizienten Ausbau der Erneuerbaren Energien auszurichten. Die heute bestehenden Regelungen sind nicht dazu geeignet, zu mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit zu führen.

Die Änderung von § 8 Abs. 1 Satz 1 InnAusV muss wie folgt korrigiert werden:

„b) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden die Wörter „**einen Anspruch auf die fixe Marktprämie**“ durch die Wörter „**einen Anspruch nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes**“ ersetzt.“

## **11 Art. 13 – Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung**

Artikel 13 sieht mit Anpassung der §§ 16 und 30a HkRNDV u. a. eine Vereinfachung für die Nutzung von Herkunftsnachweisen mit optionaler Kopplung bzw. eine gekoppelte Lieferung vor. Der BDEW wertet die in 30a Abs. 2 HkRNDV enthaltene Ausweitung der gekoppelten Lieferung des dem Herkunftsnachweis zugrundeliegenden Stroms über bis zu zwei Bilanzkreise positiv. Die bisherige Einschränkung auf eine Übertragung auf nur einen Bilanzkreis ist mit dem bestehenden energiewirtschaftlichen Handelsaktivitäten nicht vereinbar. Die Lieferung über zwei Bilanzkreise gibt den Akteuren der Energiewirtschaft mehr Flexibilität im Bilanzkreismanagement und in der Gestaltung ihrer Geschäftsmodelle. Zudem ermöglicht sie eine regelzonenübergreifende Stromlieferung und eine Lieferung von im Ausland erzeugten Strom über zwei Bilanzkreise. Weiterhin wertet der BDEW die Anpassung des § 16 HkRNDV positiv, dass die Kopplung von Herkunftsnachweisen an den zugrundeliegenden Strom nicht mehr bei der Ausstellung der Herkunftsnachweise, sondern erst bei deren Entwertung auf Verlangen des Nutzers geprüft und bestätigt werden soll.

Eine umfängliche Bewertung von § 30a HkRNDV (gekoppelte Lieferung von HKN) ist nicht möglich. Insbesondere die Prüftiefe der Umweltgutachter benötigt einer Definition. So ist beispielsweise nicht geklärt, ob die Stromabnahme des Letztverbrauchers mit der Lieferung aus dem Grünstrom-Bilanzkreis 1/4h-scharf oder nach Monatsmengen abgeglichen werden muss. Allein bei diesem Beispiel stellt sich die Frage, ob die zu erwartende Nachfrage durch ein adäquates Angebot gedeckt werden kann. Die Definition der gutachterlichen Prüftiefe sollte erst im Nachgang durch das UBA mit Hilfe von § 30a Abs. 5 HkRNDV spezifiziert werden.

In den nächsten Jahren fallen zunehmend Kleinanlagen aus der EEG-Vermarktung. Die aktuelle Anschlussförderung für ausgeförderte Anlagen endet 2027. Ein Anlagenbetreiber kann aufgrund der gesetzlichen Vorgaben den erzeugten Strom nur als Erneuerbare Energien veräußern, wenn die EE-Anlage im HKNR registriert ist und für die Erzeugung Herkunftsnachweise ausgestellt werden. Der aktuelle Registrierungsprozess, die Kosten, als auch die Mindestgröße von 1 MWh pro Herkunftsnachweis sind für große EE-Anlagen ausgelegt und schließen aufgrund des administrativen und finanziellen Aufwandes faktisch alle Kleinanlagen aus dem HKN-Markt aus. Damit auch PV-Kleinanlagen künftig am HKN-Markt teilnehmen können, sind im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens für Kleinanlagen eine Verschlankung der Prozesse und eine deutliche Minimierung der Registrierungs- und Jahresgebühren in der HkRNGebV umzusetzen.

