

Berlin, 22. April 2021

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.**  
Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

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

## Stellungnahme

# **zur Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag zum Gesetzentwurf der Bundesregierung Drs. 19/27453 bzgl. EEG 2021, EEV sowie KWKG 2020**

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

## Inhalt

<b>1.</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>4</b>
<b>2.</b>	<b>Anpassungs- und Änderungsbedarf am EEG 2021 sowie am KWKG 2020 auf Grundlage der Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag sowie darüber hinaus .5</b>	
<b>2.1.</b>	<b>Energiewirtschaftlicher Korrekturbedarf im EEG 2021 .....</b>	<b>5</b>
2.1.1.	§ 28 Abs. 6 EEG 2021 - Ausschreibungsvolumen für Windenergie an Land .....	5
2.1.2.	Auskunft über Zuschlag in (unterzeichneten) Ausschreibungen unter Vorbehalt der EU-beihilferechtlichen Genehmigung bei EEG-Anlagen.....	5
2.1.3.	Keine weitere Verschärfung der „Vier-Stunden-Regelung“ bei negativen Preisen 6	
2.1.4.	§ 28a EEG 2021: Rücknahme der Reduzierung der Ausschreibungsvolumina für PV-Freiflächenanlagen in 2022 .....	6
2.1.5.	Stromkennzeichnung nach § 78 EEG .....	6
<b>2.2.</b>	<b>Juristischer Änderungsbedarf im EEG 2021 .....</b>	<b>7</b>
2.2.1.	Ausgeförderte Anlagen .....	7
2.2.2.	Netzanschluss.....	8
2.2.3.	Technische Anforderungen.....	8
2.2.4.	§ 36k EEG 2021 - Kommunale Beteiligung an Windenergieanlagen .....	11
2.2.5.	Pflicht zur Führung eines sortenreinen Bilanzkreises .....	13
2.2.6.	Gemeinsame Messung von Erzeugungsanlagen .....	14
2.2.7.	Negative Preise nach § 51 EEG 2021 .....	16
2.2.8.	Ausschreibungsbedingte Förderung.....	16
2.2.9.	Gesetzliche Förderung .....	17
2.2.10.	EEG-Umlagepflicht .....	19
2.2.11.	Streichung der Fristen für Rechtsverordnungen (§ 96 Abs. 4 EEG 2021) .....	23
2.2.12.	Berücksichtigung von Umsteller-Anlagen in den Übergangsregelungen in § 100 Abs. 1 EEG 2021 .....	24
2.2.13.	Korrektur des Änderungsbefehls zu § 100 Abs. 5 Satz 1 .....	24
2.2.14.	Marktprämien-Berechnung.....	24
2.2.15.	Clearingstelle EEG/KWKG .....	24
<b>2.3.</b>	<b>Energiewirtschaftlicher und juristischer Korrekturbedarf im KWKG-Gesetz.....</b>	<b>25</b>
2.3.1.	§ 1 KWKG 2020 - Änderung des Anwendungsbereichs des KWKG-Gesetzes.....	25
2.3.2.	§ 6 KWKG – 1 kW-Grenze als Zuschlagsvoraussetzung für neue, modernisierte oder nachgerüstete KWK-Anlagen.....	25
2.3.3.	§ 5 KWKG - Anspruch auf Zuschlagszahlung für KWK-Anlagen und Förderung innovativer KWK-Systeme .....	26
2.3.4.	§ 7a KWKG – Bonus für innovative erneuerbare Wärme (EE-Wärmebonus).....	26

2.3.5. § 12 KWKG – Vorbescheid bei verbindlicher Bestellung oder BImSchG- Genehmigung für eine KWK-Anlage bis 31. Dezember 2026 .....	26
2.2.6 § 20 Zulassung für den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen, Vorbescheid .....	27
<b>3. Windenergiestandorte erhalten - Repowering ermöglichen .....</b>	<b>27</b>

## 1. Zusammenfassung

Der BDEW unterstützt die aktuelle Initiative der Bundesregierung zur Korrektur des EEG 2021 und des KWKG 2020 ausdrücklich. Einige Korrekturen sind notwendig, um die Anwendbarkeit der Gesetze in der Praxis zu verbessern, aber auch europarechtlichen Vorgaben anzupassen. Im Folgenden nimmt der BDEW dazu gerne Stellung.

Neben den in der bekannt gewordenen Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag zum EnWG Gesetzten enthaltenen Regelungsvorschlägen sehen wir noch an etlichen weiteren Stellen Änderungsbedarf.

In Bezug auf das EEG 2021 geben wir in Kapitel 2.1 energiewirtschaftliche Hinweise und schlagen konkrete Änderungen vor. Darüber hinaus fordern wir einen forcierten und kontinuierlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien. Vor diesem Hintergrund sehen wir die heutige Einigung der Koalitionsfraktionen, das Ausschreibungsvolumen für Windenergie an Land im Jahr 2022 auf 2,9 GW anzuheben als einen ersten Schritt, ebenso die nun angestrebte neuerliche Ausschreibung nicht bezuschlagter Volumina bereits im Folgejahr. Nötig wäre jedoch vor allem ein Verzicht auf die endogene Mengensteuerung auch in den Jahren nach 2022, da diese ein nicht zu unterschätzendes Hemmnis für den Ausbau der Windenergie an Land darstellt. Auch möchten wir in diesem Zusammenhang unsere Ablehnung einer möglichen Verschärfung der sogenannten "4-Stunden-Regelung" bekräftigen.

In Kapitel 2.2 finden sich eine Vielzahl von juristischen Hinweisen und Änderungsvorschlägen zum EEG 2021. Aus Sicht des BDEW sind dabei die Regelungen für ausgeforderte Anlagen, die vielfältigen technischen Anforderungen sowie die Netzanschlussbedingungen hervorzuheben.

Neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien kommt der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eine ebenfalls zentrale Rolle im Transformationsprozess der Energiewende zu. In Kapitel 2.3 finden sich ebenfalls Hinweise und konkrete Änderungsvorschläge, wie das KWKG erfolgreich weiterentwickelt werden sollte. Vor allem sind aus energiewirtschaftlicher Sicht planbare und investitionsfreundliche Rahmenbedingungen unabdingbar.

Der BDEW bedauert, dass sich in der vorliegenden Formulierungshilfe keinerlei Vorschläge zur Umsetzung der Entschließung des Deutschen Bundestages zum EEG 2021 vom 17. Dezember 2020 finden. Gerade der aktuelle Beschluss in der Europäischen Union zur Anhebung des Klimaschutzziels für das Jahr 2030 wird in der nationalen Umsetzung dieses Ziels ein erheblich höheres Ausbauziel für die Erneuerbare Energien bedingen. Mit Blick auf den forcierten Ausbau vor allem von Windenergie und Solarenergie sowie für gute Planungshorizonte für die Unternehmen wäre eine zeitnahe Anpassung der Ausbaupfade im EEG erforderlich. Um so mehr begrüßt der BDEW, dass die Regierungsfractionen nun vereinbart haben, die EEG-Umlage auch in den Jahren 2023 und 2024 noch deutlich abzusenken. Ziel muss jedoch eine Reduzierung auf Null bleiben.

Aber nicht nur höhere Ausbaupfade im Gesetz sind wichtig. Essentiell für einen forcierten Ausbau der Erneuerbaren Energien ist auch ein hinreichend großes verfügbares Flächenpotenzial. Insofern sind erhebliche Verbesserungen im Planungs- und Genehmigungsrecht einschlich Artenschutzrecht notwendig. Der BDEW hat sich dazu bereits in der Vergangenheit mehrfach geäußert.

Im Rahmen dieser Stellungnahme möchte wir jedoch den Blick auf erleichterte Bedingungen von Repowering insbesondere von Windenergieanlagen an Land lenken. In Kapitel 3 gehen wir auf die besondere Bedeutung einer Anpassung des § 16 b BImSchG Reg-E ein. Die EnWG-Novelle kann und sollte

dazu genutzt werden, zeitnah entsprechende Änderungen vorzunehmen. Denn bereits im laufenden Jahr werden nahezu 4 Gigawatt an Leistung Windenergie aus der Förderung fallen.

## **2. Anpassungs- und Änderungsbedarf am EEG 2021 sowie am KWKG 2020 auf Grundlage der Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag sowie darüber hinaus**

### **2.1. Energiewirtschaftlicher Korrekturbedarf im EEG 2021**

#### **2.1.1. § 28 Abs. 6 EEG 2021 - Ausschreibungsvolumen für Windenergie an Land**

Wir lehnen das in § 28 Abs. 6 EEG 2021 fixierte Instrument der „endogenen Reduzierung“ der Ausschreibungsmengen für Windenergie an Land ab. Es kann nicht Mittel der Wahl sein, unterzeichneten Ausschreibungen zu begegnen, indem die auszuschreibenden Mengen reduziert werden. Im Vordergrund sollten vielmehr Verbesserungen im Planungs- und Genehmigungsrecht stehen, damit den Ausschreibungsvolumina auch eine angemessen gefüllte Projektpipeline gegenübersteht. Die „endogene Reduzierung“ führt hingegen in schwierigen Zeiten dazu, dass der Wettbewerb und der Investitionswille weiter geschwächt statt gestärkt und damit weitere Arbeitsplätze in der Windbranche gefährdet werden.

Die hohen Preise, die in den letzten Ausschreibungen erzielt wurden, haben eine lenkende Wirkung auf die Entwicklung zusätzlicher Windenergie-Projekte an benachteiligten Standorten. Diese Anlagen sind wirtschaftlich auf eine Bezuschlagung nahe Höchstpreis angewiesen. Die Planung dort wird aber nicht stattfinden, wenn absehbar ist, dass die Wahrscheinlichkeit sinkt, dass ein an den Höchstpreis angenähertes Gebot bezuschlagt wird.

Sollte kein politischer Wille bestehen, diese Forderung im Rahmen der anstehenden EnWG-Novelle umzusetzen, so begrüßen wir zumindest die Einführung einer zeitnahen Nachholung der wegfallenden Ausschreibungsvolumina und die einmalige Anhebung des Ausschreibungsvolumens im Jahr 2022. Bei **§ 28 Abs. 3 EEG 2021**, der aktuell die Neuausschreibung nicht bezuschlagter Ausschreibungsvolumina erst nach drei Jahren vorsieht, fordern wir also die zusätzliche Ausschreibung der nicht ausgeschöpften Ausschreibungsmengen bereits nach einem Jahr anstatt erst nach drei Jahren. Eine Nachholung erst drei Jahre später, wie es in § 28 Abs. 3 fixiert ist, erscheint aus energiewirtschaftlicher Sicht zu spät und unbegründet.

#### **2.1.2. Auskunft über Zuschlag in (unterzeichneten) Ausschreibungen unter Vorbehalt der EU-beihilferechtlichen Genehmigung bei EEG-Anlagen**

Durch den Stillstand genehmigter Projekte ohne Nachweis irgendeiner Art seitens der BNetzA, dass die Projekte, unter Vorbehalt der EU-beihilferechtlichen Genehmigung, bezuschlagt wurden, besteht eine zusätzliche Verzögerungsgefahr bei der Realisierung von EEG-Anlagen.

Es droht für Projekte, dass Banken die Finanzierung mangels entsprechender Bezuschlagung zurückziehen könnten. Darüber hinaus lenken Anlagenhersteller ihre begrenzten Lieferkapazitäten auf andere (sicherere) Märkte um. Durch die daraus resultierenden massiven Verlängerungen der Lieferzeiten verlängert sich auch die Kapitalbindung bei den Projektentwicklern erheblich und verschlechtert die Wirtschaftlichkeit. Hinzu tritt auch eine entsprechende Verlängerung der Realisierungszeiträume, die die nach dem EEG zur Verfügung stehenden Fristen überschreiten können. Auch drohen Genehmigungen

oder Pachtverträge für entsprechend geplante EEG-Anlagen mangels Bezuschlagung auszulaufen. Damit wird eine Lücke beim EE-Ausbau durch weitere Projekt-Verzögerungen riskiert, die auch nach der beihilferechtlichen Genehmigung durch die EU anhält.

