

Berlin, 5. Juli 2023

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

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

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

## Stellungnahme

# zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 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, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

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

## Inhalt

<b>Vorbemerkung</b> .....	<b>4</b>
<b>Executive Summary</b> .....	<b>5</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>7</b>
<b>2 Änderungen bei Solarstromanlagen</b> .....	<b>8</b>
2.1 Aufnahme der benachteiligten Gebiete in die EEG-Ausschreibung und in die gesetzliche Förderung .....	9
2.2 Steckersolargeräte.....	10
2.3 Änderungen bei der Volleinspeisungsvergütung nach § 48 Abs. 2a EEG 2023	13
2.4 Ausnahmen von der leistungsseitigen Zusammenfassung nach § 24 Abs. 1 EEG 2023.....	13
2.5 Solaranlagen auf Wohngebäuden, die nicht für Solaranlagen geeignet sind	14
<b>3 PV-Modulaustauschregelung</b> .....	<b>14</b>
3.1 Definition der Biodiversitäts-PV .....	15
<b>4 Änderungen bei der Direktvermarktung: technische Anforderungen</b> .....	<b>16</b>
<b>5 Mieter- und Gebäudestrom</b> .....	<b>18</b>
5.1 Weiterentwicklung eines Mieterstrommodells .....	18
5.2 Einführung eines Modells zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung .....	18
<b>6 Änderungen beim Netzanschluss</b> .....	<b>22</b>
<b>7 Änderungen bei Wind an Land</b> .....	<b>23</b>
7.1 Verlängerung der BNK-Frist.....	23
7.2 Neuregelung zur Verlegung von Anschlussleitungen § 11a EEG 2023.....	24
7.3 Neuregelung: Recht zur Überfahrt § 11b 2023 EEG:.....	26
7.4 Verlängerung der Realisierungsfristen für Windenergie an Land im EEG (§ 36e Abs. 1 EEG 2023).....	27

7.5	Änderungen in § 55 EEG 2023 .....	28
<b>8</b>	<b>Änderungen bei den Fördergrundlagen .....</b>	<b>28</b>
8.1	Kommunale Beteiligung .....	28
8.2	Änderungen bei den Sanktionen nach § 52 EEG 2023 .....	30
8.3	Einführung der Vermarktungsmöglichkeit der „unentgeltlichen Abnahme“ .....	31
8.4	Änderungen bei der „Ausfallvergütung“ .....	33
8.5	Ausgeförderte Anlagen.....	33
<b>9</b>	<b>Änderungen bei der Marktstammdatenregisterverordnung .....</b>	<b>34</b>
9.1	Änderungen bei den mitzuteilenden Daten in der Anlage zur MaStRV.....	35
9.2	Erfassung von Wärmedaten .....	35
<b>10</b>	<b>Weitere Themen.....</b>	<b>36</b>
10.1	Neues Register für Einheiten- und Komponentenzertifikate.....	36
10.2	Messstellenbetriebsgesetz .....	36
10.3	Notwendige Änderungen bei den Innovationsausschreibungen.....	37
<b>11</b>	<b>Inkrafttreten der Änderungen .....</b>	<b>37</b>
<b>12</b>	<b>Weitere juristische Änderungsnotwendigkeiten .....</b>	<b>37</b>
12.1	Klarstellung der Sanktionierungen in § 52 EEG 2023 .....	37
12.1.1	Sanktionierung nach § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023 .....	37
12.1.2	Sanktionierung bei längerer Inanspruchnahme der Ausfallvergütung .....	38
12.1.3	Anwendbarkeit von § 52 EEG 2023 bei fehlendem Netzanschluss der Anlage.....	39
12.2	Erleichterung nachträglicher Korrekturen bzw. Wiedereinführung von § 62 EEG 2021 im EEG und analog im KWK-Gesetz.....	39
12.3	Weitere notwendige Änderungen im EnFG .....	41
12.4	Zuordnung zum land- und forstwirtschaftlichen Vermögen.....	42

## Vorbemerkung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat im Mai 2023 eine Photovoltaik-Strategie (PV-Strategie) mit Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus der Photovoltaik (PV) vorgelegt. Der BDEW hat zur [PV-Strategie umfassend Stellung genommen](#). Der BDEW begrüßt, dass mit dem vorliegenden Referentenentwurf nun die gesetzliche Umsetzung der angekündigten Maßnahmen mit ersten Schritten vorangebracht wird.

Gleichwohl wird ausdrücklich bemängelt, dass die Stellungnahmefrist abermals deutlich zu knapp bemessen ist. Angesichts des Umfangs und der Detailtiefe des Referentenentwurfs sowie der hierin enthaltenen komplett neuen Regelungszusammenhänge fordert der BDEW im Sinne eines geordneten, auskömmlichen Konsultationsverfahrens künftig deutlich mehr Zeit für die Abstimmung mit seinen Mitgliedsunternehmen.

Der BDEW verweist in diesem Zusammenhang auf die Ziele, die sich die Bundesregierung selbst gesetzt hat:

*„Gutes Recht zeichnet sich dadurch aus, dass Bürgerinnen und Bürger, Unternehmen, Verbände und Expertinnen und Experten frühzeitig in die Gesetzgebungsarbeit eingebunden werden. [Frühe Beteiligung](#) Betroffener macht die Arbeit der Bundesregierung nachvollziehbarer und realitätsnäher. Sie stärkt die Akzeptanz für einzelne Vorhaben und das Vertrauen in staatliche Institutionen. Gute Gesetzgebung beginnt mit Zuhören. Die frühe Beteiligung Betroffener ermöglicht einen Realitätscheck. Sie hilft zu verstehen, ob es wirksamere oder weniger aufwändige Möglichkeiten gibt, die politisch vereinbarten Ziele zu erreichen. Gleichzeitig macht es die Regierungsarbeit transparent. Wenn Recht geändert wird oder neu entsteht, ist die vorausschauende Zusammenarbeit von Politik, Verwaltung und Betroffenen besonders wichtig – auch über Ebenen und Grenzen hinweg.<sup>1</sup>*

---

<sup>1</sup> <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/buerokratieabbau/zusammenarbeit/buergerinnen-und-buergern-sowie-unternehmen>

## Executive Summary

Über 20 GW PV-Zubau pro Jahr bedeuten, dass das Ausbautempo im Vergleich zu 2022 mindestens verdreifacht werden muss. Damit das gelingt, müssen die Rahmenbedingungen stimmen, um schnell mehr Anlagen in allen Segmenten zu errichten und diese effizient in das Energiesystem zu integrieren. Gleichzeitig gilt es die hohe Akzeptanz, die die PV in der Bevölkerung genießt, zu erhalten. Es ist eine Vielzahl von Maßnahmen für die unterschiedlichen Anwendungsfelder, Technologien und Problemstellungen erforderlich, um das zu schaffen. Mit dem Referentenentwurf für ein „Gesetz zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung“ (Solarpaket I) wird ein weiterer Schritt getan, um die vielfältigen Herausforderungen anzugehen. Der BDEW bedauert ausdrücklich, dass in dem vorliegenden Entwurf wesentliche Vorschläge nicht aufgenommen wurden, die laut PV-Strategie für das Solarpaket I angedacht waren.

Aus Sicht des BDEW sind folgende Punkte herauszuheben:

- › **Vereinheitlichung der Flächenkulissen.** Es ist richtig, Solaranlagen in benachteiligten Gebieten auch in die Flächenkulisse der gesetzlichen Vergütung aufzunehmen. Der BDEW spricht sich aber für grundsätzliche Öffnung aus. Die Öffnung der benachteiligten Gebiete sollte nicht von dem Gebrauch einer Verordnungsermächtigung auf Landesebene abhängig sein.
- › **Flexibilisierung bei der Direktvermarktung.** Es ist zu begrüßen, dass die technischen Anforderungen der Direktvermarktung für die Steuerbarkeit von Kleinanlagen abgesenkt werden sollen. Hierfür hatte sich der BDEW schon lange eingesetzt.
- › **Duldungspflicht für Netzanschlussleitungen.** Der BDEW begrüßt, dass die Duldungspflicht für die Verlegung einer Netzanschlussleitung für Erneuerbare-Energien-Anlagen nun eingeführt wird. Dabei sollte die Duldungspflicht für die Verlegung einer Netzanschlussleitung aber auch für Batteriespeicher gelten.
- › **Vereinfachtes Meldeverfahren für Steckersolargeräte.** Der BDEW begrüßt jede Vereinfachung und Entbürokratisierung von Meldeverfahren. Das im Referentenentwurf vorgeschlagene Meldeverfahren wird aber nur mit den vom BDEW vorgeschlagenen Verbesserungen in der Praxis annähernd umsetzbar sein. Der Wegfall der Netzbetreiberanmeldung ist zwar im Ausgangspunkt erkennbar entlastend gemeint – sofern dem Netzbetreiber aber weiterhin Überprüfungsaufgaben zukommen sollen, muss ihm auch das Instrumentarium an die Hand gegeben werden, um Kenntnis von Erzeugungsanlagen in der Kundenanlage zu erlangen. Die automatische Zählersetzung ohne Kundenauftrag sieht der BDEW kritisch. Die Verfahren müssen aber für alle Netzbetreiber einheitlich sein und einen möglichst großen Anwendungsbereich von Steckersolargeräten ermöglichen.
- › **Errichtung eines zentralen Registers zur Erfassung und Überwachung von Energieanlagen.** Es dürfen keine neuen bürokratischen Belastungen für die Unternehmen entstehen. Der

BDEW fordert hier insbesondere die Begrenzung auf Einheiten- und Komponentenzertifikate. Ohne konkreten Anlass sollte das Register nicht von vornherein auf alle Energieanlagen erstreckt werden.

- › **Verbesserungen beim bestehenden Mieterstrommodell und Einführung eines Modells zur gemeinschaftlichen Gebäudestromversorgung.** Der BDEW begrüßt die Verbesserungen beim Mieterstrommodell, hat aber auch noch einige weitere Verbesserungsvorschläge. Das vorgesehene Modell für die gemeinschaftliche Gebäudestromversorgung im Referentenentwurf ist aus Sicht des BDEW ein in die richtige Richtung weisender Vorschlag, da es das Konzept der Eigenversorgung in Form von Prosuming unterhalb des Anschlusses an das öffentliche Netz auch für größere zusammenhängende Strukturen öffnet. Allerdings bringt das Modell eine deutliche Verkomplizierung für Reststrom-Lieferanten, Messstellenbetreiber und Netzbetreiber mit sich. Die Abwicklung dieses Modells muss praxisnäher ausgestaltet werden und mit der Branche ausführlich besprochen werden, bevor es gesetzlich festgeschrieben wird. Der BDEW schlägt ein in der Abwicklung deutlich einfacheres Gebäudestrommodell vor, bei dem nicht in die Stromlieferverträge eingegriffen wird und stattdessen lediglich eine virtuelle Zuweisung des PV-Stroms und eine finanzielle Weitergabe der Erträge vorgesehen ist.

Weitere Punkte, die nicht originär den PV-Ausbau betreffen:

- › **Fristverlängerung zur Ausstattung mit einem BNK-System bis zum 1. Januar 2025:** Die Regelung ist zu begrüßen. Eine unverschuldete Pönalisierung der Betreiber durch Strafzahlungen nach § 52 EEG 2023 wird damit abgewendet.
- › **Duldungspflicht für die Überfahrt und Überschwenkung zur Errichtung von Windenergieanlagen:** Die Regelung ist zu begrüßen, sie ist aber um eine Duldungspflicht auch für den Rückbau der Windenergieanlagen zu ergänzen.
- › **Vereinfachtes Meldeverfahren für Biomasseanlagen.** Der BDEW begrüßt, dass für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie künftig nur noch die Meldung an den Netzbetreiber und nicht mehr die Meldung an das MaStR erforderlich ist.