## 12 Art. 14 – Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)

Die im KWKG geplanten Änderungen umfassen überwiegend nur neue Anforderungen und Restriktionen für neue, aber auch für bestehende KWK-Anlagen. Aus Sicht des BDEW ist dieser Ansatz daher nicht dazu geeignet, die dringend nötige Sicherheit für Investitionen in neue H<sub>2</sub>-ready KWK-Anlagen sowie für die H<sub>2</sub>-ready Modernisierungen bestehender KWK-Anlagen zu schaffen. Zur Absicherung der Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien sind jedoch auch mit Erreichen der Klimaneutralität im Jahr 2045 und darüber hinaus steuerbare brennstoffbasierte Stromerzeugungsanlagen erforderlich<sup>1</sup>. Nach aktueller Studienlage sind solche zusätzlichen neuen Erzeugungskapazitäten im Umfang von mindestens 20 GW bis 2030 nötig. Das KWKG ist aktuell das einzige Instrument, das kurzfristig Anreize für diese umfangreichen Investitionen in einem marktlichen Umfeld setzen kann. Insofern sollte es schnell an die veränderten Rahmenbedingungen so angepasst werden, dass den gestiegenen Anforderungen, die sich aus der Energiewende und der insgesamt veränderten Lage ergeben, auch ein adäquat überarbeiteter Förderteil gegenübersteht.

Da die Förderung nach dem KWKG bislang nur bis Ende 2026 von der Europäischen Kommission beihilferechtlich genehmigt wurde, ist die Planungs- und Investitionssicherheit insbesondere für mittelgroße und große KWK-Projekte mit entsprechend längeren Projektlaufzeiten nicht ausreichend. Großprojekte (>25 MW), die sich heute noch nicht in Planung befinden und somit die neuen Anforderungen von vornherein berücksichtigen können, vermögen in der aktuellen Situation nicht gesichert vor Ende 2026 in Betrieb gehen. Verschärft wird dies durch die aktuelle, geänderte geopolitische Lage und deren mögliche Auswirkungen auf Lieferdauern bzw. -ketten sowie den Kohleausstieg in Deutschland. Die Zuschlagberechtigung für neue, modernisierte oder nachgerüstete KWK-Anlagen (§ 6) muss daher zeitnah über 2026 hinaus, möglichst bis einschließlich 2030, verlängert und beihilferechtlich genehmigt werden. Dies gilt auch für die Zuschlagberechtigung für den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen (§ 18) sowie für den Neubau von Wärmespeichern (§ 22).

**Insofern plädiert der BDEW sehr stark dafür, die geplanten neuerlichen Restriktionen aus diesem Artikelgesetz zu streichen, das KWKG-Monitoring zu beschleunigen (ggf. auch gesetzlich verankert) und eine im Sinne des gesamtsystemischen Energiewendeansatzes geeignete KWKG-Überarbeitung mit dem Sommerpaket umzusetzen. Damit könnte eine weitere und im Sinne der Realisierung der Energiewende schädliche Verunsicherung der Investoren**

---

<sup>1</sup> [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_04\\_KNDE45/A-EW\\_231\\_KNDE2045\\_Langfassung\\_DE\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf) siehe Abb. 19 Seite 39.

**vermieden werden. Die unten aufgeführten Detailvorschläge sind dann in diesem Gesamtpaket für das KWKG zu berücksichtigen.**

### **12.1 Änderung des Gesetzeszwecks in § 1 Absatz 1**

Der BDEW sieht die Änderung in § 1 Abs. 1 KWKG-E grundsätzlich positiv. Es sollte aber auch der Effizienzgedanke ergänzt werden. Effizienz spielt vor allem im Hinblick auf die Verwendung von knappen Brennstoffen auch bei der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme weiterhin eine wichtige Rolle. Auch die Absenkung der unteren Schwelle für die Ausschreibungspflicht für innovative KWK-Systeme begrüßt der BDEW (§ 5 Abs. 2 KWKG-E).

### **12.2 Herausnahme von Biomethan-KWK-Anlagen aus der KWKG-Förderung (§ 6 Abs. 1 Satz 1 KWKG-E) mit Übergangsregelung bei einer Inbetriebnahme der Biomethananlagen bis zum 31. Dezember 2023 (§ 35 Abs. 8 KWKG-E),**