Daher muss die beihilferechtliche Überprüfung des EEG 2021 durch die EU-Kommission so schnell wie möglich abgeschlossen werden. Die Teilnehmer an den Ausschreibungen des Jahres 2021, die im Falle einer beihilferechtlichen Genehmigung einen Zuschlag erhalten, müssen darüber eine schriftliche Information erhalten. In jedem Falle sollten die Bieter, deren Gebote nicht an Formmängeln gescheitert sind, eine Konformitätsbescheinigung der BNetzA erhalten.

### **2.1.3. Keine weitere Verschärfung der „Vier-Stunden-Regelung“ bei negativen Preisen**

Wir sprechen uns gegen eine weitere Reduzierung des Zeitraumes im Rahmen der so genannten „Vier-Stunden-Regelung“ unter die im EEG 2021 enthaltenen vier Stunden aus, solange kein Vorschlag für einen Anreiz zur flexibleren Nachfragesteuerung und Nutzung des Erneuerbare-Energien-Stroms in Zeiten negativer Preise besteht. In einem ersten Schritt sollte die bisherige Regelung „Nutzen statt Abregeln“ in § 13 Abs. 6a EnWG fortgeschrieben und ausgeweitet werden. Eine Reform der Abgaben- und Umlagen-Systematik ist ebenfalls als Anreizinstrument sinnvoll, sodass künftig Strom in Zeiten negativer Preise für Anwendungen in den Sektoren Wärme und Verkehr genutzt werden kann.

### **2.1.4. § 28a EEG 2021: Rücknahme der Reduzierung der Ausschreibungsvolumina für PV-Freiflächenanlagen in 2022**

Mit der Forderung nach Einführung einer zusätzlichen Ausschreibung für besondere Solaranlagen hat der BDEW stets betont, dass die zusätzlichen Ausschreibungsvolumina nicht zu Lasten anderer Photovoltaik-Ausschreibungen fallen dürfen. Der BDEW lehnt daher ab, dass das Ausschreibungsvolumen für die besonderen Solaranlagen in 2022 in Höhe von 50 MW bei den Ausschreibungsmengen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen gestrichen wurden. Daher begrüßen wir die nun vereinbarte Anhebung des Ausschreibungsvolumens für PV-Freiflächenanlagen um 2 GW im Jahr 2022 als einen ersten Schritt. Mit Blick auf die Notwendigkeit der Anhebung der Erneuerbare-Energien-Ausbauziele und den wichtigen Beitrag der Photovoltaik-Freiflächenanlagen könnte so sichergestellt werden, dass das Ausschreibungsvolumen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen in 2022 die ursprünglich vorgesehenen 1650 MW erreicht. Langfristig muss die erforderliche Anhebung der Erneuerbare-Energien-Ausbauziele auch eine dementsprechende Anpassung der Ausschreibungsvolumina nach sich ziehen.

### **2.1.5. Stromkennzeichnung nach § 78 EEG**

Die in der Formulierungshilfe vorgesehenen Änderung in § 78 EEG 2021 entsprechen dem Kabinettschluss zur EnWG-Novelle (BT-Drucks. 19/27453) und sehen eine Anpassung der Stromkennzeichnung im Bezug zum Unternehmensmix vor. Diese minimalen – nicht bis ins letzte Detail durchdachten – Anpassungen beheben jedoch nicht die Probleme der derzeitigen Stromkennzeichnung und können in bestimmten Fallkonstellationen zu Verwirrung der Letztverbraucher führen.

Im Sinne einer deutlich verbesserten Endkumentransparenz und Fokussierung auf die für Letztverbraucher relevanten Informationen setzt sich der BDEW für eine ganzheitliche Anpassung der Stromkennzeichnung ein. Der BDEW hat mit seiner [Stellungnahme zum Kabinettschluss zur EnWG-Novelle](#) umfassende Änderungsvorschläge unterbreitet.

## 2.2. Juristischer Änderungsbedarf im EEG 2021

Der BDEW sieht die nachfolgenden, vorrangig juristisch relevanten Änderungen im EEG 2021 als notwendig an. Er verweist darauf, dass bereits jetzt eine Änderungsnotwendigkeit bei diesen Bestimmungen erkennbar ist und dass vielfach diese Regelungen ohne eine entsprechende juristische Klarstellung des Gewollten gar nicht praktiziert werden können. Dies betrifft auch und insbesondere die Regelungen in § 9 EEG 2021 (technische Einrichtungen), § 36k EEG 2021 (kommunale Beteiligung an Windenergieanlagen) und § 50a Abs 1 Satz 2 EEG 2021 (Kappung des Flexibilitätsszuschlags).

Nach Auffassung des BDEW sollte der Gesetzgeber bereits frühzeitig erkennbares Potential für Rechtsstreitigkeiten rechtzeitig bereinigen, damit eine gegenläufige Rechtsprechung nicht im Nachhinein, wie im Falle des EEG-Anlagenbegriffs<sup>1</sup>, zu mehr Problemen führt.

### 2.2.1. Ausgeförderte Anlagen

Aktuell ist eine Inanspruchnahme der „geförderten Anschlussregelung“ für ausgeförderte Windenergieanlagen nach [§ 23b Abs. 2 EEG 2021](#) nur möglich, wenn der Anlagenbetreiber den Strom an den Anschluss-Netzbetreiber verkauft. Hierdurch wird die **Direktvermarktung** des Stroms aus diesen Anlagen behindert. Der BDEW tritt daher dafür ein, dass dieser Aufschlag auf den Marktpreis nicht nur bei Verkauf des Stroms an den Netzbetreiber gewährt wird, sondern auch im Falle der Direktvermarktung gewährt werden sollte. Anderenfalls würden diejenigen Betreiber bestraft werden, die frühzeitig ein „Green PPA“ abgeschlossen haben.

Der BDEW begrüßt außerdem die juristisch rechtssichere Ausgestaltung dieser Förderung in § 23b EEG 2021 nach Maßgabe der Formulierungshilfe. Er gibt jedoch zu bedenken, dass Netzbetreiber, an den die Erklärung nach § 23b Abs. 3 ff. EEG 2021 idF des Entwurfs der Formulierungshilfe weiter gegeben werden wird, nicht auf **inhaltliche Richtigkeit** prüfen kann, sondern es nur zur Kenntnis nehmen kann. Dies betrifft insbesondere die Frage, ob der Anlagenbetreiber oder mit ihm verbundene Unternehmen weitere Beihilfen in Anspruch genommen haben. Hinzu kommt, dass die betroffenen Anlagenbetreiber und mit diesen verbundene Unternehmen häufig nicht auf ein Netzgebiet begrenzt sind, sondern bundesweit agieren. Dementsprechend kann dem Netzbetreiber nicht die letztendliche Prüfungspflicht für Umstände auferlegt werden, die er nicht sachlich prüfen kann. Insoweit muss ein anderer, sicherer Mechanismus gefunden werden, durch den dasselbe Ziel erreicht wird. Angedacht werden kann hier eine entsprechende Bestätigung der Sachlage durch die BNetzA oder das BAFA, oder ein Testat über die Angaben des Anlagenbetreibers.

Außerdem erscheint dem BDEW **die Frist des 31. Dezember 2021** nach § 23b Abs. 3 Satz 1 Nr. 1 EEG idF des Entwurfs der Formulierungshilfe nicht praktikabel. Die entsprechende Meldung muss sämtliche Anlagen desselben Betreibers oder der mit ihm verbundenen Unternehmen umfassen. Für diese Anlagen kann aber am 31. Dezember 2021 noch gar keine entsprechende Aufstellung an den Netzbetreiber gegeben worden sein, weil diese Aufstellung letztlich auch von den Förderungen des 4. Quartals 2021

---

<sup>1</sup> Vgl. Urteile des BGH vom 23. Oktober 2013 (Az. [VIII ZR 262/12](#)) und vom 4. November 2015 (Az. [VIII ZR 244/14](#)).

abhängt, was wiederum eine Auslesung zum 31. Dezember 2021 erfordert. Dementsprechend muss die Frist auf die ansonsten übliche Frist des 28. Februar 2022 nach § 71 EEG 2021 verlegt werden.

Hiermit zusammen hängen die vorgesehenen **Mitteilungspflichten nach den §§ 69, 72 und 73 EEG 2021**: Der BDEW begrüßt die in Art. 1 Nr. 15 bis 17 der Formulierungshilfe vorgesehenen Mitteilungspflichten zur Klarstellung. Er gibt jedoch zu bedenken, dass Verteilnetzbetreiber die in Art. 1 Nr. 16 vorgesehene Mitteilungspflicht nur und erst dann erfüllen können, wenn die entsprechende Erklärung ihnen vom Anlagenbetreiber vorgelegt worden ist. Die Regelung muss daher wie folgt formuliert sein:

*„(4) Netzbetreiber, die nicht Übertragungsnetzbetreiber sind, müssen ihrem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich Erklärungen nach § 23b Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 vorlegen und mitteilen, wenn Höchstbeträge nach § 23b Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 erreicht sind, **sobald der betreffende Anlagenbetreiber die entsprechenden Erklärungen dem Netzbetreiber vorgelegt hat.**“*

### 2.2.2. Netzanschluss

#### ➤ **Überprüfungsbefugnis der EEG-Anlage und Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik durch den Netzbetreiber**

In der Praxis sehen sich Netzbetreiber vielfach nur unter Androhung der Netztrennung in der Lage, die Einhaltung der technischen Anforderungen nach § 10 Abs. 2 EEG 2021 auch auf Dauer durchzusetzen. Um diese Durchsetzung zu erleichtern, sollte dem Anschlussnetzbetreiber ein Recht auf Gewährung des Zutritts in § 10 Abs. 2 EEG 2021 zur Überprüfung und ggf. Sperrung des Anschlusses nach dem Vorbild des § 21 NAV an die Hand gegeben werden:

#### **Änderungsvorschlag § 10 Abs. 2 Satz 2 EEG 2021 (neu):**

*„**Der Anlagenbetreiber oder soweit keine Personenidentität vorliegt, der Anschlussnehmer oder -nutzer, hat nach vorheriger Benachrichtigung dem mit einem Ausweis versehenen Beauftragten des Netzbetreibers den Zutritt zum Grundstück und zu seinen Räumen zu gestatten, soweit dies für die Prüfung des Anschlusses oder der übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen oder zur Unterbrechung des Anschlusses erforderlich ist.**“*

#### ➤ **Netzanschluss für kleine Anlagen**

In § 8 Abs. 5 Satz 2 EEG 2021 sollte eine Klarstellung aufgenommen werden, ob und unter welchen Bedingungen ggf. eine Anlagenzusammenfassung stattfindet, wenn bereits Bestandsanlagen an demselben Anschlusspunkt einspeisen oder wenn Anschlussbegehren gleichzeitig für mehrere Anlagen unterhalb der Leistungsgrenze von 10,8 kW auf demselben Grundstück gestellt werden.

### 2.2.3. Technische Anforderungen

§ 9 EEG 2021 war bereits im Gesetzgebungsverfahren sehr umstritten. Erst am 17. Dezember 2021 wurde die finale Fassung beschlossen, die sich deutlich von der Fassung des Regierungsentwurfs zum EEG 2021 unterschied. Dabei sind folgende Wertungswidersprüche und redaktionelle Fehler entstanden:

#### ➤ **§ 9 Abs. 2 EEG 2021**

In § 9 Abs. 2 Satz 1 EEG 2021 führt die Formulierung „bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems“ zu der Frage, um was für ein intelligentes Messsystem es sich handelt. Aus der Zusammenschau mit

Absatz 1 wird zwar deutlich, dass es sich um ein Messsystem nach Absatz 1 mit durch das BSI festgestellten Funktionalitäten handeln sollte. Das intelligente Messsystem ist aber im Messstellenbetriebsgesetz definiert und meint „eine über ein Smart-Meter-Gateway in ein Kommunikationsnetz eingebundene moderne Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt und den besonderen Anforderungen nach den §§ 21 und 22 genügt, die zur Gewährleistung des Datenschutzes, der Datensicherheit und Interoperabilität in Schutzprofilen und Technischen Richtlinien festgelegt werden können,“ (§ 2 Nr. 7 MsbG). Ob die Funktionalitäten nach § 9 Abs. 1 i.V.m. § 84a EEG 2021 vorliegen, ist dafür unerheblich, sondern eine Sonderanforderung des EEG. Eine Auslegung, die nach dem Wortlaut lediglich auf das Vorhandensein eines intelligenten Messsystems, also eines zertifizierten Messsystems abstellt, würde dazu führen, dass nach Einbau eines solchen, noch nicht für Erzeugungsanlagen zertifizierten Messsystems **keinerlei Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit oder Sichtbarkeit** bestehen würden.