Der BDEW hält zusätzlich zu den vorliegenden Inhalten folgende Maßnahmen für schnell umsetzbar und besonders wirksam, um den PV-Ausbau voranzubringen:

- **Benachteiligte Gebiete** bundesweit für den PV-Ausbau öffnen (Opt-Out Regelung),
- Die Zuordnung von Freiflächen mit PV-Anlagen zum **land- und forstwirtschaftlichen Vermögen** ermöglichen.
- Eine **Definition von biodiversitätsfördernder Agri-PV**, um diese in den Ausschreibungen des ersten Segments zu integrieren. Insbesondere in Bezug auf die steuerlichen Hemmnisse

sollten Gespräche möglichst zeitnah aufgenommen werden, da sich hier in der Praxis ein großes Hemmnis bei der Zurverfügungstellung der Flächen zeigt.

Die **Zusammenrechnungsvorschrift für Freiflächenanlagen** mehrerer Betreiber innerhalb eines 24 Monatszeitraumes (§ 24 Absatz 2 EEG) hilft nicht bei der Steuerung eines raumverträglichen Ausbaus und sollte daher abgeschafft werden.

Zum Gelingen der Energiewende ist die Kombination verschiedener Technologien und die Förderung von Speichertechnologien im Rahmen der **Innovationsausschreibungen** von großer Bedeutung. Dafür ist sowohl die Erhöhung der Ausschreibungsvolumina als auch die Anhebung der Höchstwerte kurzfristig erforderlich, wie für die Solar-Ausschreibungen zum 1. Januar 2023. Die Unterzeichnungen der jüngsten Innovationsausschreibungen haben gezeigt, dass die zulässigen Höchstwerte dort nicht auskömmlich sind, um Photovoltaikvorhaben in Kombination mit Speichervorhaben wirtschaftlich umzusetzen.

Für den zügigen Ausbau der Freiflächen Photovoltaik ist die **Integration in das Netz** und damit der Netzanschluss und der Netzausbau enorm wichtig. Die angedachten ambitionierten Ziele werden nicht umsetzbar sein, wenn die Netzintegration nicht gelingt, weil Ressourcen oder ein geeigneter Rechts- und Regulierungsrahmen nicht zur Verfügung stehen. Aufgrund der Komplexität und Vielzahl der beteiligten Akteure sollten in Bezug auf diese Thematik zeitnah gemeinsame Lösungsansätze erarbeitet werden.

## 1 Einleitung

Ein beschleunigter Ausbau der Photovoltaik (PV) ist eine notwendige Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende auf dem Weg zur Klimaneutralität. Der Zuwachs bei der PV verläuft positiv. Um diese Entwicklung weiter zu steigern und auf hohem Niveau zu halten, müssen die Rahmenbedingungen weiter verbessert werden. Wie sich nicht zuletzt bei den PV-Gipfeln des BMWK gezeigt hat, gibt es nicht den einen zentralen Hebel, um das Tempo beim PV-Ausbau zu erhöhen. Es bedarf einer Vielzahl an Maßnahmen für die unterschiedlichen Segmente. Es ist zu begrüßen, dass mit dem vorliegenden Referentenentwurf einige Themen angegangen werden. Es müssen weitere Schritte folgen, um das Potenzial der PV weiter zu erschließen.

Wichtig für das Erreichen der Zubauziele ist auch, dass die verschiedenen Akteure der Energiebranche, über die Ministerien und Behörden bis hin zu Landwirtschaft, Handel und Immobilienwirtschaft sowie Umweltverbände, hinsichtlich der Rahmenbedingungen für den Ausbau sowie die Voraussetzungen zur Doppelnutzung von Flächen an einem Strang ziehen. Zum Beispiel müssen naturschutzfachliche Anforderungen konkret und praktisch umsetzbar sein, um Doppelnutzungen wie Agri-PV oder schwimmende PV ohne überflüssige Hemmnisse – wie zu häufige Berichtspflichten und Überprüfung der Projekte – zu gewährleisten. Dies wird unter anderem helfen, Nutzungskonkurrenzen zu

reduzieren, indem bspw. innovative Lösungen wie Agri-PV gestärkt werden. Der BDEW wird sich weiterhin konstruktiv in Gespräche mit unterschiedlichen Stakeholdern einbringen, um gemeinsam weitere Potenziale für den PV-Zubau und die Netzintegration der Anlagen zu heben.

Der BDEW hatte bereits 2021 mit einer eigenen PV-Strategie „[Die Energiewende braucht einen PV-Boom](#)“ eine umfassende Sammlung mit rund 70 Handlungsempfehlungen vorgelegt, um den notwendigen PV-Boom auszulösen. 2022 hat der BDEW mit dem Positionspapier „30 Vorschläge für einen PV-Turbo“ ([PV-Turbo-Papier](#)) weitere Maßnahmen aufgezeigt, um den PV-Ausbau in allen Bereichen voranzubringen. Im Frühjahr 2023 kamen Papiere mit [12 Vorschlägen für die bessere Nutzung von Agri-PV und anderen besonderen Solaranlagen](#) sowie [Vorschläge zum Mieterstrom und einem neuen Gebäudestrommodell](#) hinzu. Einen Teil der Vorschläge hat die Bundesregierung bzw. der Gesetzgeber bereits aufgegriffen und umgesetzt. Das Solarpaket I greift weitere Aspekte auf, die im Detail aus Sicht des BDEW noch verbessert werden können.

Für das im zweite Halbjahr 2023 vorgesehene Solarpaket II bleiben daher noch eine ganze Reihe von Maßnahmen offen, deren Umsetzung entscheidend für den erfolgreichen Ausbau der Photovoltaik ist.

Im Einzelnen nimmt der BDEW zum Referentenentwurf wie folgt Stellung:

## 2 Änderungen bei Solarstromanlagen

Im Jahr 2026 soll der jährliche Leistungszubau auf 22 GW gesteigert und für die Folgejahre auf diesem hohen Niveau stabilisiert werden. Dabei soll sich der Zubau jeweils hälftig auf Dach- und Freiflächenanlagen aufteilen. Der Referentenentwurf sieht einen stärkeren Zubau von Freiflächenanlagen, eine Erleichterung des Zubaus von PV-Dachanlagen sowie eine Vereinfachung des aktuellen Mieterstrommodells und die Errichtung eines Modells der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung vor. Zudem soll die Nutzung von Steckersolargeräten erleichtert und die Netzanschlüsse beschleunigt werden.

Neben dem Ausbau regenerativer Stromerzeugung sieht der BDEW eine besondere Herausforderung bei der notwendigen **Netzintegration der PV-Anlagen**. Bereits heute geraten auch die Verteilnetze, an die nahezu 100 % der PV-Anlagen angeschlossen sind, zunehmend an ihre technischen Grenzen und stehen vor fundamentalen Herausforderungen. Um die Netzsicherheit zu gewährleisten, müssen auch PV-Anlagen immer häufiger durch Netzbetreiber abgeregelt werden (Redispatch), was zu massiv steigenden Kosten führt, ohne dass dadurch mehr regenerativ erzeugter Strom genutzt werden kann. Für das Gelingen und die Akzeptanz der Energiewende ist der beschleunigte Netzausbau deshalb zentral. Hierfür sind insbesondere wirksame Maßnahmen zur Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie die Sicherstellung der ausreichenden Finanzierung des Netzaus- und -umbaus unerlässlich.



Um den Anteil des nutzbaren erneuerbaren Stroms weiter zu erhöhen, ist eine wirksame Synchronisierung von Erneuerbare-Energien-Zubau und Netzkapazitäten erforderlich. Um mehr Erneuerbare-Energien-Strom aus Stromerzeugungsanlagen nutzen zu können, sollten Anreize geschaffen werden, neue Stromerzeugungsanlagen bevorzugt in Netzregionen zu realisieren und anzuschließen, die nicht bereits aufgrund laufender Netzausbaumaßnahmen stark netzengpassbehaftet sind.

Zudem ist zu erwarten, dass die nächsten **PV-Auktionen** deutlich überzeichnet sein werden, anders als bei Wind an Land. Der BDEW sieht daher eine Anhebung der Ausschreibungsmengen als angebracht an. Darüber hinaus sieht der BDEW eine Verlängerung der derzeit nur befristet für 2023 angehobenen Höchstgrenze für Gebotsgrößen von 20 auf 100 MW auch im Jahr 2024 als hilfreich an, um die Zubauziele für PV-Freiflächenanlagen zu erreichen.

## **2.1 Aufnahme der benachteiligten Gebiete in die EEG-Ausschreibung und in die gesetzliche Förderung**

Aktuell können Anlagen, deren Vergütung nach dem gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert bestimmt wird, nicht in „benachteiligten Gebieten“ errichtet werden, die Acker- oder Grünland sind (§ 48 Abs. 1 EEG 2023). Insbesondere bei Gebieten mit unterdurchschnittlicher Bodengüte trägt aber eine solarenergetische Nutzung regelmäßig zu einer Verbesserung der Biodiversität bei. Der Referentenentwurf zum Solarpaket I sieht vor, dass Solaranlagen in benachteiligten Gebieten auch in die Flächenkulisse der gesetzlichen Vergütung aufgenommen werden (§ 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 c) dd) EEG-E). Diese Regelung ist jedoch davon abhängig, dass die jeweilige Landesregierung von ihrer Verordnungsermächtigung Gebrauch macht, die diese Gebote auf benachteiligten Gebieten erlaubt (sog. Opt-In-Regel, § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 c) dd) i. V. mit § 37c EEG-E).

### **Bewertung**

Der BDEW bedauert, dass der in der PV-Strategie enthaltene BDEW-Vorschlag (s. "[BDEW-Stellungnahme zum Entwurf der PV-Strategie des BMWK](#)"), die Opt-In-Regel im EEG in eine Opt-Out-Regel umzukehren, in den Referentenentwurf nicht aufgenommen wurde. Nach dem BDEW-Vorschlag soll die Logik der Länderöffnungsklausel umgedreht werden, um das Hemmnis für den Ausbau der PV-Freiflächenanlagen zu beseitigen: Gebote für Freiflächenanlagen auf Flächen nach § 37 Abs. 1 Nr. 2 lit. h) und i) EEG (PV-Anlagen auf Grünland und Ackerflächen auf benachteiligten Gebieten) sollten kurzfristig grundsätzlich berücksichtigt werden, es sei denn, die Länder erlassen eine Rechtsverordnung, die diese Gebote ausschließt. § 37c EEG sollte aus Sicht des BDEW daher entsprechend angepasst werden. Sollte es weiterhin bei einer Opt-In-Regelung mit entsprechenden Länderverordnungen zu den benachteiligten Gebieten bleiben, diese Gebiete aber auch für Anlagen geöffnet werden, die nicht der Ausschreibungspflicht unterliegen, müssen insbesondere die Megawatt-Parameter für die Anlagen in den Länderverordnungen angehoben werden.

Nichtsdestotrotz fordert der BDEW mittel- bis langfristig weiterhin die Abschaffung sowohl der Opt-In als auch der Opt-Out-Regel und plädiert für eine generelle Öffnung der benachteiligten Gebiete in allen Bundesländern für PV-Freiflächenanlagen.

Dessen unbeschadet begrüßt der BDEW die Aufnahme der „benachteiligten Gebiete“ in die gesetzliche Förderung nach § 48 Abs. 1 EEG-E, kritisiert jedoch auch hier, wie bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments, dass eine entsprechende Erweiterung der Flächenkulisse von Länderverordnungen abhängig ist.

## **2.2 Steckersolargeräte**

Der Entwurf sieht vor, dass Steckersolargeräte mit einer Wechselrichterleistung bis 800 Voltampere und höchstens 2 kWp Modulleistung, für die keine Einspeisevergütung begehrt wird, sofort angeschlossen werden dürfen. Bei der Installation soll in diesen Fällen künftig nur noch die Meldung im Marktstammdatenregister erforderlich sein, die Netzbetreibermeldung entfällt. Der Netzbetreiber wird aber durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) aufgefordert, die Daten im Marktstammdatenregister zu prüfen. Innerhalb von 4 Monaten ab Aufforderung muss der Messstellenbetreiber Messstellen an Zählpunkten von Steckersolargeräten mit einer Messeinrichtung ausgestattet haben. Bis dahin werden ungemessene und unbilanzierte Einspeisungen sowie ggf. rückwärtslaufende Zähler in Kauf genommen.