Rund 60 % der EE-Energie würde mit der Nutzung von EE-Brennstoffen, wie Biomethan, in reinen Stromerzeugungsanlagen, wie Peakern, in Form von EE-Wärme nutzlos in die Atmosphäre weggekühlt. Bei der Verwendung von knappen Brennstoffen sollte nach Ansicht des BDEW grundsätzlich auch der Effizienzgrundsatz gelten. Mit einem Brennstoffausnutzungsgrad von bis zu 90 % bei KWK-Anlagen kann die entstehende EE-Wärme über Wärmenetze noch einen Beitrag zur **Realisierung der urbanen Wärmewende** leisten. Dabei ist zu beachten, dass KWK-Anlagen durch ihre Wärmenetzanbindung auch in Bezug auf den Strommarkt **lastnah** verortet sind. **Darüber hinaus können KWK-Anlagen auch als Peaker dienen und nur Strom produzieren**, bei Entnahmekondensationsanlagen, Gasturbinen mit Abhitzeessel und Blockheizkraftwerken (BHKW) ist das gar kein Problem (bei Gegendruckanlagen sind ggf. bauliche Änderungen nötig). Das bedeutet: Falls im Zuge der Energiewende einmal keine Wärme und mehr Strom gebraucht wird, kann nahezu jede KWK-Anlage im „**Nur-Strom-Modus**“ – als Peaker – fahren. Zudem laufen Peaker üblicherweise in der Nacht im Winter, wenn es kalt ist (Dezember bis Februar). Dies hat jüngst die Prognos AG erneut aufgezeigt. Zu diesen Zeiten wird die Wärme immer gebraucht, sodass H<sub>2</sub>-KWK-Anlagen sich optimal in die Erfordernisse der Energiewende im Strombereich einfügen und gleichzeitig die Wärmewende in den Städten voranbringen. Überdies haben bereits viele Stadtwerke die Wärme- von der Stromerzeugung durch die Installation von Wärmespeichern entkoppelt. Oft stehen zusätzlich bereits Power-to-Heat-Module zur Verfügung, die die Flexibilität der KWK-/Wärmenetzsysteme im Sinne der Sektorkopplung und der übergreifenden Energiewende zusätzlich steigern.

Es ist richtig, knappe Brennstoffe auf Zeiten zu konzentrieren, in denen auch die Residuallast im Sinne der Klimaneutralität aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden muss. Allerdings sollte dann der begrenzt verfügbare EE-Brennstoff so effizient (Grundsatz: efficiency first) wie möglich verwendet werden. Insofern sollte der Fokus auf strommarktgeführte KWK-Anlagen gelegt und nicht Biomethan generell aus der KWKG-Förderung gestrichen werden. Im Hinblick

auf Bestandsgebäude und Quartiere, die nicht oder nur mit erheblichen Mehrkosten auf eine klimaneutrale Wärmeversorgung umgestellt werden können, sollte das Biomethan in BHKW-Lösungen eine bezahlbare/sozialverträgliche Option bleiben. Viele KMU setzen auf diese Option, z.B. in Quartiers- und Nahwärmelösungen. Gerade diese wären also hart getroffen.

### **12.3 Änderungen in § 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 5 KWKG-E (Implementierung H2-Fähigkeit als Zulassungsvoraussetzung)**

Diese geplante Änderung würde ohne Berücksichtigung in den KWK-Zuschlagshöhen die **Unsicherheit für Investitionen** in neue KWK-Anlagen zusätzlich erhöhen. Die Zahlen 10 % und 30. Juni 2023 lassen zudem das Verbändepapier von BDEW, VDMA und VKU von November 2021 außer Acht. Die Verbände - inklusive des Herstellerverbands - sehen Mehrkosten bis 30 % und eine realistische Einführung des Brennstoffs „Wasserstoff“ in die Genehmigungspraxis der Genehmigungsbehörden vor Ort bis zum 31. Dezember 2024. Die genannten Vorlaufzeiten (BlmSchG-Genehmigung ab 30. Juni 2023) sind also zu gering. Zumindest ab mittlerer Anlagengröße befinden sich KWK-Anlagen, welche am 30. Juni 2023 eine BlmSchG-Genehmigung erhalten können, bereits in der (Detail-)Engineering-Phase. Sachgerechte Übergangsregelungen für Projekte in Abwicklung sind daher unbedingt erforderlich. So sollten mindestens Projekte unter folgenden Bedingungen von der Änderung explizit ausgenommen werden. Jeder der genannten Aspekte sollte für sich alleine eine ausreichende Begründung zur Aufnahme in die Übergangsbestimmungen darstellen, verdeutlicht durch „oder“-Verknüpfungen:

- Ausgestellter Vorbescheid, oder
- Auslösung wesentlicher Bestellungen wurde getätigt, oder
- Teilgenehmigungen nach BlmSchG wurden ausgestellt, oder
- in großen Projekten ist es gängig mit Teilgenehmigungen zu arbeiten, sodass die endgültige Genehmigung nach BlmSchG (Betriebsgenehmigung) sehr spät erfolgt. Zu diesem Zeitpunkt ist nur noch geringfügige Einflussnahme auf die technische Ausgestaltung gegeben (30. Juni 2023 ist dahingehend für laufende Projekte viel zu früh gewählt und der Wortlaut aus der Gesetzesbegründung „Damit bleibt den Akteuren genügend Zeit zur Umstellung“ ist nichtzutreffend!), oder
- KWK-Anlagen, die im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens einen KWK-Zuschlag erhalten haben, oder
- die Nachweisführung muss durch den Gesetzgeber praxistauglich definiert werden. Aufgrund der nicht vorhandenen Marktreife von 100%-H2-Anlagen im KWK-Segment werden Anlagenhersteller und Sachverständige zum aktuellen Zeitpunkt keine fundierte Aussage zu den Nachrüstkosten treffen können.
- Insbesondere bei aktuellen Gasmotorenprojekten erscheint eine spätere Umrüstung auf 100 % Wasserstoff für unter 10 % der Neubaukosten einer vergleichbaren Anlage nicht realisierbar, nach heutiger Schätzung wären eher 20 bis 30 % der Neubaukosten realistisch, oder

- höhere Investitionskosten für H2-Readiness sollten auch bei der Förderung berücksichtigt werden, z. B. Einführung eines entsprechenden Bonus in § 7, auch im Zusammenhang mit den allgemein erheblichen Investitionskostensteigerungen des aktuellen Marktes.

Es ist richtig, dass neue KWK-Anlagen spätestens nach einer Umrüstung auch 100 % erneuerbare Brennstoffe, wie grünen Wasserstoff, nach 2030 einsetzen können müssen (Klimaneutralität Strom 2035). Auch ist es richtig, H2-Readiness im Blick zu haben und keine Auflagen für die tatsächliche Verbrennung von Wasserstoff zu fordern, da der Zeitpunkt dessen Verfügbarkeit schwer zu prognostizieren ist. Die reine Verpflichtung, ohne Berücksichtigung in den KWK-Zuschlagshöhen, macht entsprechende kurzfristige Investitionsentscheidungen aber nahezu unmöglich.

Darüber hinaus werden die Hersteller die im Rahmen der Gesetzesbegründung genannten Garantien zum Nachweis der H2-ready Fähigkeit kurzfristig nicht abgeben können, insofern stellt das Kriterium ein schwerwiegendes, bzw. gar nicht zu überwindendes Hemmnis für Investitionsentscheidungen dar, zumal bislang auch keine konkrete Definition für die Ausgestaltung der H2-ready-Funktionalität vorliegt. Die im Entwurf angegebenen 10 % Mehrkosten sind nur eine der Optionen, die derzeit von den Gasturbinen- und Gasmotorenherstellern über die Verbände EUTurbines und EUGINE in Aussicht gestellt werden. Hier ist jedoch anzumerken, dass die Hersteller nicht nach Kraftwerkstyp unterscheiden (offene Gasturbine, GuD, KWK...), weil die tatsächlichen Mehrkosten für die Gesamtanlage nicht pauschal benannt werden können. In der Regel werden die benannten Hersteller auch nicht eine Gesamtanlage liefern; es stellt sich also die Frage, wer überhaupt eine solche Garantie abgeben kann.

Die indirekte Aussage, eine KWK-Anlage ließe sich für weniger als 10 % der Gesamtkosten später auf H2 umstellen, kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht bestätigt werden. Die Verbände BDEW und vgb arbeiten mit Hochdruck an der Aufstellung von Leitfäden, die auch eine bessere Einschätzung der erforderlichen Investitionskosten für eine Umrüstung ermöglichen werden.