#### **Änderungsvorschlag § 9 Abs. 2 Satz 1 EEG 2021 (neu):**

**„Bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems nach Absatz 1 und unbeschadet weiterer Vorgaben im Zusammenhang mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Sinn von § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes müssen Betreiber von (...).“**

Die in der Formulierungshilfe in § 9 Abs. 2 Satz 1 EEG 2021 erfolgte Anpassung begrüßt der BDEW sehr, da nunmehr klargestellt wird, **dass Anlagen über 100 kW auch die Abrufung der Ist-Einspeisung durch den Netzbetreiber ermöglichen müssen**. Diese Anforderung muss durch entsprechende Übergangsvorschriften ergänzt werden: Zum einen sollte § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EEG 2021 rückwirkend zum 1.1.2021 in Kraft treten und eine Übergangszeit für die Realisierung, etwa 2 Kalendermonate nach Inkrafttreten des Änderungsgesetzes insgesamt, eingeführt werden. Flankierend dürfte die Sanktionsvorschrift des § 52 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EEG 2021 für den Anwendungsbereich des neuen § 9 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EEG 2021 auch erst zu diesem späteren Zeitpunkt anwendbar sein.

Unklar bleibt aber, welche Verpflichtungen Anlagen, die seit dem 1. Januar 2021, aber vor einer entsprechenden BSI-Markterklärung nach Absatz 1 in Betrieb genommen wurden und werden, nach einer BSI-Markterklärung nach Absatz 1 zu erfüllen haben. Denn § 9 Abs. 1 Satz 1 EEG 2021 stellt ausweislich seines Wortlauts „ihre ab diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen Anlagen“ diese Anforderungen nur an Anlagen, die ab der BSI-Markterklärung in Betrieb genommen wurden, nicht an solche, die zwischen dem 1. Januar 2021 und der entsprechenden BSI-Markterklärung in Betrieb genommen wurden. Für diese Anlagen würde ohne Anpassung keine Abrufung der Ist-Einspeisung und ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung über ein intelligentes Messsystem erfolgen müssen.

#### **Änderungsvorschlag § 9 Abs. 2 Satz 3 EEG 2021 (neu):**

**„Sobald die Anlagen nach Satz 1 Nummer 1 und Nummer 2 nach dem Messstellenbetriebsgesetz mit einem intelligenten Messsystem nach Absatz 1 ausgestattet werden, sind in den Fällen des Satz 1 Nummer 1 die Absätze 1 und 1b spätestens drei Jahre nach der in Absatz 1 genannten Feststellung des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik und in den Fällen des Satz 1 Nummer 2 die Absätze 1a und 1b spätestens drei Jahre nach der in Absatz 1a genannten Feststellung des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik anzuwenden.“**

**Jedenfalls muss deutlich werden, dass nach Ausstattung mit intelligenten Messsystemen und entsprechender BSI-Markterklärung die Anforderungen des Absatz 1 für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2021 aber vor Markterklärung ebenfalls gelten.**

Die Pflicht zur Ausstattung mit technischen Einrichtungen nach Absatz 1 unmittelbar ab Inbetriebnahme, ist praktisch nicht umsetzbar, wenn das Veröffentlichungsdatum der BSI-Markterklärung und die Inbetriebnahme zeitgleich erfolgen. Daher sollte hier – wie in § 10b Abs. 2 Satz 1 für die technischen Einrichtungen bei der Direktvermarktung EEG 2021 – zumindest eine Karenzfrist von einem Kalendermonat gewährt werden.

#### **Änderungsvorschlag § 9 Abs. 1 Satz 1 EEG 2021 (neu):**

*„Vorbehaltlich abweichender Vorgaben einer Verordnung nach § 95 Nummer 2 müssen Betreiber von Anlagen und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 Kilowatt und Betreiber von Anlagen, die hinter einem Netzanschluss betrieben werden, hinter dem auch mindestens eine steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes betrieben wird, **ihre nach dem Ablauf des ersten Kalendermonats** ab dem Zeitpunkt, zu dem das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik die technische Möglichkeit nach § 30 des Messstellenbetriebsgesetzes in Verbindung mit § 84a Nummer 1 und 2 feststellt, **ihre ab diesem Zeitpunkt** in Betrieb genommenen Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, die notwendig sind, damit über ein Smart-Meter-Gateway nach § 2 Nummer 19 des Messstellenbetriebsgesetzes Netzbetreiber oder andere Berechtigte jederzeit entsprechend der Vorgaben in Schutzprofilen und Technischen Richtlinien nach dem Messstellenbetriebsgesetz (...).“*

Schließlich möchte der BDEW darauf hinweisen, dass künftig das Redispatch nach § 13a EnWG in der ab 1. Oktober 2021 geltenden Fassung im Gegensatz zum Einspeisemanagement nach § 14 EEG auf die Fernsteuerung der Erzeugung/Wirkleistung (anstelle der Netzeinspeisung) durch den Netzbetreiber abzielt. Daher benötigt der Netzbetreiber, insbesondere in Eigenversorgungskonstellationen, auch die Ist-Erzeugungsdaten der Anlage. Folglich muss § 9 EEG 2021 dahingehend angepasst werden, dass die Anlagenbetreiber zumindest bei Überschusseinspeisung neben einer Messeinrichtung zur Erfassung der Ist-Einspeisung auch zusätzlich eine Messeinrichtung zur Erfassung der Ist-Erzeugung einbauen müssen. Diese Änderung ist in allen Absätzen des § 9 EEG 2021 in Bezug auf fernsteuerbare Anlagen vorzunehmen, in denen bisher lediglich die Erfassung der Ist-Einspeisung gefordert ist.

#### **→ § 10b EEG 2021 – Einbaufrist**

Für die Einrichtungen mit Steuerungseinrichtungen und Einrichtungen zur Abrufung der Ist-Einspeisung sind in der Regel Fernsteuerungstests durch den Direktvermarkter erforderlich. Eine Ausrüstung unmittelbar zum Inbetriebnahmedatum ist kaum möglich. Daher sah § 20 Abs. 1 Satz 2 EEG 2017 vor, dass die Fernsteuerung durch den Direktvermarkter „*nicht vor dem Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Kalendermonats erfüllt sein*“ musste. Diese offenbar bei Übertragung ins EEG 2021 verloren gegangene Übergangsfrist sollte in § 10b EEG 2021 wieder aufgenommen werden.

#### **Änderungsvorschlag § 10b Abs. 1 Satz 4 EEG 2021 (neu):**

**„Die Anforderungen nach Satz 1 müssen nicht vor dem Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Kalendermonats erfüllt sein.“**

#### **→ § 10b Abs. 2 Nr. 2 und 3 2021 – Anwendung auch auf ausgeförderte Anlagen**

Der BDEW geht davon aus, dass die Erleichterungen hinsichtlich Messung und Bilanzierung sowie Fernsteuerung durch den Direktvermarkter bei Volleinspeisung aus Anlagen bis 100 kW in der Direktvermarktung auch für ausgeförderte Anlagen gelten. Denn die Definition der „Anlage“ umfasst auch ausgeförderte Anlagen, für die das EEG 2021 lediglich förderseitig und ggf. bilanzierungsseitig besondere Vorgaben macht. Dies wird in der Rechtspraxis allerdings teilweise angezweifelt. Wird § 10b EEG 2021 ohnehin geändert, sollte hier eine klarstellende Anmerkung in der Begründung eingefügt werden.

### → § 10b Abs. 2 Nr. 2 und 3 EEG 2021 – Anwendung nicht nur bei Volleinspeisung

Bei Volleinspeisung aus Anlagen bis 100 kW in der Direktvermarktung sieht §10b (2) Nr. 2 u. Nr. 3 EEG 2021 - wie oben beschrieben - bereits Erleichterungen hinsichtlich Messung und Bilanzierung sowie Fernsteuerung durch den Direktvermarkter vor. Diese Erleichterungen sind auch bei Anlagen zu gewähren, die sich nicht in der Volleinspeisung befinden.

Kleinanlagenbetreiber können sowohl während als auch nach der Förderphase zwischen den Veräußerungsformen des § 21b EEG 2021 frei wählen. Dabei ergibt sich allerdings aus den erhöhten mess-/und steuerungstechnischen Vorgaben des §10b EEG 2021 (Ist-Wert-Auslesung/Fernsteuerung/1/4h Messung) insbesondere für Kleinanlagen bis 100kW eine Diskriminierung. Für diese Anlagen ist ein Wechsel in die Veräußerungsform nach § 20 bzw. § 21a EEG 2021 (geförderte -/ sonstige Direktvermarktung) im Vergleich zur Einspeisevergütung nach § 21 EEG 2021 mit erhöhten Anforderungen verbunden. Dies steht letztlich einer Marktintegration entgegen. Die vorgeschlagene Anpassung dürfte auch eher die Anforderungen nach Artikel 4 Nr. 2 der EU-Richtlinie, zu der Forderung nach „Anreize(n) für die markt-basierte und marktorientierte Integration“ erfüllen, wobei „unnötige Wettbewerbsverzerrungen auf den Elektrizitätsmärkten zu vermeiden“ sind. Dieser Grundsatz der EU-Richtlinie umfasst hierbei explizit auch Kleinanlagen.

### 2.2.4. § 36k EEG 2021 - Kommunale Beteiligung an Windenergieanlagen

Diese Regelung enthält zahlreiche Ungenauigkeiten, die die Anwendung der Regelung erheblich erschweren können:

Zum einen ist unklar, ob die Betroffenheit der Gemeinden durch die „immissionsschutzrechtliche Betroffenheit“ definiert wird und der „Umkreis von 2.500 Metern“ letztlich nur die Betroffenheit jenseits dieser Grenze ausschließt (so der Gesetzeswortlaut) oder ob jegliche Gemeinde innerhalb des Umkreises von 2.500 Metern als betroffen gilt, unabhängig davon, ob sie immissionsschutzrechtlich betroffen ist oder nicht (so die Begründung zu dieser Regelung in BT-Drs. 19/25326, S. 18). Sowohl aus Netz- als auch aus Anlagenbetreibersicht ist letztere Regelung klar zu priorisieren. Die pauschale Betroffenheit innerhalb eines 2500 m Radius führt zu einem minimal möglichen Aufwand bezogen auf Nachweis und Prüfung der Betroffenheit. Gleichzeitig ist dies mit Blick auf das Ziel der Akzeptanzsteigerung sinnvoll, da Gemeinde und Anwohner einfach nachvollziehen können, ob eine kommunale Beteiligung möglich ist oder nicht. Zum anderen ist unklar, auf welcher Grundlage sich der Umkreis von 2.500 m berechnet. Hier sollte wie in § 249 Abs. 3 BauGB die „Mitte des Mastfußes der Windenergieanlage“ verwendet werden.

Außerdem geht der BDEW davon aus, dass die Aufteilungsvorgaben nach § 36k Abs. 1 Satz 3 EEG 2021 bindend sind und Beteiligte nicht hiervon abweichen dürfen, auch angesichts der ansonsten möglicherweise nicht anwendbaren Ausnahmen von der Strafbarkeit nach §§ 331 und 334 StGB. Sollte der Gesetzgeber etwas anderes beabsichtigen, sollte dies im Gesetzeswortlaut klargestellt werden.