### **Bewertung**

Der BDEW fordert eine für alle Netzbetreiber einheitliche Vereinfachung und die Ermöglichung eines möglichst großen Anwendungsbereichs von Steckersolargeräten.

Wichtig sind aber einfache Verfahren. Richtig ist, dass vom Netzanschlussbegehren über Vergütungsverzicht und Anpassungen bei den technischen Vorgaben nach § 9 EEG 2023 die Verantwortung für den Anschluss und Betrieb von Steckersolargeräten sowie der Meldung beim Marktstammdatenregister beim Kunden verortet wird. Es ist aber zwingend sicherzustellen, dass im Marktstammdatenregister sämtliche Daten, die für spätere Prozesse notwendig sind (z. B. Kontaktdaten des Kunden für spätere Zählerersetzung), korrekt erfasst und über automatisierte Schnittstellen sowie mit ausreichender Datenqualität an die Netzbetreiber übermittelt werden.

#### › Weitere Vereinfachung notwendig

Positiv hervorzuheben ist mit Blick auf den vorliegenden Entwurf, dass die unentgeltliche Abnahme für die Anmeldung im Marktstammdatenregister (MaStR) vorausgesetzt wird, sodass keine Vergütungsabrechnung erfolgen muss. Zudem werden erstmals Modul- und Wechselrichterleistung für Steckersolargeräte im EEG klar definiert und Sanktionierungen des Anlagenbetreibers aufgrund möglicher Pflichtverstöße entfallen. Dass Steckersolaranlagen nach § 9 Abs. 3 EEG 2023 nicht für die Bestimmung der Leistungsgrenzen zusammengefasst werden sollen, ist allerdings nur dann

sachgerecht, wenn sie insignifikant bleiben. Da hinter einem Netzanschluss mehrere Steckersolargeräte verbaut sein können und es im Entwurf nur auf die Entnahmestelle eines Letztverbrauchers ankommt, müsste ein – technisch noch zu bestimmender – Grenzwert für die Nicht-Zusammenfassung gefunden werden. Damit werden für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber im Sinne der Beschleunigung von insbesondere größeren Erneuerbare-Energien-Netzanschlussbegehren allerdings nur auf den ersten Blick dringend benötigte Kapazitäten frei.

Zwar ist der Wegfall der Netzbetreiberanmeldung im Ausgangspunkt entlastend gemeint, sofern dem Netzbetreiber aber weiterhin Überprüfungsaufgaben zukommen sollen, muss ihm auch das Instrumentarium an die Hand gegeben werden, um Kenntnis von Erzeugungsanlagen in der Kundenanlage zu erlangen.

› Anmeldung im MaStR oder beim Netzbetreiber?

Im Zusammenspiel von § 10a Abs. 2 und 3 EEG-REffE sowie § 13 Abs. 1 MaStRV wird deutlich, dass der Netzbetreiber als „Weiterleitender“ für die Informationen fungieren soll, die der Messstellenbetreiber für die Setzung eines Zweirichtungszählers benötigt. Statt des bislang vorgesehenen Vorgehens *Anschlussbegehren – Zählersetzung – Inbetriebnahme und Anschluss* wird das Verfahren umgekehrt, sodass die Folgen einer nicht ordnungsgemäßen Messeinrichtung, insbesondere von ggf. vorübergehend rückwärtslaufenden Zählern, die der BDEW ohnehin ablehnt, auf den Netzbetreiber/Messstellenbetreiber abgewälzt werden.

Die Netzbetreiber, die entsprechende Portale aufgebaut haben, erheben in diesen bereits alle vom Kunden notwendigen Daten, die für verschiedene Folgeprozesse notwendig sind und können im Zweifelsfall auch für ihre Kunden die Datenqualität prüfen. Falls das Marktstammdatenregister diese Aufgabe für Steckersolaranlagen übernehmen soll, müsste der Betreiber des Marktstammdatenregisters dies ebenfalls leisten. § 13 MaStRV müsste dies klarstellen und für diese Fälle entsprechend angepasst werden.

› Die Rolle des Messstellenbetreibers – Falsche Priorisierung

Wenn der Messstellenbetreiber den Zähler selbsttätig – also ohne Aufforderung durch den Kunden – in allen Fällen aufgrund der Inbetriebnahme von Steckersolargeräten innerhalb einer gesetzten Frist einbauen muss, führt dies zu einer unangemessenen Priorisierung von Zählerwechseln zuungunsten von größeren, für die Energiewende wesentlich relevanteren Anlagen. Hier muss eine flexiblere Handhabung mit im Einzelfall auch längeren Fristen möglich sein, wenn die Einschätzung besteht, dass im konkreten Fall keine Reststrommengen ins Netz gelangen können. Aufgrund der aktuell bestehenden Fülle von Netzanschlussbegehren, muss der Netzbetreiber/Messstellenbetreiber die Möglichkeit haben, im Sinne der Energiewende nach Relevanz zu priorisieren.

Das vorgesehene Verfahren, in dem der Netzbetreiber nach Datenabgleich mit dem Marktstammdatenregister den Messstellenbetreiber informiert, ist allenfalls dann praxistauglich, wenn der

Steckersolargerätebetreiber – also in der Regel eine Privatperson – alle Daten im MaStR auch wirklich hinterlegt. Dies müsste ggf. durch Anpassung der Pflichtfeldlogik im MaStR ergänzt werden. Fehlt hier eine Information, muss der Netzbetreiber doch wieder in die Kundenkommunikation gehen und nichts ist gewonnen. Dazu muss das MaStR die Möglichkeit bieten, den Netzbetreiber zu ermitteln, nach Eingabe Zählernummer und aktuelle Zählerstände festzustellen, ob es sich um einen Zweierenergieerichtungszähler oder einen ggf. zu tauschenden Zähler handelt. In beiden Fällen muss online während der Kundeneingabe zwischen MaStR und Netzbetreiber geprüft werden, ob die Zählernummer korrekt ist, um danach dem zuständigen Messstellenbetreiber die Daten zur Prüfung des Anpassungsbedarfes an der Messeinrichtung übermitteln zu können. Die Onlineprüfung beim Messstellenbetreiber ermittelt, ob keine Aktivität notwendig ist (Zweierenergieerichtungszähler, beide Zählerwerke aktiviert), ein Zweierenergieerichtungszähler vorhanden ist und zum aktuellen Datum mit dem vom Kunden mitgeteilten Zählerstand die Aktivierung erfolgt ist oder ein Austauschtermin zur Erüchtigung der Messeinrichtung erforderlich ist. Fehlt hier eine Information, muss der Netzbetreiber/Messstellenbetreiber doch wieder in die Kundenkommunikation gehen. Zur Organisation dieser Abläufe bräuchte es eine maschinelle Lösung, die das MaStR mit Netzbetreiber und Messstellenbetreiber online verknüpft, damit die Kundeneingaben geprüft, der notwendige Handlungsablauf daraus abgeleitet und dem Partner Netzbetreiber/Messstellenbetreiber als Auftrag zur Verfügung gestellt wird. Die Lösung ist derzeit nicht vorhanden und ist angesichts der aktuell verschiedenen Anforderungen auch nicht ohne Weiteres zu implementieren.

Jedenfalls ist eine angemessene Übergangsfrist inklusive Testphase erforderlich, damit die Netzbetreiber und Messstellenbetreiber ihre IT-Systeme und internen Prozesse umstellen können. Die nach der Bestätigung des Messstellenbetreibers erforderlichen Meldungen für die Marktkommunikation können dagegen über die bereits etablierten Prozesse abgebildet werden.

In jedem Fall bedarf es einer klaren Regelung im Gesetz, wie im Fall der ungemessenen Rückspeisung (rückwärtsdrehende Zähler) mit negativen Energiemengen in einem Abrechnungszeitraum (bspw. bei Leerstand) zu verfahren ist. Hiervon sind sowohl die Netznutzungs- als auch die Endkundenabrechnung betroffen. Jegliche Probleme, die dem Netzbetreiber und Lieferanten im Nachgang mit ungemessenen und unbilanzierten Einspeisungen sowie ggf. rückwärtsdrehenden Zählern entstehen, müssen mit Verweis auf die mit diesem Gesetz angepassten Regelungen unbürokratisch gelöst werden können.

Der BDEW weist ferner darauf hin, dass die im weiteren definierten Steckersolargeräte nach dem EU Network Code zwar als insignifikant angesehen werden. Das BMWK selbst geht im vorliegenden Entwurf von einem jährlichen Zubau von 200.000 Steckersolargeräten aus. Diese Datenmengen korrekt zu erfassen und deren Aktualität im Marktstammdatenregister nachzuhalten ist – vorsichtig formuliert – eine Herausforderung.

### 2.3 Änderungen bei der Volleinspeisungsvergütung nach § 48 Abs. 2a EEG 2023

Anlagenbetreiber, die die Volleinspeisungsvergütung nach § 100 Abs. 14 Satz 2 EEG 2021-4 bzw. nach § 48 Abs. 2a EEG 2023 „für die Zukunft“ gewählt hatten, sollen durch den Gesetzentwurf berechtigt werden, die Erklärung zum Beginn des folgenden Kalenderjahres wieder durch einseitige Erklärung zurückzunehmen, wenn die Erklärung vor dem 1. Dezember des Vorjahres abgegeben worden ist. Außerdem soll die Möglichkeit, dass PV-Anlagen mit Volleinspeisungsvergütung nicht mit solchen ohne Wahl der Volleinspeisungsvergütung leistungsseitig zusammengefasst werden, nicht mehr auf Anlagen auf demselben Gebäude beschränkt sein, d. h. nun auch bei Anlagen auf demselben Grundstück, Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe zulässig sein (geltend nur für Anlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2024, § 100 Abs. 21 EEG-E).

#### Bewertung

Der BDEW begrüßt beide Änderungen grundsätzlich, speziell aufgrund der größeren Flexibilisierung bei der Errichtung der Anlagen. Allerdings sollte die Rücknahmeerklärung dieselben Anforderungen erfüllen müssen, wie die Initial-Erklärung des Anlagenbetreibers:

*„Der Anlagenbetreiber kann die Entscheidung nach Satz 2 Nummer 2, für welche der beiden Anlagen er den erhöhten anzulegenden Wert in Anspruch nehmen möchte, mit Wirkung zum 1. Januar des Folgejahres ändern, indem er dies dem Netzbetreiber vor dem 1. Dezember eines Jahres **in Textform** mitteilt.“*

Der BDEW geht außerdem davon aus, dass die Berechtigung für die Rücknahmebefugnis der einseitigen Erklärung zur Volleinspeisungsvergütung auch für Bestandsanlagen gilt, da eine Ausnahme hiervon für Bestandsanlagen im § 100 EEG-E nicht erwähnt ist.

### 2.4 Ausnahmen von der leistungsseitigen Zusammenfassung nach § 24 Abs. 1 EEG 2023

Der Gesetzentwurf regelt neue Ausnahmen zur Zusammenfassung von PV-Dachanlagen: Bei Anlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2024 werden Solaranlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind und die nicht hinter demselben Netzverknüpfungspunkt betrieben werden, nicht nach § 24 Abs. 1 Satz 1 EEG 2023 zusammengefasst. Werden Dach-Solaranlagen hinter verschiedenen Netzverknüpfungspunkten betrieben, darf folglich zukünftig keine Anlagenzusammenfassung für Neuanlagen mehr stattfinden. Steckersolargeräte bis 2 kWp Modulleistung und mit einer Wechselrichterleistung bis 800 Voltampere und Betrieb hinter der Entnahmestelle eines Letztverbrauchers werden für die Zusammenfassung außerdem nicht berücksichtigt.

#### Bewertung

Der BDEW sieht dies als grundsätzlich positiv an und geht davon aus, dass diese Ausnahme sowohl für den Mieterstromzuschlag als auch für die reguläre Förderung nach § 48 Abs. 2 und 2a EEG 2023 anzuwenden ist. Dies sollte ggf. in der Gesetzesbegründung klargestellt werden.