Sehr wohl sollte das Gesetz eine detaillierte Analyse erfordern, welche Schritte für eine Umstellung auf Wasserstoff notwendig wären (Umfang der notwendigen Maßnahmen und entsprechende Kostenabschätzung), und eine Kennzeichnung der Anlagenbestandteile nach bereits H2-ready, H2-ready nach Retrofit, H2-ready nach Replacement erfordern. Dies wäre der unter § 10 (2) Nr. 7 "geeignete Nachweis".

Darüber hinaus sollte die Brennstoffbasis nicht unnötig ausschließlich auf gasförmige erneuerbare Brennstoffe verengt werden. **Bivalente KWK-Anlagen** können auch **flüssige synthetische EE-Brennstoffe** einsetzen. Dies ist, vor dem Hintergrund der aktuellen Lage, dringend erforderlich.

## 12.4 Festlegung der förderfähigen Vollbenutzungsstunden (Vbh) ab dem Kalenderjahr 2026 bis 2030 (§ 8 Abs. 4 KWKG-E),

Die weitere Flexibilisierung von KWK-Anlagen im Sinne der Flankierung der Stromerzeugung aus EE ist richtig und wichtig. Allerdings wird nicht nur die **starre Vorgabe** von vergütungsfähigen Vbh der Rolle der KWK als Residuallastabsicherung nicht gerecht, sondern die geplante **starke Reduzierung** schränkt auch den für die Energiewende nötigen Spielraum zu sehr ein. Sie entspricht auch nicht den Zahlen, die Prognos für Agora berechnet hat, die vom Ziel der Klimaneutralität in 2045 ausgehend eine vorübergehende Erhöhung der Vbh von Gas-Kraftwerken zum Ersatz des Stroms aus Kohle ausweisen, siehe unten. Darüber hinaus stellt die Vbh-Reduktion eine Streckung der Förderdauer dar, was durch die Inflations- und Abzinsungseffekte eine Vergütungskürzung darstellt. Ein **Stauchungsmodell** wäre hier nach Ansicht des BDEW besser geeignet, wenn gleichzeitig auch der Förderdeckel des KWKG in § 29 Abs. 1 von derzeit 1,8 auf 2,5 Mrd. Euro pro Jahr angehoben wird: z.B. Verdopplung der Zuschläge/kWh bei Halbierung der vergütungsfähigen Vbh = grundsätzlich kostenneutral, wobei die Auszahlungen früher erfolgen und sich damit zeitlich konzentrieren mit möglichen Auswirkungen auf den Förderdeckel im KWKG. Darüber hinaus sollten im beschleunigten KWKG-Monitoring die Kostensteigerungen im Zusammenhang mit KWK-Projekten zeitnah beziffert werden.

Überdies würde selbst die Reduzierung auf 1.000 vergütungsfähige Vollbenutzungsstunden **keine Garantie** dafür geben, dass nicht doch auch KWK-Strom in Zeiten mit hoher EE-Stromeinspeisung ins Netz eingespeist wird. Demgegenüber regelt jedoch **Redispatch 2.0**, dass die **EE-Stromerzeugung vorrangig** ist und KWK abgeschaltet werden muss. Zusätzlich ist im KWKG bereits geregelt, dass in Zeiten **negativer Strompreise keine KWK-Zuschläge** gezahlt werden. Die Reduktion der vergütungsfähigen Vollbenutzungsstunden zielt folglich auf einen Sachverhalt, der bereits doppelt geregelt ist.

### Starke Absenkung der vergütungsfähigen Vollbenutzungsstunden (Vbh)

<u>BMWK</u>	<u>Prognos für Agora KN 2045</u>
2026: 3.300 Vbh	3.683
2027: 3.100 Vbh	3.588
2028: 2.900 Vbh	3.493
2029: 2.700 Vbh	3.397
2030: 2.500 Vbh	3.302

Darüber hinaus würde die kleinteilige jährliche Absenkung der förderfähigen Vbh/a ab dem Jahr 2026 um jährlich 200 h zu einem erheblichen Mehraufwand der Anpassung der Abrechnungslogiken bei den Netzbetreibern führen. Das Gesamtfördervolumen bleibt unverändert. Eine Streckung der Betriebszeiten kann hierdurch nur bedingt erreicht werden. Falls an einer

Absenkung als dritte Maßnahme, die dasselbe Ziel adressiert, festgehalten werden soll, so plädiert der BDEW dafür, in § 8 Abs. 4 nach den Wörtern *“3.500 Vollbenutzungsstunden”* folgende Wörter zu ergänzen:

*“...sowie ab dem Kalenderjahr 2030 3.300 Vollbenutzungsstunden...”*.