Darüber hinaus ist unklar, wie dieser Aufteilungsmaßstab anzuwenden ist bei

- › Gemeinden, die optisch oder durch Lärmeinwirkungen „betroffen“ im Sinne der Regelung sind, aber im angrenzenden Ausland liegen, und
- › Belegenheit der Windenergieanlagen auf gemeindefreien Flächen oder bei Belegenheit von gemeindefreien Flächen innerhalb der 2,5 km um die Anlage herum.

Außerdem sollte der Sicherheit halber auch noch § 108e des Strafgesetzbuchs (StGB) (Bestechung und Bestechlichkeit von Mandatsträgern) in § 36k Abs. 2 EEG 2021 genannt werden.

Schließlich können Anlagenbetreiber nach Absatz 3 der Regelung nur die „Erstattung des im Vorjahr geleisteten Betrages“ verlangen. Dies bedeutet auch im Falle von Abschlagszahlungen, dass die Anlagenbetreiber die Beträge aufgrund der notwendigen Endabrechnung im Folgejahr der Einspeisung erst im zweiten Jahr nach der Einspeisung erstattet verlangen dürfen. Der Begriff „Betrag“ in Absatz 3 ist inhaltsgleich zu dem nach Absatz 1 Satz 1, d.h. dass der Bildung des Betrages die eingespeiste sowie die fiktive Strommenge nach Anlage 2 Nr. 7.2 EEG 2021 zugrunde liegt. Dies trifft aber auf Abschlagszahlungen nicht zu. Daher muss Absatz 3 entsprechend angepasst werden, um nicht zu lange Zahlungsaufschübe zu generieren.

**Die Regelung sollte daher wie folgt angepasst werden (vorbehaltlich einer weiteren Präzisierung der „Betroffenheit“, s.o.):**

*„(1) Betreiber von Windenergieanlagen an Land, die einen Zuschlag für ihre Anlage erhalten, dürfen den Gemeinden, die von der Errichtung der Windenergieanlage **immissionschutzrechtlich** betroffen sind, Beträge durch einseitige Zuwendung ohne Gegenleistung von insgesamt 0,2 Cent pro Kilowattstunde für die tatsächlich eingespeiste Strommenge und für die fiktive Strommenge nach Anlage 2 Nummer 7.2 anbieten. Nicht als betroffen **im Sinne des Satzes 1** gelten Gemeinden, deren Gemeindegebiet sich nicht zumindest teilweise innerhalb eines um die Windenergieanlage gelegenen Umkreises von 2 500 Metern **um den Mittelpunkt des Mastfußes der Windenergieanlage** befindet. Sind mehrere Gemeinden betroffen, ist die Höhe der angebotenen Zahlung pro Gemeinde anhand des Anteils ihres jeweiligen Gemeindegebiets an der Fläche des Umkreises aufzuteilen, so dass insgesamt höchstens der Betrag nach Satz 1 angeboten wird. **Liegen gemeindefreie Flächen oder Flächen von Gemeinden außerhalb des Geltungsbereiches dieses Gesetzes in dem Umkreis von 2.500 Metern nach den Sätzen 2 und 3, sind diese Flächen weder betroffen im Sinne des Satzes 1, noch zählen diese Flächen bei der Aufteilung nach Satz 3 mit.***

*(2) Vereinbarungen über Zuwendungen nach Absatz 1 bedürfen der Schriftform und dürfen bereits vor der Genehmigung der Windenergieanlage nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz geschlossen werden. Sie gelten nicht als Vorteil im Sinn der §§ **108e und 331 bis 334** des Strafgesetzbuchs. Satz 2 ist auch für Angebote zum Abschluss einer solchen Vereinbarung und für die darauf beruhenden Zuwendungen anzuwenden.*

*(3) Sofern Betreiber Zahlungen nach Absatz 1 leisten, können sie die Erstattung des **für das vorangegangene Kalenderjahr im Vorjahr** geleisteten Betrages im Rahmen der Endabrechnung vom Netzbetreiber verlangen. **Satz 1 ist entsprechend anzuwenden, wenn fiktive Strommengen nach Anlage 2 Nummer 7.1 erst in einem auf das Jahr der Einspeisung folgenden Kalender festgestellt worden sind.**“*

### 2.2.5. Pflicht zur Führung eines sortenreinen Bilanzkreises

§ 20 Nr. 3 EEG 2021 enthält die Pflicht zur "sortenreinen" Bilanzierung als Anspruchsvoraussetzung zum Erhalt der Marktprämie.

Die Regelung diene ursprünglich der Transparenz und Missbrauchsverhinderung. Dieser Zweck wird hinreichend durch die notwendige Ermittlung von separaten Zählerwerten und die etwaige Ausstellung von Herkunftsnachweisen bei Grünstromprodukten gewährt. Damit können eine zu hohe Förderung oder falsche Grünstromprodukte vermieden werden. Auch ist ein Festhalten an der ordnungspolitischen Funktion der Norm aus Sicht des BDEW nicht mehr notwendig.

Zudem ist die Sanktion, Nichtentstehen des Anspruchs auf die Marktprämie für den **gesamten** bilanzierten Strom, im Vergleich zu anderen Sanktionen im EEG recht hoch. Mit Blick auf ausgeförderte EEG-Anlagen, die in die sonstige Direktvermarktung wechseln (müssen), drohen bei einem Beibehalten der Norm zahlreiche, vermeidbare Streitigkeiten, wenn diese weiter in den Marktprämienbilanzkreis einspeisen. Diese Problematik ist insbesondere für ausgeförderte Anlagen relevant. Ob die im EEG 2021 vorgesehene automatische Zuordnung allerdings auch dann greift,<sup>2</sup> wenn die Anlage vorher in einem Lieferanten-Bilanzkreis bilanziert wurde, ist zumindest rechtlich strittig.<sup>3</sup> **Die von der BNetzA vertretene Auffassung sollte für Nicht-Windenergieanlagen ab 100 kW durch eine rückwirkend angeordnete Null-Vergütung bei Aufnahme in den Netzbetreiber-EEG-Bilanzkreis flankiert werden.**

Der BDEW fordert daher weiter die Streichung der in § 20 Nr. 3 EEG 2021 enthaltenen Pflicht zur "sortenreinen" Bilanzierung als Anspruchsvoraussetzung zum Erhalt der Marktprämie. Allerdings wird zur Kontrolle der Zahlungen im Verhältnis VNB-ÜNB die Sortenreinheit weiterhin benötigt. Sollten sich hier keine alternativen Lösungswege aufzeigen, regen wir zumindest eine Abschwächung und Begrenzung der Sanktion auf den falschbilanzierten Strom an.

Ohne eine Streichung von § 20 Nr. 3 EEG 2021 muss jedenfalls für die Fälle, in denen geförderte und ausgeförderte Anlagen über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt einspeisen, hinsichtlich der Sortenreinheit eine tatbestandliche Lösung gefunden werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass diese Anlagen zweimal nachgerüstet werden müssten. Wichtig ist festzuhalten, dass es hier um die Mess- und Abrechnungskonstellationen für Anlagen geht, die ohnehin nur noch für einen kurzen Zeitraum wirtschaftlich betrieben werden können. Es sollte nicht am Messkonzept liegen, dass solche Anlagen vor Ablauf ihrer wirtschaftlichen Lebensdauer aus der Erzeugung ausscheiden.

Die Lösung könnte in einer übergangsweisen gesetzlichen Fiktion bestehen. Für die gemeinsame Bilanzierung und Abrechnung von förderfähigen und ausgeförderten Anlagen über eine Marktlokation wird in § 20 Nr. 3 EEG 2021 gesetzlich fingiert, dass die Einstellung dieses Stroms in den Marktprämien-Bilanz- oder Unterbilanzkreis nicht von dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist.

---

<sup>2</sup> § 21c Abs. 1 Satz 3 EEG 2021.

<sup>3</sup> Die Bundesnetzagentur ist der Auffassung, dass durch die automatische Zuordnung in § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2021 diese Problematik gelöst wurde ([Hinweis 1/2021](#)).

Demzufolge schlagen wir folgende Anpassung des Regierungsentwurfs durch Einfügung eines neuen Satzes 2 nach § 20 Nr. 3 lit. b EEG 2021 (neu) vor:

*„Speisen ausgeförderte Anlagen und Anlagen, deren Strom in der Veräußerungsform der Marktprämie direkt vermarktet wird, über eine gemeinsame Messeinrichtung ein, gilt bis zur Ausstattung der betroffenen Anlagen mit einem intelligenten Messsystem nach dem Messstellenbetriebsgesetz, längstens aber bis zum 31. Dezember 2022, die Einstellung des Stroms aus den ausgeförderten Anlagen in den Bilanz- oder Unterbilanzkreis als nicht von dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten.“*

#### **Begründung:**

Damit ausgeförderte Anlagen bei einer gemeinsamen Messung und Bilanzierung mit noch förderfähigen Anlagen nicht zum 01.01.2021 aufgrund des bevorstehenden Rollouts für nur kurze Zeit mit geeigneten Messeinrichtungen ausgerüstet werden müssen, müssten ausgeförderte und noch förderfähige Anlagen eine gemeinsame Marktlokation bilden können. Damit die Marktprämie für die noch förderfähigen Strommengen erhalten bleibt, ist zwingend eine Anpassung in § 20 Nr. 3 EEG 2021 vorzunehmen.

Die gesetzliche Fiktion des „Nicht-vertreten-müssens“ für die gemeinsame Bilanzierung und Abrechnung von ausgeförderten und noch förderfähigen Anlagen, mit der zeitlichen Befristung bis zur Ausrüstung mit einem intelligenten Messsystem bzw. längstens 2 Jahre, stellt einen Kompromiss zur Forderung der vollständigen Streichung des Erfordernisses der Sortenreinheit dar.

#### **2.2.6. Gemeinsame Messung von Erzeugungsanlagen**

##### **Änderungsvorschlag zu § 21b Abs. 2 EEG 2021:**

*„Anlagenbetreiber dürfen den in ihren Anlagen erzeugten Strom prozentual auf verschiedene Veräußerungsformen nach Absatz 1 aufteilen; in diesem Fall müssen sie die Prozentsätze nachweislich jederzeit einhalten. **Der prozentualen Aufteilung darf auch für die Bilanzierung § 24 Absatz 3 zu Grunde gelegt werden.** Satz 1 ist nicht ~~für die Ausfallvergütung und nicht~~ für den Mieterstromzuschlag nach § 21 Absatz 3 anzuwenden.“*

#### **Begründung:**

§ 24 Abs. 3 Satz 1 EEG 2021 lässt die Abrechnung von Strom aus mehreren Anlagen, die gleichartige Erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, über eine gemeinsame Messeinrichtung zu, um die Abrechnung und Bilanzierung zu vereinfachen und vergünstigen bzw. – soweit bereits gelehrt – rechtsicher zu gestalten. Diese Aufteilung wird durch die BNetzA als zulässig erachtet und in der aktuellen Version der Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen dargestellt.<sup>4</sup> Die entsprechende rechtliche Grundlage sollte in § 21b Abs. 2 und 24 Abs. 3 EEG 2021 unmissverständlich zu finden sein, um Auseinandersetzungen darüber zu vermeiden.

---

<sup>4</sup> Gem. Beschluss BK6-20-160 vom 21.12.2020.

**Änderungsvorschlag § 24 Abs. 3 EEG 2021:**

„Anlagenbetreiber können Strom aus mehreren Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, über eine gemeinsame Messeinrichtung **bilanzieren** und abrechnen. In diesem Fall sind für **die Bilanzierung und** die Berechnung der Einspeisevergütung oder Marktprämie bei mehreren Windenergieanlagen an Land die Zuordnung der Strommengen zu den Windenergieanlagen im Verhältnis des jeweiligen Referenzertrags nach Anlage 2 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung für Windenergieanlagen an Land, deren anzulegender Wert durch § 46 bestimmt wird, und des jeweilig zuletzt berechneten Standortertrags nach Anlage 2 Nummer 7 für Windenergieanlagen an Land, deren anzulegender Wert durch § 36h bestimmt wird, maßgeblich; **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**; bei allen anderen Anlagen erfolgt die Zuordnung der Strommengen im Verhältnis zu der installierten Leistung der Anlagen.“

**Begründung:**

Durch den Zusatz zur Bilanzierung von Strommengen ist ausdrücklich nicht nur die gemeinsame Messung zu Zwecken der Abrechnung, sondern auch zu Zwecken der Bilanzierung aufgenommen. Diese gesetzliche Anpassung flankiert die Anpassung in § 21b Abs. 2 EEG 2021. Dass für die gemeinsam abgerechneten Strommengen eine EEG-Förderung geltend gemacht werden kann, ist somit für die Aufteilung nicht Voraussetzung. So können auch geförderte und nicht geförderte Anlagen gemeinsam gemessen und (anteilig) bilanziert werden. Die Zuordnung der Energiemengen zu den einzelnen Anlagen darf im Vergleich zu installierten Untermessungen nicht wesentlich verfälscht werden.