Von der förderseitigen Zusammenfassung zu trennen ist die technische Zulässigkeit für den Parallelanschluss von Steckersolar- und anderen Solaranlagen: Es gilt deshalb zu beachten, dass der Anlagenbetreiber aus dieser Sonderregelung nicht zusätzlich ableitet, dass er seine Anlage neben anderen Erzeugungsanlagen weiterhin über einen reinen Stecker betreiben darf: Laut VDE AR-N 4105 ist ein Steckeranschluss nur bis zu einer Gesamtleistung von 600 - künftig 800 VA - zulässig je Anschlussnutzeranlage. Dies kann in der Begründung zu der entsprechenden Regelung noch hervorgehoben werden.

## **2.5 Solaranlagen auf Wohngebäuden, die nicht für Solaranlagen geeignet sind**

Im EEG 2023 ist eine Verordnungsermächtigung für solche Solaranlagen enthalten, bei denen das Gebäude nicht für die Errichtung der Solaranlagen geeignet ist. Diese Verordnung soll nähere Eigenschaften dieser Gebäude festlegen, sie ist aber noch nicht erlassen worden. Im aktuellen Referentenentwurf ist nun vorgesehen, dass für Solaranlagen, die vor Inkrafttreten dieser Verordnung in Betrieb genommen werden, die Voraussetzung unberücksichtigt bleiben soll, dass das auf dem Grundstück bestehende Wohngebäude nicht dazu geeignet ist, dass auf, an oder in ihm eine Solaranlage errichtet werden kann (§ 100 Abs. 15 EEG-E).

### **Bewertung**

Der BDEW sieht die vorgesehene Regelung als positiv an, da insoweit unabhängig von der Verordnung bereits entsprechende Solaranlagen in Betrieb genommen werden können. Allerdings sieht der BDEW die Gefahr, dass diese Regelung nun dafür genutzt werden könnte, Solaranlagen ohne jegliche sachliche Begründung in Gärten neben Wohngebäuden zu errichten. Der BDEW hält es daher für sinnvoll, dass § 100 Abs. 15 EEG-E zumindest die Grundfälle für entsprechende Gebäude festlegt, die noch in der Begründung zum „Sofortmaßnahmengesetz“ genannt worden waren, nämlich denkmalgeschützte Gebäude sowie Gebäude mit Reetdächern. Auch die Bundesländer sind gefragt, ihre Spielräume zu nutzen, indem sie zum Beispiel denkmalschutzrechtliche Regelungen und Anforderungen in den Bauordnungen PV-freundlich ausgestalten.

## **3 PV-Modulaustauschregelung**

Durch das EEG 2023 wurde bereits bei Solaranlagen des ersten und des zweiten Segments sowie bei gesetzlich geförderten Solaranlagen nach § 48 Abs. 1 EEG 2023 eingeführt, dass ein Modulaustausch unter Erhaltung des bisherigen Inbetriebnahmezeitpunktes nicht mehr von einem technischen

Defekt, einer Beschädigung oder einen Diebstahl der Module abhängig ist. Im Gegenzug war das Leistungsdelta zwischen ersetzten und ersetzenden Modulen aber nicht mehr wie bislang als neu in Betrieb genommen und damit als entsprechende Neuanlagen förderfähig anzusehen, sondern als gar nicht mehr nach dem EEG förderfähig festgelegt. Bei gesetzlich geförderten Aufdach-Anlagen hingegen blieb es bei der bisherigen Rechtslage, d. h. der Abhängigkeit von einem technischen Defekt, einer Beschädigung oder einen Diebstahl der Module und der Neuinbetriebnahme des Leistungsdeltas. Demgegenüber soll die neue Rechtslage des EEG 2023 nun auch für gesetzlich geförderte Aufdach-Anlagen gelten, jedoch mit dem Unterschied, dass die Förderung für Solaranlagen des zweiten Segments (EEG-Ausschreibungen) wie für gesetzlich geförderte Aufdach-Anlagen für das Leistungsdelta weiterhin möglich ist, d. h. über einen entsprechenden ergänzenden Zuschlag oder als gesetzliche Förderung. Die neue Rechtslage soll zudem nur für Austauschvorgänge ab Inkrafttreten des Gesetzes gelten, aber auch für Bestandsanlagen (§ 100 Abs. 23 EEG-E). Diese Änderung steht allerdings unter beihilferechtlichem Vorbehalt.

### **Bewertung**

Der BDEW sieht die Änderung prinzipiell als positiv an. Nichtsdestotrotz sollte die fehlende Fördermöglichkeit für das Leistungsdelta bei Solaranlagen des ersten Segments und Solaranlagen nach § 38b Abs. 2 EEG 2023 und § 48 Abs. 1 EEG 2023

- entweder durch die Wiedereinführung einer Förderung nach den zum Inbetriebnahmezeitpunkt der Ersatzmodule geltenden Parametern
- oder durch eine Reduzierung des anzulegenden Wertes auf null ersetzt werden.

Für die Wiedereinführung eines förderfähigen Leistungsdeltas spricht der größere Anreiz zum Ausbau der Stromerzeugung aus Solarstrom. Für eine Reduzierung des anzulegenden Wertes auf null anstelle eines Wegfalls der Förderung spricht hingegen, dass dies für Anlagen- und Netzbetreiber deutlich leichter abwickelbar ist, da ansonsten Solaranlagen des ersten Segments und Anlagen in der gesetzlichen Förderung nach § 48 Abs. 1 EEG 2023 mit dem entsprechenden Leistungsdelta anteilig in die sonstige Direktvermarktung gehen müssten. Dies gilt umso mehr für Anlagen nach § 48 Abs. 1 EEG 2023, die teilweise unter der Schwelle der Direktvermarktungspflicht liegen. Dafür sollte nicht nur in § 38h EEG 2023 sondern auch in § 38b Abs. 2 EEG 2023 und § 48 Abs. 4 Satz 1 EEG 2023 klar gestellt werden, dass die überschießende Leistung dann wie nach dem EEG 2021 als neu in Betrieb genommen gilt und insoweit als fiktive Neuanlage gefördert werden kann.

### **3.1 Definition der Biodiversitäts-PV**

Biodiversitätsfördernde Agri-PV sind Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlichen Flächen, die aufgrund ihrer angepassten Bauweise mit breiten besonnten Streifen und Wasserdurchlässigkeit

zwischen den Modulen sowie der extensiven Bewirtschaftung der Fläche durch einen landwirtschaftlichen Betrieb nachweislich die Biodiversität fördern.

Dabei kann die biodiversitätsfördernde Agri-PV durch die Nutzung von Synergien einen enormen Beitrag dazu leisten, die Biodiversitäts-, Klima- und Erneuerbaren-Ausbauziele sowie dem Ziel einer nachhaltigeren Landwirtschaft effizient zu erreichen. Zudem genießt das Konzept eine hohe Akzeptanz bei Naturschutzorganisationen, Landwirten und Landwirtinnen sowie bei Kommunen und der Bevölkerung vor Ort.

Im der „Photovoltaik-Strategie“ des BMWK vom 05.05.2023 war im Rahmen des Solarpakets I ebenfalls noch die Rede von der „*Erstellung einer einheitlichen Definition der Biodiversitäts-PV und eine entsprechende Förderung im EEG. Schließlich sollte geregelt werden, dass Biodiversitäts-PV-Anlagen keine Ausgleichsflächen benötigen, da die Anlage sowie die für die Biodiversität genutzte Fläche selbst als Ausgleich gelten*“. Das findet sich leider gar nicht mehr im aktuellen Gesetzentwurf.

### **BDEW-Bewertung**

Im Solarpaket 1 sollte, wie in der Solarstrategie angekündigt, das Konzept der Agri-PV auf die biodiversitätsfördernde Agri-PV ausgeweitet werden, indem sie als förderfähige besondere Solaranlage definiert, in den Ausschreibungen des ersten Segments integriert und die BNetzA dazu ermächtigt wird, die entsprechenden Anforderungen und Nachweise zu definieren. Es gilt jetzt, die Weichen zu stellen, sodass möglichst viele PV-Freiflächenanlagen ab 2024 biodiversitätsfördernde gebaut werden. Detaillierte Anforderungen und Nachweise können im BNetzA-Festlegungsverfahren im Herbst 2023 definiert werden.

## **4 Änderungen bei der Direktvermarktung: technische Anforderungen**

Dass Anlagen bis 25 kW in der Direktvermarktung keine Anforderungen für die marktorientierte Steuerung mehr erfüllen müssen, begrüßt der BDEW ausdrücklich. Wir hatten uns für diese Änderung bereits im letzten Jahr eingesetzt (siehe [BDEW-Positionspapier vom 8. September 2022](#)). Folgende weitere Änderungen sind aus Sicht des BDEW darüber hinaus erforderlich, um die Direktvermarktung und insbesondere Nachweise für die Direktvermarktung zu erleichtern.

### **BDEW-Formulierungsvorschlag für § 10b Abs. 1 EEG 2023-E**

- "(1) Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 Kilowatt, die den in ihren Anlagen erzeugten Strom direkt vermarkten, müssen*
- 1. ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, über die das Direktvermarktungsunternehmen oder die andere Person, an die der Strom veräußert wird, jederzeit*
    - a) die Ist-Einspeisung abrufen kann und*



b) die Einspeiseleistung **mindestens per Fernsteuerung auf null reduzieren kann, soweit die technische Möglichkeit besteht**, stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln kann, und

2. dem Direktvermarktungsunternehmen oder der anderen Person, an die der Strom veräußert wird, die Befugnis einräumen, jederzeit

a) die Ist-Einspeisung abzurufen und

b) die Einspeiseleistung ferngesteuert in einem Umfang zu regeln, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich und nicht nach den genehmigungsrechtlichen Vorgaben nachweislich ausgeschlossen ist.

Die Pflicht nach Satz 1 Nummer 1 gilt auch als erfüllt, wenn mehrere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung ausgestattet sind, mit der der Direktvermarktungsunternehmer oder die andere Person jederzeit die Pflicht nach Satz 1 Nummer 1 für die Gesamtheit der Anlagen erfüllen kann. Wird der Strom vom Anlagenbetreiber unmittelbar an einen Letztverbraucher oder unmittelbar an einer Strombörse veräußert, sind die Sätze 1 und 2 entsprechend anzuwenden mit der Maßgabe, dass der Anlagenbetreiber die Befugnisse des Direktvermarktungsunternehmers oder der anderen Person wahrnimmt. Die Pflicht nach Satz 1 muss nicht vor dem Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage oder folgenden Kalendermonats erfüllt werden. **Satz 4 gilt entsprechend, wenn das Direktvermarktungsunternehmen gewechselt hat.**“

#### **Begründung zu § 10b Abs. 1 Satz 1 Nr. 1b EEG 2023:**

Ältere PV-Anlagen verfügen regelmäßig nicht über die Möglichkeit zur stufenweisen (oder gar stufenlosen) Regelung. Alte Wechselrichter haben in der Regel nur einen An-/Aus-Schalter. Erst seit Einführung der Vorgängerregelungen des § 10b EEG 2021 wurde die Möglichkeit der stufenweisen Regelung in die Wechselrichter integriert. Entsprechend wurde für die technischen Einrichtungen vom Gesetzgeber für die netzdienliche Steuerung eine Amnestieregelung bereits in § 100 Abs. 4 EEG 2021 integriert. Gerade ausgeforderte Anlagen sollten nicht deshalb von der Direktvermarktung ausgeschlossen werden, weil der vorhandene Wechselrichter eine stufenweise Regelung nicht umsetzen kann. Der BDEW-Vorschlag stellt klar, dass für diese Anlagen eine Ein-/Ausschaltung ausreichend ist.

#### **Begründung zu § 10b Abs. 1 Satz 4:**

Der Nachweis der marktorientierten technischen Einrichtungen kann auch bei Wechsel eines Direktvermarktungsunternehmens nicht sofort geführt werden. Unnötige Sanktionierungen und in der Praxis zeitlich nicht umsetzbare technische Anforderungen müssen vermieden werden.

## 5 Mieter- und Gebäudestrom

### 5.1 Weiterentwicklung eines Mieterstrommodells

Der Referentenentwurf (RefE) sieht für das bestehende Mieterstrommodell eine Reihe von Verbesserungen vor: So können künftig auch Nicht-Wohngebäude für Mieterstrom-Projekte genutzt werden und den Mieterstrom-Zuschlag erhalten. Zudem wird das Modell nun auch für die Belieferung gewerblicher Stromverbraucher geöffnet, sodass die Gruppe der möglichen Nutzer wesentlich erweitert wird.