Somit würde der durch die Prognos AG wissenschaftlich ermittelten und energiewendedenlichen Anzahl an Vollbenutzungsstunden vergütungsseitig Rechnung getragen. Für Bestandsanlagen sowie für Anlagenprojekte mit vorliegender Genehmigung nach BImSchG oder Baurecht, mit vorliegender verbindlicher Bestellung der Anlage oder wesentlicher Anlagenteile sowie mit vorliegendem BAFA-Vorbescheid oder vorliegende BAFA-Genehmigung sollten Ausnahmen in den Übergangsbestimmungen formuliert werden, damit es nicht zu Schlechterstellungen kommt, die mit Projektbeginn und im weiteren Verlauf noch nicht bekannt waren.

### **12.5 Vorbescheid**

Um die nötige Investitionssicherheit zu gewährleisten, sieht der Gesetzgeber den Vorbescheid nach § 12 KWKG vor. Die Bindungswirkung des Vorbescheids ist zu kurz und muss von aktuell 3 + 1 Jahren auf 4 + 2 Jahre Bauzeit verlängert werden (vgl. § 12 Abs. 4 KWKG).

Gerade größere und damit auch besonders kostenintensive Kraftwerksvorhaben haben längere Bauzeiten. Bereits die Grundbauzeit einer komplexen Gas KWK-Anlage beträgt ca. 4,5 Jahre. Die Ersatzmaßnahmen für große kohlegefeuerte Anlagen sind zusätzlich insbesondere in Innenstädten geprägt von einer hohen Komplexität hinsichtlich logistischer, infrastruktureller Anforderungen (beengtes Baufeld) sowie der gebotenen Versorgungssicherheit (simultaner Betrieb der Altanlage während der Bauphase). Sie sind damit einem hohen Schnittstellen-Risiko und daraus resultierenden Störungen und Verzögerungen im Bauablauf ausgesetzt. Darüber hinaus werden die bestehenden Erzeugeranlagen in der Regel durch eine Vielzahl verschiedener Technologien abgelöst. Neben die KWK-Anlage treten Wärmepumpen, Biomasse- und Geothermieanlagen sowie die Abwärmeeinbindung. Dies erhöht die Komplexität der Baumaßnahme weiterhin und führt zu einem hohen Risiko von verlängerten Bauabläufen. Beschleunigungen sind in dieser Projekt-Umgebung hingegen nur schwer zu realisieren. Damit erfolgt der „erste Spatenstich“ für den Neubau/die Modernisierung besonders früh und die Bauphase ist besonders anspruchsvoll und langwierig, weshalb eine Bauzeit von vier Jahren mit einer Verlängerungsmöglichkeit von zwei Jahren bei den Fristen des § 12 Abs. 4 KWKG anzusetzen ist.

### **12.6 Rückforderung, § 13 b KWKG-E**

Die ans EEG angelehnte Rückforderungsformulierung übersieht, dass beim KWKG BAFA-Zulassungsbescheide neben die gesetzliche Regelung treten und ihrerseits unmittelbare

Rechtsfolgen nach außen bewirken. Insofern müsste die Formulierung in Satz 1 auch die Förderbescheide als Rechtsgrundlage mit einbeziehen:

*„Zahlt ein Netzbetreiber einem Anlagenbetreiber mehr als nach diesem Gesetz **und den Zulassungsbescheiden des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle** vorgeschrieben (...)*

Ein anderes Verständnis höhlt auch die Schutzwirkung des Vorbescheides vollständig aus, die dem Anlagenbetreiber bereits vor Baubeginn die Höhe und Dauer der Zuschlagszahlungen gemäß der zur Zeit der Antragstellung geltenden Gesetzesfassung zusichert (§ 12 Abs. 1 S. 2 KWKG).