Neben einer gesetzlichen Lösung für die gemeinsame Abrechnung von förderfähigen und ausgeförderten Anlagen, fordert der BDEW auch bei gemeinsamer Messung in heterogenen Windparks eine gesetzliche Anpassung des § 24 Abs. 3 EEG 2021. Nach § 24 Abs. 3 EEG 2021 wie bereits bei § 24 Abs. 3 EEG 2017 ist im Falle einer gemeinsam gemessenen Stromeinspeisung aus mehreren Windenergieanlagen als Aufteilungsgrundlage bei gesetzlich geförderten Windenergieanlagen der Referenzertrag und für per Ausschreibung geförderte Anlagen der Standortertrag zu verwenden. Allerdings liegt bei Windenergieanlagen im Binnenland der Standortertrag erfahrungsgemäß ca. 20 bis 25 Prozent unter dem Referenzertrag. Bestehen nun Windparks sowohl aus gesetzlich geförderten als auch aus per Ausschreibungszuschlag geförderten Windenergieanlagen ("gemischte Windparks"), kommt es durch den unterschiedlichen gesetzlichen Aufteilungsmaßstab zu einer nicht unerheblichen Verschiebung von Strommengen zwischen den Anlagen. Dies kann zu einer Überförderung der gesetzlich geförderten Anlagen führen, da diese aufgrund des Stichtags 1. Januar 2017 bzw. der Übergangsregelung in § 22 EEG 2017 häufig mit einem höheren anzulegenden Wert gefördert werden. § 24 Abs. 3 EEG 2021 müsste dann insoweit geändert werden, dass das Sammelmessergebnis bei „gemischten Windparks“ nur nach Maßgabe der jeweiligen Referenzerträge aufgeteilt werden darf.

### Änderungsvorschlag § 53 Abs. 1 Satz 2 EEG 2021:

„Der Wert nach Satz 1 verringert sich um die Hälfte für Strom aus ausgeförderten Anlagen, die mit einem intelligenten Messsystem **[einfügen: gem. § xxx / mit xx Funktionalitäten]** ausgestattet sind.“

Auch an dieser Stelle wird durch die Formulierung „mit einem intelligenten Messsystem“ nicht deutlich, ob es sich um irgendein zertifiziertes Messsystem handeln kann, oder ob es sich um Messsysteme handeln muss, für die das BSI für die konkreten Erzeugungsanlagen eine Markterklärung ausgesprochen hat.

### 2.2.7. Negative Preise nach § 51 EEG 2021

Jenseits der vorstehenden Forderungen unter Nr. 2.1.3 gibt der BDEW zu bedenken, dass die Leistungsschwelle nach § 51 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2021 von 500 kW aufgrund des Anlagenbegriffs von Solaranlagen nach § 3 Nr. 1 EEG 2021 auf das Modul bezogen wäre. Es fehlt anders als nach § 51 EEG 2017 eine Zusammenfassung der Anlagen nach § 24 Abs. 1 EEG 2021, wie sie noch im EEG 2017 enthalten war.

### 2.2.8. Ausschreibungsbedingte Förderung

#### ➤ Solaranlagen

Der BDEW begrüßt die in Art. 1 Nr. 9 bis 12 der Formulierungshilfe vorgesehene Änderung. Er regt aufgrund entsprechender Praxisfälle an, klarzustellen, zu welchem Zeitpunkt ein Satzungsbeschluss für ausschreibungspflichtige Solaranlagen, bei denen für die EEG-Förderung ein Bebauungsplan die Aufstellfläche abdecken muss, vorliegen muss. Dies muss bei Solaranlagen in der gesetzlichen Förderung der Zeitpunkt der Errichtung der Anlage sein (§ 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG 2021), hilfsweise nach § 48 Abs. 1 Satz 2 und 3 EEG 2021 auch ein späterer Zeitpunkt mit den dort genannten Einschränkungen. Diese Prämisse fehlt aber im Rahmen von § 37 bzw. §§ 38 und 38a EEG 2021 für Solaranlagen in den EEG-Ausschreibungen. Daher ist aktuell fraglich, ob der Satzungsbeschluss bereits zum Zeitpunkt der Antragstellung auf Zahlungsberechtigung vorliegen muss, wofür der zeitliche Förderrückbezug nach § 38a Abs. 2 Satz 2 EEG 2021 spricht, oder ob der Satzungsbeschluss wie im Falle von § 48 Abs. 1 Satz 2 und 3 EEG 2021 noch nachgeholt werden kann und darf.

#### ➤ Windenergieanlagen

In § 36j EEG 2021 sollte klargestellt werden, dass Zusatzgebote auch vor Inbetriebnahme der entsprechenden Anlagen abgegeben werden können. Dies entspricht dann auch der grundlegenden Systematik der EEG-Ausschreibungen, dass Gebote grundsätzlich nicht erst nach Inbetriebnahme der korrespondierenden Anlagen abgegeben werden dürfen, und es entsteht ein grammatikalischer Gleichklang innerhalb der Regelung, die in ihrem letzten Teilsatz nicht nur die tatsächlich *durchgeführte* Erhöhung (Inbetriebnahme) sondern auch die *geplante* Erhöhung nennt.

Außerdem muss das Verhältnis von § 36j Abs. 1 zu § 22 Abs. 2 EEG 2021 klargestellt werden. Nach BDEW-Verständnis ist ein Betreiber einer Windenergieanlage befugt, die bezuschlagte Leistung der Anlage nach § 22 Abs. 2 Satz 1, 2. Halbsatz, EEG 2021 um bis zu 15 % zu überschreiten. Unklar bleibt dann allerdings, ob er bei einer Überschreitung um mehr als 15 % ein Zusatzgebot für den vollständigen Überschreibungsbetrag oder nur für den Betrag jenseits der 15 % abgeben muss.

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

*„Abweichend von § 36c können Bieter einmalig Gebote für bezuschlagte Windenergieanlagen an Land ~~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.**“*

#### ➤ Innovationsausschreibungen

Aktuell ist unklar, ob und inwieweit die Speicher in Anlagenkombinationen nach § 13 Abs. 2 Satz 1 bzw. Satz 2 ff. InnAusV dauerhaft die dortigen Eigenschaften aufweisen müssen, um eine unabgesenkte Förderung zu erhalten.

Aus dem reinen Verordnungswortlaut heraus ist bei einer Dimensionierung zur Erbringung von Sekundärregelleistung nach § 13 Abs. 2 Satz 1 bis 3 InnAusV die Regelung so zu lesen, dass die dortigen Voraussetzungen nur zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme eingehalten werden müssen:

*„Anlagenkombinationen müssen technisch so beschaffen sein, dass sie für mindestens 25 Prozent ihrer installierten Leistung positive Sekundärregelleistung erbringen können, ansonsten verringert sich die fixe Marktprämie auf null. Die Voraussetzungen von Satz 1 gelten als erbracht, wenn 25 Prozent der installierten Leistung der Anlagenkombination auf eine Biomasseanlage, eine Geothermieanlage oder einen Speicher entfallen und diese installierte Leistung nicht in einem Missverhältnis zur vorgehaltenen Kapazität steht. Ein Missverhältnis ist bei Speichern nicht gegeben, wenn die Energiespeicherkapazität der Anlagenkombination mindestens eine Einspeicherung über zwei Stunden bei Nennleistung der Energiespeichertechnologie ermöglicht.“*

Demgegenüber weist nur § 13 Abs. 2 Satz 4 InnAusV im dortigen Regelungsbereich einen Zeitbezug auf; eine Erbringung von Sekundärregelleistung ist entsprechend nur im direkten Anlagenverbund möglich. Der Nachweis für eine entsprechende Dimensionierung im Anlagenverbund ist dann jährlich zu erbringen:

*„Sofern kein Fall des Satzes 2 vorliegt, sind die Voraussetzungen jährlich durch einen Umweltgutachter zu bestätigen und entsprechende Nachweise dem Anschlussnetzbetreiber vorzulegen.“*

In der Rechtsanwendung bleibt allerdings unklar, für welche Fälle letztlich ein kalenderjährlicher Nachweis zu erbringen ist, insbesondere, ob die Anforderung in § 13 Abs. 2 Satz 4 Inn- AusV letztlich auf den Anwendungsbereich von § 13 Abs. 2 Satz 1 bis 3 InnAusV ausstrahlt. Aus Gründen der Rechtssicherheit sieht der BDEW daher eine entsprechende Klarstellung in § 13 InnAusV als erforderlich an.

### 2.2.9. Gesetzliche Förderung

#### ➔ Biomasse

##### ○ Kleingüllaanlagen nach § 44 EEG 2021

Der BDEW begrüßt, dass die Problematik der Förderung für Kleingüllaanlagen nach § 44 EEG 2021 bis zu einer installierten Leistung von 150 kW einschl. der Förderbeschränkung oberhalb einer Bemessungsleistung von 100 kW nach § 44c Abs. 1 EEG 2021 durch den Gesetzgeber gelöst worden ist. Allerdings fehlt eine Lösung für Bestandsanlagen nach § 44 EEG 2017. Hier hat der BDEW allein im

süddeutschen Bereich eine zweistellige Zahl von Anlagen identifiziert, die die 75 kW Bemessungsleistung in 2020 überstiegen haben und bei denen folglich juristisch fraglich ist,

- › wie überhaupt die Förderung oberhalb einer Bemessungsleistung von 75 kW nach § 44 EEG 2017 und
- › wie das Verhältnis der Regelung zur 100 kW-Schwelle nach § 44c Abs. 1 EEG 2017

ist.

- **Flexibilitätsprämie und -zuschlag nach §§ 50a und 50b EEG 2021**

Gemäß § 50a Abs. 1 Satz 2 EEG 2021 verringert sich der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag nach § 50a Abs. 1 Satz 1 EEG 2021

*„für die Anlagenbetreiber, die für ihre Anlage die Flexibilitätsprämie nach § 50b dieses Gesetzes oder nach der für sie maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Anspruch genommen haben, auf 65 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und Jahr, die gegenüber der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zusätzlich flexibel bereitgestellt wird.“*

Diese Regelung hatte der Deutsche Bundestag in den Regierungsentwurf des EEG 2021 eingefügt und wie folgt begründet:<sup>5</sup>

*„Mit der Änderung von § 50a EEG 2021 wird der Flexibilitätszuschlag für frühere Bezieher der Flexibilitätsprämie beschränkt. Sowohl der Flexibilitätszuschlag als auch die Flexibilitätsprämie sollen die Anlagenbetreiber entschädigen für Investitionsmehrkosten, welche die Anlagenbetreiber durch die Einhaltung der jeweiligen Flexibilitätsanforderungen haben. So erhalten den Flexibilitätszuschlag auch Bestandsanlagen, die erfolgreich an der Ausschreibung für eine 10-jährige Anschlussförderung teilgenommen haben. Haben diese Bestandsanlagen jedoch bereits vorher die Flexibilitätsprämie erhalten, sind die Investitionskosten bereits für bis zu 50 Prozent flexibel bereitgestellter Leistung zum Zeitpunkt der Inanspruchnahme der Anschlussförderung amortisiert. Hier bedarf es für die richtige Anreizsetzung Anpassungen, um Mitnahmeeffekte und eine Doppelförderung für ein und dieselbe Leistung zu verhindern.“*

Die im Gesetzeswortlaut und in der Begründung verwendeten Begriffe „(zusätzlich) flexibel bereitgestellte Leistung“ existieren jedoch im Rahmen der Förderung der Flexibilitätsprämie nicht. Dementsprechend ist unklar, auf welche Leistung sich diese Begriffe beziehen. Dies erfordert eine gesetzgeberische Anpassung von § 50a Abs. 1 Satz 2 EEG 2021. Ohne eine solche Änderung kann diese Regelung nicht praktiziert werden, weil unklar ist, wie diese zusätzlich flexibel bereitgestellte Leistung und damit auch der Abzugsbetrag, der der Regelung innewohnt, bestimmt wird.