Mit dem neuen § 21 Absatz 3 Satz 2 EEG 2023 wird allerdings klargestellt, dass ein Anspruch auf den Mieterstromzuschlag bei den nun neu erfassten Gebäuden, die nicht Wohngebäude sind, dann nicht besteht, wenn es sich bei den beteiligten Akteuren um verbundene Unternehmen im Sinne der EU-Gruppenfreistellungsverordnung handelt. Dadurch soll eine missbräuchliche Inanspruchnahme des Mieterstromzuschlags verhindert werden.

#### Bewertung

Der BDEW begrüßt die Erweiterung des Anspruchs auf den Mieterstromzuschlag auf Nicht-Wohngebäude. Dadurch wird die Dachflächenkulisse für Mieterstromprojekte wesentlich verbessert. Der BDEW hatte für das bestehende Mieterstrommodell allerdings noch weitere Verbesserungen vorgeschlagen. So hat z. B. der BDEW-Vorschlag einer Anhebung des Mieterstrom-Zuschlags leider keinen Niederschlag gefunden. Für Mieterstromkonzepte mit Anlagen über 100 kW stellte sich zudem die Direktvermarkungspflicht für die (gewöhnlich geringen) Überschussstrommengen als ein Hemmschuh dar. Dieses Problem wird nur teilweise durch die neue Vermarktungsform der „unentgeltlichen Abnahme“ adressiert (siehe unter 8.3). Zudem sollte auch die Rolle von Speichern in Mieterstrommodellen noch konsequenter mitgedacht werden, um die durch den gewünschten erheblichen Zubau von Erneuerbaren Energien gerade in bereits stark ausgelasteten Netzen auftretenden Kapazitätsengpässe adressieren zu können.

### 5.2 Einführung eines Modells zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung

Die gemäß dem Referentenentwurf vorgesehene gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (§ 42b EnWG RefE) besteht als eigenständiges Modell neben dem nach EEG geförderten Mieterstrom, für das § 42a EnWG weitere vertriebsseitige Anforderungen enthält. Beide Modelle sind insbesondere dadurch abzugrenzen, dass bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung vom Vermieter, von der Eigentümergemeinschaft bzw. einem Dritten, der Betreiber der Anlage ist, ausschließlich der durch die gebäudeeigene Solaranlage erzeugte Strom bereitgestellt wird. Die an der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung teilnehmenden natürlichen oder juristischen Personen müssen ihren

Reststrombedarf selbst decken. Neben dem Gebäudestromnutzungsvertrag mit dem Betreiber der PV-Anlage, über den sie den Solarstrom anteilig verbrauchen können, ist ein weiterer regulärer Stromliefervertrag erforderlich. Auch die Pflichten eines Lieferanten im Sinne des EnWG, welche mit einem hohen Maß an Aufwand in Bezug auf Informationspflichten einhergehen, treffen den PV-Anlagenbetreiber nicht.

Die durch die Gebäudestromanlage erzeugte elektrische Energie wird rechnerisch gemäß einem zu vereinbarenden Verteilungsschlüssel auf alle teilnehmenden LetztverbraucherInnen aufgeteilt, begrenzt auf die Strommenge, die innerhalb eines 15-Minuten-Zeitintervalls in der Solaranlage erzeugt oder von allen teilnehmenden LetztverbraucherInnen verbraucht wird.

### **Bewertung**

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die Einführung eines Modells zur Teilhabe aller BewohnerInnen eines Gebäudes an der PV-Anlage auf dem Gebäudedach, unabhängig von ihrem Status als Mietender oder Vermietender an Strom aus der PV-Anlage des eigenen Gebäudedaches. Das vorgesehene Modell für die gemeinschaftliche Gebäudestromversorgung im Referentenentwurf weist damit in die richtige Richtung, da es das Konzept der Eigenversorgung in Form von Prosuming unterhalb des Anschlusses an das öffentliche Netz auch für größere zusammenhängende Strukturen öffnet. Allerdings bringt das Modell eine deutliche Verkomplizierung für Reststrom-Lieferanten, Messstellenbetreiber und Netzbetreiber mit sich. Der BDEW hat selbst einen Vorschlag entwickelt, der energiewirtschaftlich deutlich einfacher zu realisieren ist. Dieser sieht eine Volleinspeisung und nur virtuelle Zuweisung in Form einer finanziellen Beteiligung der Bewohner des Gebäudes vor. Es unterscheidet sich daher erheblich vom im Referentenentwurf vorgesehenen Modell (siehe im Folgenden).

### **Das BDEW-Modell**

Im BDEW-Gebäudestrommodell sollte der Strom eines Gebäudedaches voll eingespeist werden und regulär vergütet werden (PV-Aufdachanlagenvergütung). Zusätzlich wird ein Aufschlag gezahlt, der allen Bewohnerinnen und Bewohnern des Gebäudes über eine festgelegte Ermäßigung der Nebenkosten in der Nebenkostenabrechnung aufgeschlüsselt nach Grundfläche der Wohnung weitergegeben wird. Es kommt also nur zu einer virtuellen Zurechnung des Stromertrags vom Gebäudedach. Dadurch könnten die Hausbewohnerinnen und Hausbewohner am Ertrag der PV-Anlage auf ihrem Dach teilhaben, es würden aber komplexe Mess- und Abgrenzungsanforderungen und abzuwickelnden Einzelverträge entfallen, die künftig bei dem im Referentenentwurf vorgeschlagenen Modell der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung anfallen würden.

Der Aufschlag auf die EEG-Vergütung für volleinspeisende PV-Aufdachanlagen schafft im BDEW-Modell einen wirtschaftlichen Anreiz für den Gebäudeeigentümer: Einen Teil dieses Aufschlages kann der Eigentümer oder Betreiber der PV-Dachanlage behalten und so seine durch die Umsetzung des Modells entstehenden Mehrkosten decken.

Um den Einsatz von PV-Anlagen auf neuen Gebäuden stärker anzureizen, schlägt der BDEW eine verbesserte Anrechnung der energetischen Bilanzierung in § 23 des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) vor: Künftig sollte neben den Strombedarfen der technischen Gebäudeausrüstung auch der Nutzerstrom – also echter „Haushaltsstrom“ – im GEG abzugsfähig bzw. anrechenbar sein. Damit würden größere Vorteile in der energetischen Bilanzierung einhergehen und die Anrechnung wäre praxisnäher. Die Anrechnung auf den Erneuerbare-Energien-Anteil im Gebäude nach GEG sollte künftig für alle Mieter- und Gebäudestrommodelle möglich werden, auch für bereits bestehende Modelle. Durch die rein finanzielle Weitergabe des Ertrags aus der PV-Aufdachanlage würden komplexe energiewirtschaftliche Mess- und Abrechnungsmodelle entfallen.

### **Bewertung des im Referentenentwurf vorgeschlagenen Modells**

Das im Referentenentwurf vorgeschlagene Modell einer gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung bedarf in jedem Fall weiterer Klarstellungen und Anpassungen und ist in der vorliegenden Form abzulehnen. Die bislang im Mieterstrommodell kritisierte Komplexität und die daraus entstehenden negativen Auswirkungen werden einseitig auf den Netzbetreiber und Messstellenbetreiber verlagert. Wird dieses Modell bspw. kombiniert mit dem durch das GNDEW neu eingeführten virtuellen Summenzählermodell, mit Modell 3 des laufenden Festlegungsverfahrens zu § 14a EnWG, der heute zur Verfügung stehenden Messtechnik sowie der freien Wahl des Messstellenbetreibers je Messlokation, erscheint das Modell energiewirtschaftlich nicht abbildbar.

#### › Messstellenbetreiber und Messung

Kritisch sieht der BDEW bei der durch den Referentenentwurf vorgeschlagenen gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung die Ausgestaltung in Form einer physikalischen Nutzung mit 15-Minuten-Messung. Das Modell stellt damit einen neuen energiewirtschaftlichen Ansatz dar, bei welchem an einem Zählpunkt zwei Belieferungsverhältnisse unterschiedlicher Akteure abgewickelt werden. Die Abbildung zweier unterschiedlicher Lieferanten für einen Letztverbraucher mit rein virtuellen Messwerten ohne flankierende Mitteilungspflichten zwischen den Beteiligten wird die Energiewirtschaft vor sehr große Herausforderungen in der Praxis stellen. Insbesondere ist die Zuständigkeit verschiedener Messstellenbetreiber für dieselbe Marktlokation nicht abbildbar.

Dieser zusätzlich entstehende Aufwand ist zudem mit den derzeit festgelegten jährlichen Preisobergrenzen nach dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) keinesfalls wirtschaftlich.

Auch ist unklar, welche Energielieferung (Gebäudestrom- oder Residuallieferung) die Auswahl des Messstellenbetreibers bestimmt oder eventuell Messstellenbetriebsentgelte zwischen den beiden Belieferungsformen aufgeteilt werden. Die Residuallieferungen werden in der Regel als all-inclusive

Verträge, inkl. Messtellenbetriebs und Netzentgelte, angeboten. Hierfür muss es eindeutige Regelungen geben. Die rein virtuelle Verrechnung führt dazu, dass sich die originären ¼-stündlichen Zählerwerte aus dem intelligenten Messsystem von den vom Messtellenbetreiber für den jeweiligen Lieferanten abgegrenzten und mitgeteilten Zählerstandsdaten unterscheiden und ggf. zu einem Informations- und Transparenzdefizit gegenüber dem Kunden mit erhöhtem Clearingaufwand führen werden.

Verschärft wird dieses Problem, wenn das Modell in Kombination mit dem virtuellen Summenzählermodell nach § 20 Abs. 1d EnWG umgesetzt wird. Hier stellen sich noch viele Umsetzungsfragen hinsichtlich der Abbildung von Leitungsverlusten in der Kundenanlage, der Behandlung nicht technischer Stromverluste sowie der Berücksichtigung der erheblichen Messabweichungen, die durch Verrechnung der zahlreichen kleinen Messwerte auftreten.

› Rolle des VNB

Bisher sieht § 42b Abs. 5 EnWG-RefE lediglich eine Informationspflicht des Aufteilungsschlüssels gegenüber dem Netzbetreiber vor. Die zusätzlichen Pflichten aus der Marktkommunikation führen auch hier zu deutlichen höheren Aufwänden des Netzbetreibers. U.a. müsste diese Information vom Netzbetreiber nicht nur dem Messtellenbetreiber, sondern auch dem Restromlieferanten mitgeteilt werden.

› Nur mit deutlichen Verbesserungen abbildbar

Jedenfalls bedürfte das vorliegende Modell einer klaren Begrenzung auf bestimmte Konstellationen, u. a. mit nur einem einzigen Messtellenbetreiber und aufgrund der Fehlerpotenzierung bei der Verrechnung von Messwerten auf eine begrenzte Anzahl von teilnehmenden Gebäudestromteilnehmern. Zur Verringerung der Komplexität dürfte eine Anpassung des Aufteilungsschlüssels nur mit einer festgelegten Frist, bspw. von mindestens drei Monaten zum nächsten Monatsersten kommuniziert werden bzw. eine Anpassung möglich sein. Essenzielle Voraussetzung für eine Umsetzung der Gemeinschaftlichen Gebäudestromversorgung wäre eine Informationspflicht gegenüber allen Beteiligten, dass an einer Abnahmestelle/Marktllokation eine Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG-RefE vorliegt. Hierbei sind die (Restrom-)Lieferanten unbedingt einzubeziehen, da diese Belieferungsform unmittelbare Auswirkungen auf die Energiebeschaffung und Energiemengenbilanzierung beim Reststromlieferanten haben. Eine Information wäre daher erforderlich bei einer Erstteilnahme oder Beendigung der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung sowie bei einem Lieferanten- und Kundenwechsel an der jeweiligen Abnahmestelle. Es müsste von vornherein klargestellt werden, dass lediglich die vom Messtellenbetreiber abgegrenzten und mitgeteilten Messwerte die abrechnungsrelevanten Werte für Netzbetreiber und Lieferanten darstellen.