### **12.7 Verlängerung der Nachweispflicht für den EE-Anlagen bei Wärme-/Kältenetzen, § 20 Abs. 2 KWKG-E**

Grundsätzlich positiv ist die geplante Verlängerung der Fristen, aber angesichts der durch die Pandemie in den letzten zwei Jahren deutlich veränderten Ausgangslage ist diese **nicht ausreichend**. Die Realisierungsfristen sollten generell von 48 auf 60 Monate verlängert werden auch bei der Wärmenetzförderung. **Wichtig** ist, dass dies auch in § 21 Abs. 1 Nr. 2 **KWK-Ausschreibungsverordnung** umgesetzt wird, da hier aktuell bei iKWK- und anderen KWK-Projekten massive Verzögerungen zu verzeichnen sind. Auch hier ist die **Verlängerung von 48 auf 60 Monate dringend erforderlich**.

### **12.8 Zu § 31b Abs. 1 Nr. 1a)**

Übertragungsnetzbetreiber nehmen keinen Strom nach § 4 ab, da für Anlagen > 100 kW die gesetzliche Pflicht zur Direktvermarktung besteht und die Anlagen, die am Netz der ÜNB betrieben werden, immer über diesem Schwellenwert liegen. Es wird der Eindruck erweckt, dass die VNB die nach § 4 KWKG abgenommene Energie an den ÜNB wälzen müssten, was nicht der Fall ist.

## **13 Art. 15 – KWK-Ausschreibungsverordnung**

Die Verlängerung der Realisierungsfristen in § 18 Abs. 1 und § 21 KWKG ist grundsätzlich positiv, aber angesichts der durch die Pandemie in den letzten zwei Jahren deutlich veränderten Ausgangslage **nicht ausreichend**. Die Realisierungsfristen sollten generell von 48 auf 60 Monate verlängert werden auch bei der Wärmenetzförderung. **Wichtig** ist, dass dies auch in § 21 Abs. 1 Nr. 2 **KWK-Ausschreibungsverordnung** umgesetzt wird, da hier aktuell bei iKWK- und anderen KWK-Projekten massive Verzögerungen zu verzeichnen sind. Auch hier ist die **Verlängerung von 48 auf 60 Monate dringend erforderlich**.

Aus den gleichen Gründen wie vorstehend für EEG-Anlagen sollten die Realisierungsfristen in § 18 KWKAusV für Bestandszuschläge für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme aus vergangenen Ausschreibungen aufgrund der Verzögerungen durch die pandemische Lage um zwölf Monate verlängert werden. Durch die Corona-Pandemie kommt es auch in diesem Segment zu erheblichen Verzögerungen bei der Materialbelieferung und dementsprechend bei der Inbetriebnahme entsprechender KWK-Anlagen.

Der BDEW begrüßt zwar dem Grunde nach die Erweiterung der Verordnungsermächtigungen in § 33a Abs. 1 Nr. 11a und 12a KWKG-E auf die Befugnis, Regelungen zu treffen

- zu den Voraussetzungen der Rückgabe von Ausschreibungszuschlägen für Standorte, die nach § 2 Abs. 2 der Aufbauhilfeverordnung 2021 als durch den Starkregen und das Hochwasser im Juli 2021 als betroffen gelten, und
- zu den Voraussetzungen der Rückgabe von Förderberechtigungen für Standorte, die nach § 2 Abs. 2 der Aufbauhilfeverordnung 2021 als durch den Starkregen und das Hochwasser im Juli 2021 als betroffen gelten.

Ebenfalls begrüßt der BDEW die im Referentenentwurf vorgesehene Verlängerung der Realisierungsfristen in § 18 Abs. 1 und § 21 Abs. 1 und 2 Satz 1 KWKAusV für nicht erloschene Zuschläge, die in den Ausschreibungen vor dem 1. März 2020 erteilt wurden, um einen Zeitraum von jeweils sechs Kalendermonaten (§ 29 Abs. 1 KWKAusV-E). Allerdings ist zum einen die vorstehend vorgeschlagene Verlängerung der Realisierungsfrist um zwölf Monate für die Erreichung des Gesetzesziels deutlich sinnvoller als die Befugnis zur Rückgabe von Ausschreibungszuschlägen oder Förderberechtigungen. Und zum anderen greift die im Referentenentwurf vorgesehene Verlängerung um sechs Monate für die Zuschläge aus den Ausschreibungen vor dem 1. März 2020 zu kurz, weil Zuschläge ab dem 1. März 2020 hiervon gar nicht erfasst sind, und die Verlängerung zu kurz ist. Die Verlängerung sollte generell zwölf Monate betragen, unabhängig vom Datum der Ausschreibung.