- **Nachweisführung bei Biomasseanlagen nach dem EEG 2021**

Das EEG 2021 enthält gerade bei Biomasseanlagen diverse Nachweispflichten, die gesetzlich konkretisiert werden müssten:

---

<sup>5</sup> BT-Drs. 19/25326, S. 22.

- § 44c Abs. 3 EEG 2021: Nachweis, dass keine kosteneffiziente Möglichkeit zur Nutzung als hocheffiziente KWK-Anlage besteht; Vorschlag: Umweltgutachten,
- § 44c Abs. 7 EEG 2021: Herstellerunterlagen für serienmäßig hergestellte Anlagen bis 2 MW: Diese müssen nun auch eine Bestätigung der Hocheffizienz enthalten, um von Gesetzes wegen berücksichtigt zu werden,
- § 50 Abs. 3 EEG 2021: Die dort genannten Kriterien können vom Netzbetreiber, insbesondere bei Überschusseinspeisung, nicht überprüft werden; Vorschlag: Umweltgutachten.

### → Solarstrom – § 48 Abs. 5 EEG 2021

Der Deutsche Bundestag hatte am 17. Dezember 2020 beschlossen, die gesetzliche Förderung für Strom, der erzeugt wird in Solaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 300 Kilowatt bis einschließlich 750 Kilowatt, die auf, an, oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand errichtet werden, nur für 50 % der erzeugten Strommenge bestehen zu lassen. Für den darüberhinausgehenden Anteil der erzeugten Strommenge verringert sich der Anspruch nach § 19 Abs. 1 auf null.

Bei dieser Regelung fehlen

- › der zeitliche Bezug für die 50 % (Vorschlag: Kalenderjahr) und
- › die Klarstellung, dass nach Abschluss des zeitlichen Bezugsrahmens nur die Arbeitsmengen der Erzeugung und der Einspeisung miteinander verglichen werden, und dass keine ¼-Stunden-seitige Betrachtung unterjährig stattfindet.

**Die Regelung sollte daher wie folgt angepasst werden:**

*„(5) Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 und 2 besteht für Strom, der erzeugt wird in Solaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 300 Kilowatt bis einschließlich 750 Kilowatt, die auf, an, oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand errichtet werden, nur für 50 Prozent **der innerhalb eines Kalenderjahres von dieser Anlage** erzeugten Strommenge. Für den darüberhinausgehenden Anteil der erzeugten Strommenge verringert sich der Anspruch nach § 19 Absatz 1 auf null, **soweit dieser Anteil in das Netz eingespeist wird.**“*

## 2.2.10. EEG-Umlagepflicht

→ **Kraftwerkseigenverbrauch innerhalb von Windparks / EEG-umlagerechtliche Herausforderungen bei Windparks:**

- **Entfallen der EEG-Umlage bei Kraftwerkseigenverbrauch für Leitungs- und Umspannverluste**

In reinen EE-Erzeugungssachverhalten (Beispiel: Windpark) müssten sowohl in Eigenversorgungskonstellationen als auch in Konstellationen mit verschiedenen Anlagen-/Infrastrukturbetreibern Leitungs- und Trafoverluste als Kraftwerkseigenverbrauch nach § 61a Nr. 1 EEG 2021 eingeordnet werden können und damit EEG-umlagebefreit sein. Flankierend sollte eine Amnestieregelung für die Vergangenheit aufgenommen werden. Derzeit herrscht diesbezüglich keine eindeutige Rechtssicherheit und im schlimmsten Falle drohen erhebliche, rückwirkende Forderungen, da Leitungs- und Trafoverluste ca. 1-2% der gesamten erzeugten Leistung ausmachen.

Hinsichtlich reiner Eigenversorgungskonstellationen bestand bislang in der Branche Einigkeit, dass Leitungs- und Umspannverluste in reinen Erzeugungssachverhalten (Eigenversorgung) nicht EEG-umlage-relevant sind oder – je nach Rechtsauffassung – unter den Tatbestand des Kraftwerkseigenverbrauchs nach § 61a Nr. 1 EEG 2021 fallen. Die Auslegung des Merkmals „Verbrauch in der Stromerzeugungsanlage oder in deren Neben- und Hilfsanlagen zur Erzeugung von Strom im technischen Sinn“ sollte nach der Gesetzesbegründung zum EEG 2014 an die stromsteuerrechtliche Auslegung des Kraftwerkseigenverbrauchs angelehnt werden. Auf Basis eines Urteils des FG Berlin-Brandenburg konnte bislang vertreten werden, dass eine Stromsteuerbefreiung für Trafo-/ Umspannverluste nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG als Verbrauch in notwendigen Neben- und Hilfsanlagen und damit Erscheinungsform des Kraftwerkseigenverbrauchs gewährt werden kann, wenn die Umspannung erforderlich ist, damit der Strom eingespeist werden kann. Denn die Herstellung des Stroms sei erst abgeschlossen, wenn der Strom dem Endverbraucher tatsächlich (durch Einspeisung) zur Verfügung gestellt wird. Der Bundesfinanzhof (BFH) sah dagegen in nächster Instanz die Verbräuche in Umspann- und Transformationsanlagen nicht als stromsteuerfrei an. Es ist daher zu befürchten, dass eine einheitliche Rechtsauffassung zu der Frage, ob diese Verbräuche unter § 61a Nr. 1 EEG 2021 gefasst werden können, zukünftig nicht mehr möglich ist. Der BDEW fordert den Gesetzgeber daher auf, präzisierend klarzustellen, dass in reinen Erzeugungssachverhalten Leitungs- und Umspannverluste von der EEG-umlagebefreit sind und damit Rechtssicherheit herzustellen.

Da zudem bei EE-Erzeugungssachverhalten oft mehrere Betreiber an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen sind, ist diese Anpassung auch auf EE-Anlagen zu beschränken. Die selbstverbrauchten Strommengen für Kraftwerkseigenverbräuche der einzelnen Betreiber sind nicht oder tatsächlich nur mit sehr hohem Aufwand abgrenzbar von Drittverbrauchsmengen (bspw. Leitungs- und Trafoverlusten, wenn der Anlagenbetreiber nicht mit dem Infrastrukturbetreiber identisch ist).

#### **Formulierungsvorschlag für § 61a Satz 2 und 3 EEG 2021-E:**

***„Unter Verbräuche in Neben- und Hilfsanlagen nach Satz 1 Nr. 1 fallen auch Leitungs- und Trafoverluste in reinen Erzeugungssachverhalten. Ein reiner Erzeugungssachverhalt liegt vor, wenn sämtliche Letztverbräuche dem Zweck der Stromerzeugung oder Stromeinspeisung dienen und ohne die Stromerzeugungsanlage nicht anfallen würden.“***

#### **Formulierungsvorschlag für § 61a Satz 4 EEG 2021:**

***„Der Anspruch nach § 60 Abs. 1 Satz 1 entfällt unter den Voraussetzungen des Satzes 1 Nummer 1, auch ohne, dass eine Eigenversorgung vorläge, wenn der Strom in reinen Erzeugungssachverhalten aus Anlagen mit einem gemeinsamen Netzanschluss stammt.“***

#### **Formulierungsvorschlag für § 104 Abs. 12 EEG 2021:**

***„Ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen kann für Strom, den es in einer Stromerzeugungsanlage erzeugt und vor dem 1. Januar 2020 an einen Letztverbraucher geliefert hat, die Erfüllung des Anspruchs eines Übertragungsnetzbetreibers auf Zahlung der EEG-Umlage verweigern, soweit für diesen Strom die Tatbestandsvoraussetzungen des § 61a Satz 2 vorgelegen hätten.“***

- **Schätzweise Erfassung von EEG-umlagerelevanten Strommengen**

In Fällen, in denen Schätzverfahren, wie etwa SCADA-Wertverfahren, bereits eine verlässliche Datengrundlage für die Erfassung von Strommengen vor einer möglichen Abgrenzung bietet, sollte es

möglich sein, auf geeichte Erzeugungszähler zu verzichten. Dafür müsste die schätzweise Erfassung von Strommengen, die aktuell und noch für das Kalenderjahr 2020 durch die Übergangsvorschrift des § 104 Abs. 10 EEG 2021 ermöglicht wird, neben der schätzweisen Abgrenzung von Strommengen unter den Voraussetzungen des § 62b Abs. 2 EEG 2021 ebenfalls möglich sein. Dies gelte nur, wenn die Erzeugungszähler lediglich für die Erfassung der EEG-umlagererelevanten Strommengen genutzt würden, aber nicht für Bilanzierungszwecke.

#### **Formulierungsvorschlag für § 62b Abs. 1 Satz 1 EEG 2021-E (neu):**

**„Satz 1 ist für die Erfassung von Strommengen in reinen Erzeugungssachverhalten entsprechend anzuwenden.“**

#### **→ EEG-Umlage bei Speichern**

In § 61l Abs. 1b EEG 2021 sollte ein neuer Satz 4 aufgenommen werden, der die Anwendbarkeit der Regeln zur Messung und Schätzung von EEG-Umlagepflichten eindeutig klarstellt, um Rechtsstreitigkeiten zu vermeiden und die Abwicklung des Saldierungsmechanismus zu erleichtern:

#### **Änderungsvorschlag § 61l Abs. 1b Satz 4 EEG 2021 (neu):**

**„Die Paragraphen 62 a und b sowie 104 Abs. 10 und 11 EEG 2021 sind entsprechend anzuwenden.“**

Für reine Netzspeicher, also Speicher, die Strom ausschließlich aus dem Netz für die allgemeine Versorgung einspeichern und abgesehen vom Speicherverlust vollständig wieder in das Netz für die allgemeine Versorgung ausspeichern, ist die Anwendung des Saldierungsmechanismus des § 61l EEG 2017 zur Vermeidung einer doppelten EEG-Umlagepflicht nicht gerechtfertigt. Für diese Konstellationen sollte von vornherein die EEG-Umlagefreiheit klargestellt sein. Flankierend plädiert der BDEW daher für folgende Anpassung in

#### **§ 60 Abs. 1 EEG 2017 EEG-E:**

*„(1) Die Übertragungsnetzbetreiber sind berechtigt und verpflichtet, von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, anteilig zu dem jeweils von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen an ihre Letztverbraucher gelieferten Strom die Kosten für die erforderlichen Ausgaben nach Abzug der erzielten Einnahmen und nach Maßgabe der Erneuerbare-Energien-Verordnung zu verlangen (EEG-Umlage). Die §§ 61l und 63 dieses Gesetzes sowie § 8d des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes bleiben unberührt. **Satz 1 und 2 gelten nicht, sofern der Strom zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Speicher ausschließlich aus einem Netz entnommen und zeitlich verzögert wieder in ein Netz eingespeist wird. Dies gilt auch für Speicherverluste sowie Stromverbräuche in den Neben- und Hilfsanlagen des Speichers zur Umwandlung, Speicherung oder Erzeugung von Strom. Der Anteil ist so zu bestimmen, dass jedes Elektrizitätsversorgungsunternehmen für jede von ihm an einen Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom dieselben Kosten trägt. Auf die Zahlung der EEG-Umlage sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu entrichten. Es wird widerleglich vermutet, dass Strommengen, die aus einem beim Übertragungsnetzbetreiber geführten Bilanzkreis an physikalische Entnahmestellen abgegeben werden, von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher geliefert werden. Der Inhaber des zugeordneten Abrechnungsbilanzkreises haftet für die EEG-Umlage, die ab dem 1. Januar 2018 zu zahlen ist, mit dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gesamtschuldnerisch.“***