Weiterhin sollte zumindest in der Begründung klargestellt werden, ob und in welcher Höhe der ins Netz eingespeiste Überschussstrom im Gebäudestrommodell nach EEG vergütet wird und ob hierfür

bspw. auch die unentgeltliche Abnahme genutzt werden können soll. Zudem müsste die Nutzung von zwischengespeichertem PV-Strom vom Gebäudedach in diesem Modell möglich sein. Die Nutzung eines Speichers ist in der derzeitigen Fassung definitorisch ausgeschlossen, weil die Gebäudestromanlage nur „solare Strahlungsenergie“ einsetzen darf. Dies dürfte gegen Art. 21 der Erneuerbaren Energien-Richtlinie verstoßen, der laut Begründung hiermit umgesetzt werden soll. Allerdings dürfte die Einbindung von Speichern die Komplexität in diesem Modell nochmals deutlich erhöhen. Auch wird es dadurch noch deutlich schwieriger für den Endkunden, die Energiemengen des jeweiligen Lieferverhältnisses nachzuvollziehen.

Der BDEW befürwortet in jedem Falle das eigene vorgeschlagene Gebäudestrommodell als unkomplizierte und sachgerechte Alternative. Das im Referentenentwurf vorgeschlagene Gebäudestrommodell sollte in der Branche intensiv diskutiert und die Abwicklung insbesondere mit Blick auf die Rolle des Messstellenbetreibers klar durchdacht werden. Eine kurzfristige Umsetzung selbst mit den vom BDEW vorgeschlagenen Verbesserungen sehen wir nicht. Ggf. könnte es hierzu eine Verordnungsermächtigung oder Festlegungskompetenz für die Bundesnetzagentur geben, in der auch das Zusammenspiel mit dem neuen virtuellen Summenzählermodell berücksichtigt werden kann.

Darüber hinaus begrüßt der BDEW ausdrücklich den vorgesehenen Fortbestand des bisherigen Mieterstrommodells und die Verbesserungen.

## **6 Änderungen beim Netzanschluss**

Der BDEW setzt sich gemeinsam mit seinen Mitgliedsunternehmen dafür ein, dass Netzanschlussbegehren durch Fortschritte bei Standardisierungs- und Digitalisierungsprozessen erheblich insbesondere nach § 8 Abs. 7 EEG beschleunigt werden. Die Vereinheitlichung der Netzanschlussbegehren für Erneuerbare-Energien-Anlagen wird in enger Abstimmung mit der BNetzA aus der Branche selbst heraus erarbeitet. Wir arbeiten intensiv daran, dass der exponentielle Anstieg insbesondere bei Anschlussbegehren von PV-Anlagen auf diese Weise zügig abgearbeitet werden kann.

Die Beratungen mit Netzbetreibern und Projektierern machen dabei deutlich, dass eine Beschleunigung in der Praxis nur dann gelingen kann, wenn im Webportal auch Angaben abgefragt werden, für die initiale Bearbeitung der Netzanschlussanfrage zwar nicht verpflichtend zu befüllen sind, den weiteren Prozess beim Netzbetreiber allerdings erheblich beschleunigen, weil sie ohnehin zu einem späteren Zeitpunkt erfragt werden müssen. Wenn tatsächlich einzig die Abfrage der Maximalvorgaben umgesetzt würde – nur für die Stellung des Netzanschlussbegehrens – stünde im Anschluss ein weiteres, zeitraubendes „Daten-Ping-Pong“ zwischen den Beteiligten zu erwarten.

Der BDEW schlägt daher vor, alle notwendigen Daten, u.a. für Bilanzierungs- und Vergütungszwecke, bereits am Anfang durch den Netzbetreiber abfragen zu lassen, auch wenn ein

„Netzanschlussbegehren“ im Sinne des § 8 EEG 2023 rechtlich bereits mit Minimaldaten vorliegt. Andernfalls wird es nicht zu einer Beschleunigung kommen.

Bereits in der [Stellungnahme](#) zur Umsetzung der EU-Notfallverordnung in § 100 Abs. 14 EEG 2023 hatte der BDEW darauf hingewiesen, dass die befristet strengeren Fristen für den Netzanschluss von Anlagen bis 50 kW und nun unbefristet strengere Regelungen für den Anschluss von Anlagen bis 30 kW weitere Fragen aufwerfen. Der BDEW bittet in diesem Zusammenhang insbesondere zu berücksichtigen, dass die Priorisierung von Anlagen bis 30 kW nicht nur Einfluss auf die Bearbeitung anderer Netzanschlussbegehren, insbesondere für größere Anlagen haben wird, sondern auch Auswirkungen auf Leistungsreservierungsverfahren für Netzanschlussbegehren für Anlagen über 30 kW haben kann. Redaktionell ist anzumerken, dass die Übergangsvorschrift in § 100 Abs. 16 EEG-E formuliert, dass die Neufassung von § 8 EEG auf Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem 31. Dezember 2022 gelten soll, es aber „nach dem 31. Dezember **2023**“ heißen muss. Dies ist derzeit nur aus der Begründung ersichtlich.

In dem Zusammenhang erscheinen die Änderungen in § 8 Abs. 6 S. 1 EEG-RefE, nach der der Netzbetreiber innerhalb von acht Wochen bereits für alle Anlagen die komplette Netzverträglichkeitsprüfung und deren Ergebnis dem Anlagenbetreiber vorlegen muss, kein geeignetes Mittel, um Netzanschlussvorhaben zu beschleunigen. Der BDEW bittet hierzu außerdem um Klarstellung, inwiefern sich die Mitteilung des Ergebnisses der Netzverträglichkeitsprüfung von der Mitteilung des Netzverknüpfungspunkts unterscheidet. Nach dem Verständnis des BDEW wäre die Mitteilung des Ergebnisses ein „wo“ und „wann“ angeschlossen werden kann, der Verknüpfungspunkt selbst das „wo“. Der Einleitungssatz und die Nummer 2 des Absatzes 6 erscheint in der jetzigen Fassung gedoppelt.

Zwingend notwendig darüber hinaus, dass Anlagen über 30 kW bei Nichtmitteilung des Verknüpfungspunkts innerhalb der Frist nicht ohne Weiteres an das Netz angeschlossen werden können.

## **7 Änderungen bei Wind an Land**

Nach dem Referentenentwurf soll es für den Bereich Windenergieanlagen an Land nachfolgende Änderungen im EEG 2023 geben:

### **7.1 Verlängerung der BNK-Frist**

Durch die Änderung des § 9 Abs. 8 Satz 3 und 4 EEG soll die Pflicht der Betreiber von Windenergieanlagen zur Ausstattung der Anlagen mit einer Einrichtung zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung (BNK) um ein Jahr auf den 1. Januar 2025 verlängert werden. Durch den neuen § 9 Abs. 8 Satz 4 EEG sollen Betreiber von Windenergieanlagen, die vor dem 31. Dezember 2023 in Betrieb genommen wurden, verpflichtet werden, bis zum 31. Dezember einen Antrag auf Zulassung einer bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung bei der Luftfahrtbehörde zu stellen.

## Bewertung

Der BDEW begrüßt ausdrücklich die Verlängerung der Frist zur Ausstattung von Windenergieanlagen mit einem BNK-System um ein Jahr auf den 1. Januar 2025. Diese Fristverlängerung hatten wir bereits in unserer [Stellungnahme zur Wind-an-Land Strategie](#) als auch in der [Stellungnahme zur Änderung der AVV-Kennzeichnung](#) angeregt. Durch die Fristverlängerung wird folgerichtig auch die drohende unverschuldete Pönalisierung der Betreiber durch Strafzahlungen i. S. d. § 52 EEG abgewendet, die sich z.B. aus den neuen Anforderungen durch die laufende Novellierung der AVV-Kennzeichnung ergeben kann. Es hat sich im laufenden Jahr gezeigt, dass die Umsetzung der BNK an Bestands- und Neuanlagen stockend verläuft. Obwohl sich die Betreiber frühzeitig um eine Ausstattung der Anlagen durch die Hersteller bemüht haben, ist aufgrund von Lieferengpässen durch die Corona-Pandemie sowie den Ukraine-Krieg und aufgrund von langwierigen behördlichen Genehmigungsprozessen eine fristgerechte Ausstattung nicht möglich gewesen.

Allerdings regt der BDEW zur Erleichterung der netzbetreiberseitigen Abwicklung des neuen § 9 Abs. 8 Satz 4 EEG-E folgende Ergänzung der Regelung an:

*„Betreiber von Windenergieanlagen, die vor dem 31. Dezember 2023 in Betrieb genommen wurden, sind verpflichtet, bis zum 31. Dezember 2023 einen Antrag auf Zulassung einer ~~bedarfsge-~~**rechten bedarfsgesteuerten** Nachtkennzeichnung bei der zuständigen Landesluftfahrtbehörde zu stellen; **sie haben dem Netzbetreiber diesen Antrag in Kopie bis zum 28. Februar 2024 im Rahmen von § 71 Nummer 1 zu übersenden**“.*

Diese Regelung sollte darüber hinaus nach Art. 7 des Gesetzentwurfs bereits vor dem 1. Januar 2014 in Kraft treten, da sie den Anlagenbetreiber bereits vor diesem Zeitpunkt zu einer entsprechenden Handlung veranlasst. Außerdem wird in dieser Regelung und in § 52 EEG nicht geklärt, was die Rechtsfolge ist, wenn der Anlagenbetreiber keinen termingerechten Antrag bei der Landesluftfahrtbehörde stellt. Nach Auffassung des BDEW sollte eine Sanktionierung des Anlagenbetreibers bereits im Jahre 2024 wegen nicht fristgerechter Antragstellung vermieden werden.

### 7.2 Neuregelung zur Verlegung von Anschlussleitungen § 11a EEG 2023

Der neue § 11a EEG 2023 sieht vor, dass sowohl der Grundstückseigentümer als auch der Nutzungsberechtigte dazu verpflichtet sind, auf dem Grundstück die Errichtung, Instandhaltung und den Betrieb von Leitungen und sonstigen Einrichtungen zum Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen an den Netzverknüpfungspunkt zu dulden. Zu diesem Zweck darf insbesondere der Betreiber das Grundstück betreten und befahren. Eingeschränkt wird das Recht des Betreibers dadurch, dass regelmäßig nur Grundstücke nutzbar sind, um den wirtschaftlich günstigsten Anschluss zu erreichen. Gemäß § 11a Abs. 2 EEG 2023 soll der Betreiber dem Grundstückseigentümer bei Inbetriebnahme



der Leitung einmalig 5 Prozent des Verkehrswerts der in Anspruch genommenen Schutzstreifenfläche zahlen.

### **Bewertung**

Der BDEW begrüßt die Einführung einer Duldungspflicht für die Verlegung einer Netzanschlussleitung. Dies hat das Potenzial, den Realisierungsprozess für Erneuerbare-Energien-Anlagen deutlich zu beschleunigen. Zudem sollte die Duldungspflicht auch für Netzanschlussleitungen für Batteriespeicher gelten, da Erneuerbare-Energien-Anlagen zur besseren Systemintegration zunehmend in Kombination mit Batteriespeichern am gleichen oder einem abweichenden Netzanschlusspunkt geplant werden. Darüber hinaus regen wir im Interesse einer langfristigen Planungssicherheit an, den Grundstückseigentümer per Gesetz dazu zu verpflichten, die dingliche Absicherung der Duldungspflicht innerhalb einer angemessenen Frist von sechs Monaten in Form einer beschränkt persönlichen Dienstbarkeit im Grundbuch zu gewähren.

Der BDEW regt im Sinne der betroffenen Grundstückseigentümer zudem an, dass die Entschädigung nicht erst bei Inbetriebnahme, sondern bereits bei Baubeginn, also dem tatsächlichen Eingriff, entrichtet wird. Schließlich sollten in § 11a Absatz 1 Satz 1 EEG neben den Grundstücken explizit auch Verkehrswege aufgeführt werden, damit die vom Gesetzgeber intendierte Klarstellung zur Verpflichtung der öffentlichen Hand umfassend greift.