## **14 Notwendige Änderungen der BioSt-NachV**

### **§§ 4 bis 6 BioSt-NachV und Altholz**

Aktuell herrschen erhebliche Unsicherheiten, ob Altholz unter die Anforderungen nach §§ 4 bis 6 BioSt-NachV fällt. Insbesondere ist unklar, ob Altholz unter die Begriffe „Abfälle“ bzw. „Reststoffe“ im Sinne dieser Verordnung fällt. Daher müssen diese Regelungen insoweit klarstellend angepasst werden, ggf. auch die entsprechenden Begriffsbestimmungen in § 2 BioSt-NachV. Der BDEW regt außerdem an, zu prüfen, ob Altholz wieder als zuschlagsfähige Biomasse in der BiomasseV zugelassen werden sollte, weil andernfalls bei der thermischen Verwertung eine sinnvolle Nutzung der entstehenden Energiemengen kaum wirtschaftlich darstellbar ist.

## § 55 BioSt-NachV – Übergangsfrist

§ 55 BioSt-NachV sieht aktuell eine Anwendbarkeit der Regelungen der Verordnung auf sämtlichen ab dem 1. Januar 2022 erzeugten Strom aus Anlagen vor, die in den sachlichen Anwendungsbereich der Verordnung fallen.

Der BDEW spricht sich nachdrücklich für eine Verlängerung der Übergangsfrist auf den 31. Dezember 2022 aus und für eine Klarstellung, dass für die Zwischenzeit den Anlagenbetreibern der NawaRo-Bonus nach § 8 Abs. 2 EEG 2004 und § 27 i.V. mit Anlage 2 EEG 2009 nicht verloren geht. Er weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass die korrespondierende „Verordnung für Forstbiomasse“ der EU-Kommission wahrscheinlich erst im Frühjahr 2022 in Kraft treten wird und aktuell noch gar kein Verordnungsentwurf der Kommission, dem Parlament und Rat zur finalen Befassung zugeleitet worden ist. Dementsprechend wird diese Verordnung dann mit Sicherheit längere Übergangsregelungen haben, als die in der BioSt-NachV 2021. Wenn es auf EU-Ebene daher keine so strengen Übergangsfristen gibt, ist dies auf nationalrechtlicher Ebene ebenfalls nicht erforderlich. Hinzu kommt, dass Österreich aktuell gerade das Gesetzgebungsverfahren für die Umsetzung dieser Nachhaltigkeitsanforderungen begonnen hat.

### Ansprechpartner:

Dr. Maren Petersen  
Geschäftsbereich Erzeugung und  
Systemintegration  
Telefon: +49 30 300199-1300  
[maren.petersen@bdew.de](mailto:maren.petersen@bdew.de)

Dr. Ruth Brand-Schock  
Geschäftsbereich Erzeugung und  
Systemintegration  
Telefon: +49 30 300199-1310  
[ruth.brand-schock@bdew.de](mailto:ruth.brand-schock@bdew.de)

Constanze Hartmann, LL.M.  
Geschäftsbereich Recht  
Telefon: +49 30 300199-1527  
[constanze.hartmann@bdew.de](mailto:constanze.hartmann@bdew.de)

Ass. iur. Christoph Weißenborn  
Geschäftsbereich Recht  
Telefon: +49 30 300199-1514  
[christoph.weissenborn@bdew.de](mailto:christoph.weissenborn@bdew.de)

### Für das KWKG:

Bastian Olzem  
Geschäftsbereich Erzeugung und  
Systemintegration  
Telefon: +49 30 300199-1311  
[bastian.olzem@bdew.de](mailto:bastian.olzem@bdew.de)