### → EEG-Umlage bei E-Mobilität

Für E-Mobilitäts-Sachverhalte, in denen sowohl der eigentliche EEG-Umlageschuldner als auch Dritte als Letztverbraucher mit unterschiedlichen EEG-Umlagesätzen anzusehen sind (bspw. bei Eigenversorgung und Drittlieferung) und eine Bagatellzurechnung nach § 62a EEG 2021 nicht in Frage kommt, fordert der BDEW zudem, einen pauschalen EEG-Umlagesatz für E-Mobilitätskonstellationen einzuführen, der unter 100 Prozent liegt, bspw. 80 Prozent. Dies würde zu einer deutlichen Vereinfachung der Abrechnung und Abwicklung eines Sachverhalts mit ständig wechselnden Letztverbrauchern für alle Beteiligten führen. In der Praxis stellt die Unsicherheit, die volle EEG-Umlage für E-Mobilitätskonstellationen zahlen zu müssen, obwohl auch reduzierte EEG-Umlagesätze möglich wären (Eigenversorgungsprivilegien, Besondere Ausgleichsregelung) einen enormen Hemmschuh für den Ausbau von Ladeinfrastruktur dar. Hierfür müsste ein neuer EEG-Umlage-Privilegierungstatbestand geschaffen werden, etwa in § 61l Abs. 5 EEG 2021. Der EEG-Umlageschuldner könnte dann zwischen einer aufwändigen sauberen messtechnischen Erfassung (§ 62b Abs. 1 EEG 2021), einer Zahlung der vollen EEG-Umlage auf sämtliche Strommengen (§ 62b Abs. 2 Nr. 1 EEG 2021), einer detaillierten Schätzung der Strommengen (§ 62b Abs. 2 Nr. 2 EEG 2021), und dem pauschalen EEG-Umlagesatz wählen. Der Pauschalsatz muss dabei hoch genug gegriffen sein, damit kein Missbrauch und Minderung des EEG-Umlagekontos eintritt.

### → Unternehmensbegriff bei EEG-Umlageermäßigungen für Wasserstoff-Herstellung

Die aktuellen Regelungen in § 64a und § 69b EEG 2021 berücksichtigen Zweckgesellschaften als Betreiber von Elektrolyse-Einrichtungen nicht hinreichend:

Alle drei Begünstigungstatbestände in § 64a Abs. 1, 5 und 6 EEG 2021 greifen ihrem Wortlaut nach dann nicht, wenn der Betreiberin der Elektrolyseanlage eine Gesellschaft ist, die allein zu diesem Zweck gegründet wird (sog. *Zweckgesellschaft*). Gleiches gilt für die Umlagebefreiung nach § 69b EEG 2021. Eine solche Zweckgesellschaft ist in der Energiewirtschaft für Erzeugungsanlagen allgemein üblich (vgl. z.B. Wind- oder Solarparks) und wird vor allem dann das Mittel der Wahl sein, wenn sich zwei oder mehr unabhängige Joint Venture-Partner zusammenschließen, um eine großvolumige Elektrolyseanlage als wesentlicher Teil eines Wasserstoffprojekts zu bauen und zu betreiben.

Eine solche Zweckgesellschaft wird aber in der Regel gerade nicht mit eigenem Personal ausgestattet, und die Liefer- und Abnahmebeziehungen bestehen häufig vorrangig zum Konzern bzw. den jeweiligen Joint Venture-Partnern. Die für den Unternehmensbegriff – wie ihn das BAFA auch für § 64a Abs. 1 EEG 2021 voraussetzt – erforderliche organisatorische, personelle und wirtschaftliche Unabhängigkeit erfüllt eine Zweckgesellschaft daher in der Regel nicht.

Außerdem stellt eine Zweckgesellschaft aufgrund ihrer eigenen Rechtspersönlichkeit auch nicht bloß einen (selbstständigen oder nichtselbstständigen) Unternehmensteil im Sinne der Absätze 5 und 6 dar. Es ist auch nicht erkennbar, warum eine Privilegierung für (rechtspersönlich sowie wirtschaftlich und organisatorisch) unselbstständige Unternehmensteile gewollt ist, nicht jedoch für Zweckgesellschaften, die rechtspersönlich selbstständig, aber wirtschaftlich und organisatorisch eng in den Konzern eingebunden bzw. mit den Joint Venture-Partnern verbunden sind. Es ist auch nicht erkennbar, weshalb der Gesetzgeber in § 69b EEG 2021 keine den Abs. 5 und 6 des § 64a EEG 2021 entsprechenden Ausweitungen des Befreiungstatbestands auf selbstständige und unselbstständige Unternehmensteile vorgenommen hat. Da § 69b EEG 2021 lediglich eine Befreiung für Strom vorsieht, der für eine Wasserstoffelektrolyse eingesetzt wird, wäre ein Gleichlauf mit § 64a Abs. 6 EEG 2021 naheliegend, für welchen

die organisatorische, personellen und wirtschaftliche Selbstständigkeit gerade nicht verlangt wird. Mit Blick auf die identische gesetzgeberische Zielsetzung wären auch die Argumente dieselben.

Um den Anwendungsbereich der §§ 64a und 69b EEG 2021 nicht unnötig um ein wichtiges Segment zu beschneiden und damit dem gesetzgeberischen Zweck nicht zu entsprechen, sollte daher

- entweder die Unternehmensdefinition in § 3 Nr. 47 EEG 2021 wie folgt angepasst werden:

*„47. „Unternehmen“ jeder Rechtsträger, der einen nach Art und Umfang in kaufmännischer Weise eingerichteten Geschäftsbetrieb unter Beteiligung am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr nachhaltig mit eigener Gewinnerzielungsabsicht betreibt; **für eine Begrenzung nach § 64a oder eine Verringerung nach § 69b gilt als Unternehmen jeder Rechtsträger, der Wasserstoff herstellt.**“*

- oder § 64a Abs. 6 und § 69b Abs. 1 EEG 2021 wie folgt geändert werden:

§ 64a Abs. 6 EEG 2021:

*„(6) Unbeschadet von Absatz 5 sind die Absätze 1 bis 4 für einen nichtselbständigen Unternehmens-**teil oder einen Rechtsträger, der die Anforderungen an ein Unternehmen im Sinne des § 3 Nr. 47 nicht erfüllt**, in dem Wasserstoffelektrochemisch hergestellt wird, entsprechend anzuwenden mit der Maßgabe, dass die Einrichtung zur Herstellung von Wasserstoff über mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen an allen Entnahmepunkten und Eigenversorgungsanlagen verfügt. Das Gesamtunternehmen muss nicht einer Branche der Anlage 4 zuzuordnen sein. Abweichend von Absatz 2 wird die EEG-Umlage für den Strom begrenzt, den die Einrichtung zur Herstellung von Wasserstoff verbraucht. Bei der Ermittlung der Bruttowertschöpfung werden die Aufwendungen und Erlöse zugrunde gelegt, die in unmittelbarem Zusammenhang mit der Wasserstoffherstellung stehen.“ [Unterstrichener Satzteil als Vorschlag für eine Ergänzung.]*

§ 69b Abs. 1 EEG 2021:

*„(1) Der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage verringert sich auf null für Strom, der **von einem Unternehmen** zur Herstellung von Grünem Wasserstoff unabhängig von dessen Verwendungszweck in einer Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff verbraucht wird, die, sofern in dieser Einrichtung Strom aus dem Netz verbraucht werden kann, über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist. Satz 1 ist nicht in Kalenderjahren anzuwenden, in denen bei dem Unternehmen die EEG-Umlage nach § 64a begrenzt ist.“*

### **2.2.11. Streichung der Fristen für Rechtsverordnungen (§ 96 Abs. 4 EEG 2021)**

Dass die Frist für eine Rechtsverordnung nach § 93 EEG 2021 gestrichen werden soll, sieht der BDEW als unproblematisch an, wenn – wie in der Begründung vorgesehen – die Verordnung bereits erlassen ist, wenn das Änderungsgesetz in Kraft tritt.

Zur Streichung der Frist für eine Rechtsverordnung nach § 95 Nr. 2 EEG 2021 **spricht sich der BDEW nochmals ausdrücklich gegen eine Ausweitung von Ausstattung von Erzeugungsanlagen bis 7 kW mit intelligenten Messsystemen über das EEG 2021 sowohl für Bestands- als auch Neuanlagen aus** (vgl. auch die [BDEW-Stellungnahme zum EEG 2021-RegE](#), S. 43 ff.). Ggf. bereits angedachte Ausweitungen der Pflichten nach § 9 EEG 2021 auf Erzeugungsanlagen in diesem Kleinst-Leistungssegment über eine Rechtsverordnung nach § 95 Nr. 2 EEG 2021 lehnen wir ab, da weder die Sichtbarkeit noch die

Fernsteuerung dieser Anlagen für die Netzsicherheit erforderlich sind. Sofern sich in entfernter Zukunft diese Notwendigkeit ergeben sollte, kann die Bundesregierung dann von ihrer Verordnungsermächtigung Gebrauch machen. Hierfür dürfte die Streichung der Frist zielführend sein.

### **2.2.12. Berücksichtigung von Umsteller-Anlagen in den Übergangsregelungen in § 100 Abs. 1 EEG 2021**

§ 100 Abs. 1 EEG 2021 ordnet an, dass die bisherige Rechtslage weiterhin anzuwenden ist, für Strom aus Anlagen,

- › die vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind,
- › deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins vor dem 1. Januar 2021 ermittelt worden ist oder
- › die vor dem 1. Januar 2021 als Pilotwindenergieanlage an Land im Sinn von § 3 Nummer 37 Buchstabe b durch das Bundeswirtschaftsministerium oder als Pilotwindenergieanlage auf See im Sinn von § 3 Nummer 6 des Windenergie-auf-See-Gesetzes durch die Bundesnetzagentur festgestellt worden sind.

Die Inbetriebnahme in Nr. 1 stellt auf die Definition in § 3 Nr. 30 EEG 2021 ab, also Inbetriebnahme ausschließlich mit EE. Hierdurch wird den Betreibern von KWK-Anlagen, die bislang noch nicht mit EE betrieben worden sind, aber im Rahmen von § 100 Abs. 3 EEG 2017 i.V.m.

§ 18 MaStRV wegen Stilllegung einer Bestands-EE-Anlage deren Leistung übernehmen wollen, diese Möglichkeit verschlossen. Im Sinne dieser Regelung wären die Anlage dann nicht vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen.

**Dementsprechend sollte § 100 Abs. 1 EEG 2021 durch folgenden Satz 2 ergänzt werden:**

***„Als vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen gelten auch mit Biomethan betriebene Anlagen, wenn diese aufgrund von § 100 Absatz 3 Satz 2 bis 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der bis zum 31. Dezember 2020 geltenden Fassung die Kapazität von stillgelegten Biomethan-Anlagen nach dem 31. Dezember 2020 teilweise oder vollständig übernommen haben.“***

### **2.2.13. Korrektur des Änderungsbefehls zu § 100 Abs. 5 Satz 1**

In jedem Falle muss das Datum in der vorletzten Zeile dieses Änderungsbefehls zu **§ 100 Abs. 5 Satz 1** von „31. Dezember 2021“ in „31. Dezember 2020“ geändert werden, da für den Förderanspruch relevant gewesen ist, dass sie diesen am 31. Dezember 2020 hatten, nicht 2021.

### **2.2.14. Marktprämien-Berechnung**

Die in der Formulierungshilfe bereits enthaltene Anpassung der Übergangsregelungen für die Marktprämienberechnung begrüßt der BDEW im Sinne der Rechtsklarheit ausdrücklich. **Allerdings sollte diese Lösung durch eine rückwirkende Inkrafttretensregelung zum 1. Januar 2021 flankiert werden, dann im Änderungsgesetz angeordnet.**

### **2.2.15. Clearingstelle EEG/KWKG**

Der BDEW sieht die in § 81 EEG 2021 vorgesehenen Änderungen dahingehend kritisch, dass der Clearingstelle nun die Zuständigkeit für die abstrakt-generellen Verfahren zu §§ 61 bis 61I EEG 2021

genommen werden soll, zugunsten einer Zuständigkeit der BNetzA. Der BDEW weist darauf hin, dass die BNetzA insoweit keine Streitschlichtungsstelle ist. Es gibt zudem bislang kein Antragsrecht auf Durchführung von Verfahren zu bestimmten Rechtsfragen, sei es von einzelnen Betroffenen, sei es von betroffenen Verbänden.