*„Der Eigentümer und der Nutzungsberechtigte eines Grundstückes **oder eines Verkehrsweges** haben auf dem Grundstück **oder einem Verkehrsweg** die Errichtung, Instandhaltung und den Betrieb von Leitungen und sonstigen Einrichtungen zum Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien an den Verknüpfungspunkt nach § 8 Absatz 1 bis 3 zu dulden.“*

Eine entsprechende *Definition von Verkehrswegen* könnte - analog der Regelung in § 125 Absatz 1 Satz 2 TKG – in den Begriffsbestimmungen des § 3 EEG aufgenommen werden:

*„Als Verkehrswege gelten öffentliche Wege, Plätze, Brücken und Tunnel sowie die öffentlichen Gewässer.“*

Darüber hinaus muss die Duldungspflicht im Hinblick auf sonstige Infrastrukturen im Übrigen dahingehend eingeschränkt werden, dass die Befahrung der Grundstücke ohne Gefährdung dieser technisch möglich ist und die Anschlussleitungen unter Beachtung der technischen Mindestabstände sowie unter Schonung der vorhandenen Rechte verlegt werden.

Der BDEW regt an, die sog. "Schutzstreifenfläche" als auch die "Unzumutbarkeit" genau zu definieren. In der Gesetzesbegründung sollte ergänzt werden, dass der Verkehrswert aufgrund der möglichen Vielzahl betroffener Grundstücke möglichst aufwandsarm (z. B. Anhand von Bodenrichtwerten) ermittelt werden soll, um unverhältnismäßigen Aufwand und Zeitbedarf für Einzelgutachten zu vermeiden. Sollte die Duldungspflicht ohne Eintragung im Grundbuch umgesetzt werden, schlagen

wir zumindest die Einrichtung eines Registers vor, um Transparenz über verlegte Leitungen zu gewährleisten und Konflikten bei der Verlegung zusätzlicher, bspw. kreuzender Leitungen, vorzubeugen. Die Duldungspflicht sollte zudem auch für die Kabelverlegung innerhalb des Erneuerbare-Energien-Projekts gelten, wenn dieses z.B. von einer Straße oder Bahntrasse durchschnitten wird. Schließlich könnte in der Gesetzesbegründung ein Hinweis ergänzt werden, ab welcher Verlegetiefe z. B. nicht mehr von einer „Unzumutbarkeit“ im Sinne des Gesetzes auszugehen ist.

### **7.3 Neuregelung: Recht zur Überfahrt § 11b 2023 EEG:**

In § 11b EEG 2023 soll die Duldungspflicht des Eigentümers oder Nutzungsberechtigten für die Überfahrt und Überschwenkungen während der Errichtung von Windenergieanlagen geregelt werden. Weiterhin hat der Betreiber das Recht, betreffende Grundstücke für eine Überfahrt zu ertüchtigen und die Pflicht, nach der letzten Überfahrt den ursprünglichen Zustand wieder herzustellen. § 11b Abs. 2 EEG 2023 statuiert eine Zahlungspflicht des Betreibers an den Nutzungsberechtigten, der unmittelbar in der Nutzung des Grundstücks eingeschränkt war. Nach Errichtung der Windenergieanlagen soll der Betreiber einen noch undefinierten Betrag in Euro je Tag und in Anspruch genommenen Quadratmeter zahlen.

#### **Bewertung**

Grundsätzlich ist die Einführung einer gesetzlichen Duldungspflicht für das Überfahren und für Überschwenkungen zu begrüßen. Der Fokus der Regelung liegt allerdings allein auf der Errichtung von Windenergieanlagen. Die Thematik der erforderlichen Überfahrten und Überschwenkungen kann sich auch während des Betriebs im Falle eines erforderlichen Austauschs von Großkomponenten, bei größeren Instandhaltungsmaßnahmen sowie beim Rückbau von Windenergieanlagen stellen. Der BDEW regt daher zusätzlich an, die Duldungspflicht auch auf den Betrieb und den Rückbau von Windenergieanlagen zu erweitern. § 11b Abs. 1 Satz 3 muss zudem dahingehend ergänzt werden, dass die Duldungspflicht nicht nur dann nicht besteht, wenn dadurch die Nutzung des Grundstückes unzumutbar beeinträchtigt wird, sondern auch dann, wenn die auf oder im Grundstück belegenen (Energie-)Infrastrukturen, wie zum Beispiel Gasversorgungsleitungen, durch die Überfahrt unzumutbar beeinträchtigt werden. So wird gewährleistet, dass die Betreiber von Windenergieanlagen die erforderlichen Vorkehrungen treffen, um unzumutbare Auflasten auf die Versorgungsleitungen durch Ertüchtigungen des Grundstücks zu verhindern bzw. eine anderweitige Zuwegung vorzusehen, wo dies im Einzelfall nicht möglich ist. Nicht umfasst ist von § 11b EEG bislang das Recht zur Ertüchtigung und Verbreiterung der Wege/Wegeverbreiterung. Dies sollte ergänzt werden. Auch sollte § 11b nicht nur für die Errichtung von Windenergieanlagen gelten, sondern gleichermaßen für alle Arten von PV, also für alle EE-Anlagen, wie es auch der Entwurf des § 11a EEG vorsieht.

## 7.4 Verlängerung der Realisierungsfristen für Windenergie an Land im EEG (§ 36e Abs. 1 EEG 2023)

Durch die Änderung in § 36e Abs. 1 EEG 2023 sollen die Realisierungsfristen für Windenergie an Land von derzeit 30 Monaten um drei Monate auf insgesamt 33 Monate verlängert werden.

### Bewertung

Die Verlängerung der Realisierungsfristen ist grundsätzlich zu begrüßen. Dennoch wird eine Verlängerung der Realisierungsfristen um lediglich drei Monate den tatsächlichen Marktumständen nicht gerecht. Während der Corona-Krise sowie im Zuge des russischen Überfalls auf die Ukraine haben sich Lieferzeiten für Anlagenkomponenten teilweise erheblich verlängert. Es gibt deshalb derzeit große Probleme, Komponenten für Erneuerbare-Energien-Anlagen zu bekommen. Das betrifft insbesondere Transformatoren, aber auch andere Komponenten. Dies wiederum führt dazu, dass es kaum mehr abzuschätzen ist, ob die Realisierungsfristen des EEG für Projekte eingehalten werden können. Planer laufen dadurch in die Gefahr, Bankgarantien zu verlieren.

Der BDEW schlägt daher vor, die Realisierungsfristen für die anstehenden Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land auf Antrag von derzeit 30 Monaten um 12 Monate zu verlängern. Dies sollte befristet für zwei Jahre erfolgen, um insgesamt den Ausbau nicht zu weit zu verschieben. Durch diese Maßnahme wird die Gebotsabgabe für neue Projekte verbessert, indem für Bieter der zeitliche Realisierungsdruck verringert wird. Durch eine solche an der Erforderlichkeit ausgerichtete und zudem für zwei Jahre befristete Verlängerung, besteht kein Risiko, den Ausbau der Windenergieanlagen zu weit zu verschieben.

Für die Verlängerung von Bestandszuschlägen und befristet auch künftigen Zuschlägen, die noch nicht durch Ablauf der Realisierungsfrist erloschen sind, sollte eine sog. Opt-In Lösung beispielsweise durch Antrag bei der Bundesnetzagentur eingeführt werden. Dies hätte den Vorteil, dass Vorhabenträger frei wählen könnten, eine verlängerte Frist zur Projektrealisierung zu nutzen, aber nicht zwangsläufig an eine verlängerte Realisierungsfrist gebunden sind.

Der BDEW schlägt dazu folgende Korrekturen im EEG 2023 vor:

*„§ 36e Erlöschen von Zuschlägen für Windenergieanlagen an Land*

*(1) Der Zuschlag erlischt bei Geboten für Windenergieanlagen an Land 30 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags, soweit die Anlagen nicht bis zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen worden sind. **Auf Antrag, den der Bieter vor Ablauf der Frist nach Satz 1 gestellt hat, kann die Bundesnetzagentur die Frist nach Satz 1 auf 42 Monate verlängern; der Bieter kann in dem Antrag auch eine kürzere Verlängerung der Frist wählen. Satz 2 ist auf Zuschläge anwendbar, die nicht ab dem Gebotstermin des 1. Augustes 2025 erteilt worden sind.** "*

*„§ 100 Übergangsbestimmung*

(...)

***(13a) § 36e Abs. 1 Satz 2 und 3 ist entsprechend anwendbar auf Zuschläge, die in einem Gebots-termin für Windenergieanlagen an Land vor dem 1. August 2023 erteilt worden sind, soweit der Zuschlag nicht bereits zu diesem Zeitpunkt erloschen gewesen war.***

Aufgrund von Engpässen gerade bei der Lieferung von Umspannwerken ist auch eine Verlängerung der **Realisierungsfristen für neue Solaranlagen des ersten Segmentes** unbedingt erforderlich. Der BDEW schlägt deshalb vor, die Realisierungsfrist bis Inbetriebnahme grundsätzlich von 18 Monaten (§ 37d EEG 2023) auf 36 Monate zu erhöhen. Entsprechende gesetzliche Anpassungen müssten dann – wie vorstehend für Windenergieanlagen – auch für Solaranlagen des ersten Segmentes gemacht werden.

## **7.5 Änderungen in § 55 EEG 2023**

In § 55 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023 wurde die Pönalisierungsfrist für die verspätete Inbetriebnahme von Windenergieanlagen nach dem Zuschlag von 24 Monaten um drei Monate auf insgesamt 27 Monate verlängert.

### **Bewertung**

Durch die Verlängerung der Realisierungsfrist gemäß § 36e Abs. 1 EEG 2023 wurde auch die Anpassung der Pönalisierungsfrist gemäß § 55 EEG 2023 erforderlich. Dennoch greift diese Fristverlängerung zu kurz. Entsprechend der vorstehend vorgeschlagenen Anpassung des § 36e EEG 2023 sollte auch die Pönalefrist gemäß § 55 EEG 2023 um insgesamt maximal 12 Monate mit der vorstehend vorgeschlagenen Opt-In-Lösung der Bieter verlängert werden.

## **8 Änderungen bei den Fördergrundlagen**

Der Referentenentwurf sieht mehrere Änderungen bei den EEG-Fördergrundlagen vor, die der BDEW teilweise begrüßt, aber teilweise auch für nachbesserungswürdig erachtet:

### **8.1 Kommunale Beteiligung**

Die Anwendbarkeit von § 6 EEG 2023 wird von „Freiflächenanlagen“ (im Sinne von § 3 Nr. 22 EEG 2023) auf „Solaranlagen des ersten Segments“ erweitert. Damit kann die Regelung auch auf PV-Anlagen auf „sonstigen baulichen Anlagen“ angewendet werden.

Zudem soll der Abschluss von Verträgen zur kommunalen Beteiligung bei PV-Anlagen ohne Bebauungsplan nach § 35 Abs. 1 Nr. 8 b) BauGB nun dann zulässig sein, wenn vor Erteilung der für die Anlage erforderlichen Genehmigung beschlossen wird, keinen Bebauungsplan aufzustellen.

## Bewertung

Der BDEW begrüßt die **Erweiterung des Anwendbarkeitsbereichs der kommunalen Beteiligung**. Dies entspricht der BDEW-Forderung aus der [Stellungnahme zum Entwurf der PV-Strategie des BMWK](#). Allerdings fehlt in den im Gesetzentwurf vorgesehenen Änderungen in § 100 EEG eine Regelung, die klarstellt, ob diese Ausweitung auf Solaranlagen auf „sonstigen baulichen Anlagen“ auch für Bestandsanlagen oder nur für Neuanlagen anzuwenden ist. Die Begründung des Referentenentwurfs lässt keinen gesetzgeberischen Willen erkennen. Aus § 100 Abs. 2 EEG 2023 heraus wäre jedenfalls der insoweit geänderte § 6 Abs. 1, 3 und 5 EEG-E auch auf Bestandsanlagen anwendbar. Wenn der Gesetzgeber dies nicht beabsichtigt, sollte dies durch eine klarstellende Regelung im Gesetz verankert werden.