Als Positiv-Beispiel für abstrakt-generelle Verfahren zu Eigenversorgungsthemen sei an dieser Stelle die Empfehlung 2014/31 der Clearingstelle EEG erwähnt, die zur Vermeidung von zahlreichen Streitigkeiten beigetragen hat, in der Praxis durchweg anerkannt wird und eine rechtliche Verbindlichkeit über § 75 EEG 2021 einschl. Vorgängerregelungen entfaltet. Die Leitfäden der Bundesnetzagentur zur Eigenversorgung sowie Messung und Schätzung entfalten zwar ähnliche faktische Akzeptanz in der Praxis, sind aber nicht rechtsverbindlich, wie auch die Bundesnetzagentur selbst in den Leitfäden eingangs sowie auf der [Übersichtsseite ihrer EEG-Leitfäden](#) klarstellt. Bereits in den letzten Jahren ist zudem deutlich geworden, dass sich die Praxis schneller entwickelt hat, als der Gesetzgeber dies berücksichtigen konnte. Dementsprechend kann die Zuständigkeitskonzentration für Rechtsfragen zur Eigenversorgung bei der Bundesnetzagentur nur dann funktionieren, wenn dieser Dynamik entsprochen wird.

## 2.3. Energiewirtschaftlicher und juristischer Korrekturbedarf im KWKG-Gesetz

### 2.3.1. § 1 KWKG 2020 - Änderung des Anwendungsbereichs des KWKG-Gesetzes

Der Entwurf der Formulierungshilfe sieht vor, dass vom strombezogenen Anwendungsbereich auf einen anlagenbezogenen Anwendungsbereich gewechselt wird. Der BDEW lehnt dies jedenfalls in der nicht differenzierenden Form der Formulierungshilfe aus folgenden Gründen ab:

Ein Betreiber einer KWK-Anlage, die mit Fermenter-Biogas oder Biomethan betrieben wird und das durch das EEG gefördert wird, dürfte aufgrund einer solchen Regelung nicht mehr ab dem Ende der gesetzlichen EEG-Förderdauer, aber auch nicht vor deren Ende, durch das KWKG-Gesetz gefördert werden. Aus den Erfahrungen mit der Einführung der Nachhaltigkeitsanforderungen für Flüssigbiomasse-Anlagen heraus kann die Einführung der Nachhaltigkeitsanforderungen für Biogasanlagen durch die Novellierung der BioSt-NachV aber durchaus zu einem vorzeitigen Übergang aus der EEG-Förderung in eine KWKG-Förderung auf Basis von Erdgas führen.

Der BDEW sieht es daher als nötig an, dass die geplante Änderung des § 1 Abs. 3 KWKG zumindest noch wie folgt modifiziert wird:

***„KWK-Anlagen, die nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes finanziell gefördert werden, fallen nicht zeitgleich in den Anwendungsbereich dieses Gesetzes.“***

### 2.3.2. § 6 KWKG – 1 kW-Grenze als Zuschlagsvoraussetzung für neue, modernisierte oder nachgerüstete KWK-Anlagen

Der BDEW begrüßt, dass die seit dem 1. Januar 2021 in § 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 5 KWKG 2020 enthaltene Vorgabe gestrichen werden soll, dass alle KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 kW die Anforderungen in § 9 Abs. 1, 1a oder 2 EEG 2021 erfüllen und mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden müssen. Offenbar wurde die Anpassung dieser Regelung an die Vorgaben aus

dem EEG 2021 für Erneuerbare-Energien-Anlagen versäumt, da es im EEG 2021 keine entsprechende, bis auf eine Leistung von 1 kW herunter gehende Verpflichtung gibt.

### **2.3.3. § 5 KWKG - Anspruch auf Zuschlagszahlung für KWK-Anlagen und Förderung innovativer KWK-Systeme**

Der BDEW begrüßt, dass der Entwurf der Formulierungshilfe in § 35 Abs. 21 KWKG eine realitätsnähere Übergangsregelung für den neuen Schwellenwert für die ausschreibungspflichtigen KWK-Anlagen in § 5 KWKG einfügt.

### **2.3.4. § 7a KWKG – Bonus für innovative erneuerbare Wärme (EE-Wärmebonus)**

Grundsätzlich begrüßt der BDEW, dass die Formulierungshilfe klarstellt, dass die Förderung nach § 7a KWKG auch für Anlagen gezahlt werden kann, die nicht in ein Wärmenetz einspeisen, sondern Wärme für „eine anderweitige Wärmebereitstellung“ erzeugen. Diese Klarstellung schafft mehr Flexibilität.

Der Gesetzgeber sollte die Gelegenheit nutzen und dringend notwendige Verbesserungen in den § 7a KWKG einbringen. So sollte die Förderung auch für bereits bestehende KWK-Anlagen gezahlt werden, die um eine neue EE-Wärme-Komponente ergänzt werden. Dies hatte der BDEW bereits im Rahmen des Prozesses zum Kohleausstiegsgesetz gefordert und ist dringend geboten, um die Fernwärme in bestehenden Wärmenetzen sukzessive zu dekarbonisieren. Dies ist einer von vielen wichtigen Bausteinen, um die Klimaziele für 2030 und 2050 im Gebäudesektor erreichen zu können.

### **2.3.5. § 12 KWKG – Vorbescheid bei verbindlicher Bestellung oder BImSchG-Genehmigung für eine KWK-Anlage bis 31. Dezember 2026**

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die in § 12 KWKG 2020 vorgesehene Anpassung für die Vorbescheide angesichts von KWK-Anlagen, für die bereits zum 31. Dezember 2026 wesentliche Investitionsentscheidungen getroffen worden sind. Allerdings fehlt die Prämisse, dass entsprechenden Vorbescheide dann bis zum 31. Dezember 2026 auch beantragt worden sein mussten.

Die Regelung sollte daher wie folgt formuliert werden:

*„(1) Auf Antrag entscheidet das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle vor Inbetriebnahme von neuen KWK-Anlagen im Sinn des § 5 Absatz 1 Nummer 1 mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 10 Megawatt über die Frage der Zuschlagberechtigung durch schriftlichen oder elektronischen Vorbescheid. Die Bindungswirkung des Vorbescheides umfasst Höhe und Dauer der Zuschlagzahlung ab Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage gemäß der zum Zeitpunkt der Stellung des Antrags auf den Vorbescheid geltenden Fassung dieses Gesetzes, soweit die Voraussetzungen nach § 6 Absatz 1 Nummer 1 bis 5 sowie in den Fällen der §§ 7a bis 7c deren Voraussetzungen im Rahmen der Zulassung bestätigt werden und **bei einem bis zum 31. Dezember 2026 gestellten Antrag auf einen Vorbescheid bis zum 31. Dezember 2026 eine verbindliche Bestellung der KWK-Anlage oder im Fall einer Modernisierung eine verbindliche Bestellung der wesentlichen die Effizienz bestimmenden Anlagenteile im Sinn des § 2 Nummer 18 erfolgt ist oder für das Vorhaben bis zum 31. Dezember 2026 eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz in der jeweils geltenden Fassung vorgelegen hat.**“*

Darüber hinaus weist der BDEW jedoch darauf hin, dass diese Regelung noch nicht die Investitionssicherheit bietet, die insbesondere für den Bau von Anlagen gebraucht wird, die Kohle-KWK-Anlagen

ersetzen. Der lange Vorlauf für Planung und Genehmigung führt dazu, dass nach wie vor eine erhebliche Planungsunsicherheit besteht. Daher bleibt die BDEW-Forderung bestehen, den beihilferechtlichen Vorbehalt der Geltung des Gesetzes nach dem 31.12.2026 aufzuheben und die vom Bundestag beschlossene Verlängerung des KWKG bis Ende 2029 auch verlässlich und vollumfänglich wirksam werden zu lassen. Ansonsten sind in den nächsten Jahren Engpässe in der gesicherten Leistung zur Absicherung der Residuallast zu erwarten. Das Thema Versorgungssicherheit Strom und Wärme wird hier vernachlässigt.

Auch ist mit Blick auf den zeitlichen Vorlauf für den Bau größerer KWK-Anlagen die Jahresfrist gemäß § 12 Abs. 4 Nr. 1 KWKG auf drei Jahre zu erhöhen.

### 2.2.6 § 20 Zulassung für den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen, Vorbescheid

Mit der erneuten Einführung eines beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalts für Förderhöhen für Wärmenetze ab 15 Mio. Euro pro Unternehmen werden die Hürden für Investitionen in Wärmenetze wieder erhöht. Dies steht in direktem Gegensatz zu den erklärten Zielen der EU-Kommission und der Bundesregierung, die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Gebäudesektors schnell zu senken. Daher sollte dieser Genehmigungsvorbehalt in Abstimmung mit der EU-Kommission keinesfalls wieder eingeführt werden.

## 3. Windenergiestandorte erhalten - Repowering ermöglichen

In seiner Entschließung vom 17. Dezember 2020 ging der Deutsche Bundestag bereits unter Punkt 6 auf ein erleichtertes Repowering ein.

Der BDEW schlägt ein Maßnahmenpaket vor, das ein erleichtertes Repowering in den Bereichen Planungsrecht, Naturschutzrecht und Immissionsschutzrecht vorsieht. Der BDEW hat dazu entsprechende Änderungsvorschläge in seinen Positionspapieren „[Windenergiestandorte erhalten – Repowering ermöglichen](#)“ und „[Positionspapier zu Formulierungsvorschlägen zur Anpassung des § 16b BImSchG-RegE](#)“ unterbreitet.

Wesentliches Element der Änderungsvorschläge ist die Implementierung einer **Delta-Betrachtung**, in der die Ist-Situation vor Ort als Vorbelastung mitberücksichtigt wird.

Der BDEW schlägt einen **Dreiklang** mit Erleichterungen im Immissionsschutz, Artenschutz und im Planungsrecht vor.

Der bisher vorgelegte § 16b BImSchG-RegE ist hierfür grundlegend anzupassen. Flankierend ist im Planungsrecht eine entsprechende Änderung im BauGB vorzunehmen:

Zunächst ist eine praxistaugliche und sachgerechte **Definition von Repowering-Vorhaben** notwendig (BDEW-Vorschlag: neuer und alter Standort sind im selben Plangebiet oder der Abstand zwischen den Standorten beträgt höchstens das Zweifache der Gesamthöhe der neuen Anlage). Außerdem ist die **Deltabetrachtung** entsprechend im Gesetz zu implementieren: Hier schlägt der BDEW vor, dass nur Anforderungen zu prüfen sind, wenn und soweit durch das Repowering zusätzliche nachteilige Auswirkungen hervorgerufen werden.

Im **Immissionsschutz** sollte zudem der Verbesserungsgedanke zum Tragen kommen. Hierfür sollte das im BImSchG bestehende Instrument der **Verbesserungsgenehmigung** für Repowering-Vorhaben nutzbar gemacht werden.

Für den Vollzug des **artenschutzrechtlichen Tötungsverbot**es sollte daher klargestellt werden, dass nur die **zusätzlich** durch das Repowering-Vorhaben **verursachte Risikoerhöhung** für die Zulässigkeit des Vorhabens relevant ist. Bei der **artenschutzrechtlichen Ausnahme**, kann bei einem Repowering grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass **alternative Standorte** im Regelfall **nicht zumutbar** sind.

Im **Planungsrecht** sollte Repowering in Form eines Abwägungsbelangs in den Vorgaben zur planerischen Steuerung von Windenergieanlagen ergänzt werden. Zudem schlägt der BDEW kurzfristig einen **planungsrechtlichen Bestandsschutz** bestehender Standorte vor, sofern die Grundzüge der Planung nicht beeinträchtigt werden.