Außerdem stellt die im Referentenentwurf vorgesehene Änderung von § 6 Abs. 4 Satz 1 EEG-E gegenüber der aktuell geltenden Fassung für **Windenergieanlagen** eine Schlechterstellung dar: Hier werden bereits aktuell Verträge in sehr frühem Verfahrensstand geschlossen, d.h. insbesondere vor Erteilung der BImSchG-Genehmigung und ggf. auch vor dem Aufstellungsbeschluss über den Bebauungsplan. Dies ist aktuell noch nach § 6 Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 EEG 2023 zulässig, wird aber künftig nicht mehr zulässig sein. Selbst der Abschluss einer entsprechenden Absichtserklärung des Anlagenbetreibers kann dann unzulässig und ggf. strafbar sein, wie dies aktuell auf Basis von § 6 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 EEG 2023 für Solaranlagen diskutiert wird. Im Sinne der Planungssicherheit für den Anlagenbetreiber und die betroffene(n) Gemeinde(n) sieht der BDEW für Windenergieanlagen eine Beibehaltung der aktuell geltenden Formulierung als notwendig an.

Der BDEW begrüßt hingegen für **Solaranlagen** grundsätzlich die vorgesehene Änderung in § 6 Abs. 4 EEG 2023: Der Abschluss von Verträgen zur kommunalen Beteiligung bei Solaranlagen ohne Bebauungsplan nach § 35 Abs. 1 Nr. 8 b) BauGB soll hiernach nun dann zulässig sein, wenn vor Erteilung der für die Anlage erforderlichen Genehmigung beschlossen wird, keinen Bebauungsplan aufzustellen. Allerdings geht dies aus Praktikersicht nicht weit genug: Im Rahmen eines privilegierten Gebiets nach § 35 Abs. 1 Nr. 8 b) BauGB ist die Aufstellung eines Bebauungsplans nicht mehr erforderlich. Hier reicht die Ausstellung einer Baugenehmigung. Es kommt aber in der Praxis bereits vor, dass Gemeinden *nach Erteilung einer entsprechenden Baugenehmigung* noch beschließen, dass für dieses Gebiet zusätzlich ein Bebauungsplan erstellt wird. Wurde in solchen Fällen bereits zwischen Anlagenbetreiber und Gemeinde ein Vertrag über die kommunale Beteiligung abgeschlossen, droht dieser Vertragsabschluss aufgrund von § 6 Abs. 4 Satz 3 EEG 2023 wegen Nichteinhaltung von § 6 Abs. 4 Satz 1 EEG 2023 nachträglich strafbar zu werden.

Der gemäß dem Referentenentwurf zu ändernde § 6 Abs. 4 Satz 1 EEG 2023 sollte daher stattdessen wie folgt gefasst werden:

„(4) Vereinbarungen über Zuwendungen nach diesem Paragraphen bedürfen der Schriftform und dürfen bereits **geschlossen werden**

**1. vor der Genehmigung der Windenergieanlage nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz oder**

**2. vor der Genehmigung der Freiflächenanlage, jedoch nicht vor dem Beschluss des Bebauungsplans für die Fläche zur Errichtung der Freiflächenanlage, soweit vor Erteilung der für die Anlagen erforderlichen Genehmigung ein Bebauungsplan beschlossen wird; dies gilt auch dann, wenn die Gemeinde oder der Landkreis erst nach Erteilung einer Baugenehmigung beschließen sollte, einen Bebauungsplan aufzustellen“.**

## 8.2 Änderungen bei den Sanktionen nach § 52 EEG 2023

### Keine Sanktionierung bei Defekt bestimmter technischer Einrichtungen

Nach § 52 Abs. 3 EEG-E soll bei einem Pflichtverstoß nach § 52 Abs. 1 Nr. 1, 3, 4 oder 8 EEG 2023, der aufgrund des Defekts einer technischen Einrichtung eintritt, die zu leistende Zahlung für den Kalendermonat, in dem der Pflichtverstoß eintritt, und für den darauffolgenden Kalendermonat entfallen. Dies betrifft die Verstöße gegen die Verpflichtung

- zum Einbau und Betrieb technischer Einrichtungen nach § 9 EEG 2023 und Vorgängerregelungen (Nr. 1),
- zum Einbau und Betrieb von BNK-Einrichtungen nach § 9 Abs. 8 EEG (Nr. 3),
- zum Einbau und Betrieb von Einrichtungen zur Anlagensteuerung durch den Direktvermarkter nach § 10b EEG (Nr. 4) und
- wenn entgegen § 21b Abs. 3 EEG 2023 nicht die gesamte Ist-Einspeisung in viertelstündlicher Auflösung gemessen und bilanziert wird (Nr. 8).

### Bewertung

Der BDEW sieht die Änderungen bei den Sanktionen nach § 52 EEG 2023 grundsätzlich als positiv an. Allerdings sollte der im Referentenentwurf vorgesehene Satz aus gesetzessystematischen Gründen nicht an Absatz 3, sondern an Absatz 1 oder 2 angehängt werden, da diese Bestimmungen die Entstehung bzw. die Höhe der Pönalisierung regeln.

Problematisch bzw. ungeklärt ist zudem, auf welche Art und Weise der Anlagenbetreiber einen entsprechenden Defekt vortragen muss oder soll und ob die **Beweislast** für den Defekt beim Netzbetreiber oder Anlagenbetreiber liegt. Die entsprechenden Einrichtungen werden teilweise von Anlagenbetreibern, teilweise von Netzbetreibern und teilweise von Dritten im Auftrag der beiden erstgenannten betrieben.

Der BDEW geht außerdem davon aus, dass sich der **technische Defekt** nur auf die „**technische Einrichtung**“ als solche beschränkt und beschränken darf, nicht auf die Peripherieeinrichtungen wie die dazugehörige DFÜ-Einrichtung einschl. Kabel etc.

Der BDEW weist darüber hinaus auch darauf hin, dass ein solcher „technischer Defekt“ auch durch **Vorsatz oder grobe Fahrlässigkeit** herbeigeführt werden kann, mit dem Ziel, dass die Anlage für den VNB oder ÜNB nicht regelfähig ist. Dies entspricht leider gegenwärtig bereits dahingehend der Praxis, dass regelverpflichtete EEG-Anlagenbetreiber nicht auf Regelaufrufe von Netzbetreibern reagieren. Daher bietet die im Referentenentwurf vorgesehene Regelung auch Missbrauchspotential zum Nachteil der Netz- und Systemsicherheit.

Schließlich sollte in der Regelung klargestellt werden, dass sie nur auf Pflichtverstöße ab dem 1. Januar 2024 (avisiertes Inkrafttreten des Gesetzes) anzuwenden ist. Eine Rückabwicklung von bislang nach § 52 EEG 2023 sanktionierungspflichtigen Pflichtverstößen muss ausgeschlossen sein.

Darüber hinaus weist der BDEW darauf hin, dass die **Inbezugnahme von technischen Einrichtungen nach „Nr. 8“** nicht in die Aufzählung passt und gestrichen werden muss: Die viertelstündliche Messung und Bilanzierung wird durch den Messstellenbetreiber realisiert und ist Teil der technischen Einrichtungen, für die der Anlagenbetreiber verantwortlich ist.

Gleiches gilt für Verstöße des Anlagenbetreibers gegen die **BNK-Pflicht nach § 52 Abs. 1 Nr. 3 i. V. mit § 9 Abs. 8 EEG 2023**: Diese Verstöße wird der Netzbetreiber nicht bemerken, weshalb eine entsprechende Sanktionierung im laufenden Betrieb der Windenergieanlage wegen zwischenzeitlichen Defektes der Einrichtung kaum vorstellbar ist.

Daher sollte die neue Regelung aus BDEW-Sicht wie folgt ergänzt werden:

*„Bei einem **ab dem 1. Januar 2024 auftretenden** Pflichtverstoß nach Absatz 1 Nummer 1 oder ~~3~~ **4 oder 8**, der aufgrund des Defekts einer technischen Einrichtung eintritt, entfällt die zu leistende Zahlung für den Kalendermonat, in dem der Pflichtverstoß eintritt, und für den darauffolgenden Kalendermonat; **die Vorlage eines Defektes hat der Betreiber der technischen Einrichtung darzulegen und gegebenenfalls zu beweisen.**“*

Hinsichtlich sonstiger aus BDEW-Sicht notwendiger Änderungen in § 52 EEG 2023 wird auf die nachfolgenden Ausführungen unter Nr. 11 verwiesen.

### **8.3 Einführung der Vermarktungsmöglichkeit der „unentgeltlichen Abnahme“**

Als weitere Vermarktungsform im Rahmen des Verkaufs des Stroms an den Netzbetreiber wird die „unentgeltliche Abnahme“ für Anlagen bis 200 kW (bei Inbetriebnahme bis Ende 2025 auch bis 400 kW, § 100 Abs. 14 EEG-E) eingeführt, wenn für diese Anlagen keine Zahlung geltend gemacht wird.

Die Wahl dieser Abnahmeform gilt als fehlende Geltendmachung von Zahlungen. Dann verringert sich der Förderanspruch auf null.

Außerdem darf eine Anlage gemäß dem Gesetzentwurf der Ausfallvergütung nicht zugeordnet werden, wenn sie innerhalb der letzten 24 Monate zumindest zeitweise der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet war (§ 21b Abs. 1 EEG-E).

Parallel hierzu wird klargestellt, dass die Inanspruchnahme der „unentgeltlicher Abnahme“ nicht als Zahlung im Sinne von § 80a EEG 2023 gilt, und dass dementsprechend auch keine „Anrechnung“ dieser Vermarktungsvariante auf Bundes- oder Landesförderungen nach dieser Regelung erfolgen muss. Dies hat Relevanz insbesondere für entsprechende Förderprogramme für Steckersolaranlagen sowie für größere PV-Anlagen.

Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 200 kW, für die der Anlagenbetreiber keine andere Zuordnung getroffen hat, gelten zudem der Veräußerungsform der Einspeisevergütung in der Variante der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet.

### **Bewertung**

Der BDEW begrüßt, dass mit der neuen Vergütungsform der unentgeltlichen Abnahme eine Alternative zur Direktvermarktung geschaffen wird, um der Herausforderung zu begegnen, dass Anlagen > 100 kW mit hohen Eigenverbrauchsanteilen Schwierigkeiten haben, für die geringen Reststrommengen einen Vermarkter zu finden. Dieser Vorschlag stellt eine deutliche Verbesserung dar, da hierdurch tatsächlich ein Anreiz entstehen kann, die Anlage > 100 kW zu dimensionieren, obwohl für die eingespeiste Strommenge keine Vergütung gezahlt wird.

Die Einführung dieser Regelung erleichtert außerdem insbesondere die Abwicklung von Stromeinspeisungen aus Anlagen, bei denen der Anlagenbetreiber sonst auf eine Vergütung verzichten würde, z. B. bei Steckersolaranlagen und bei Anlagen, bei denen der Betreiber aus anderen Gründen keine Förderung in Anspruch nehmen möchte oder darf.

Der BDEW gibt allerdings zu bedenken, dass für Betreiber von größeren Anlagen, die **vorrangig in Eigenversorgung betrieben** werden, die Wahl dieser Förderform quasi alternativlos ist, weil bei der Wahl der „Ausfallvergütung“ nach dem vorliegenden Gesetzentwurf der 80 %-Förderung in den sechs förderfähigen Kalendermonaten pro Kalenderjahr gemäß dem Gesetzentwurf eine Förderung in Höhe von null i.V. mit einer Sanktionierung nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 in den übrigen Monaten des Jahres gegenüberstehen würde. Es besteht das Risiko, dass dieser Umstand die Investition in entsprechende Anlagen unattraktiv macht, insbesondere dann, wenn die Sanktionierung nach § 52 EEG die übrige Förderung übersteigt. Außerdem ist dem Anlagenbetreiber bei erstmaliger Auswahl oder Zwangszuordnung zur „unentgeltlichen Abnahme“ erst einmal für die kommenden zwei Jahre der Zugang zur Ausfallvergütung versperrt. Sollte eine entsprechende Investitionshemmung eintreten, sieht der BDEW nur die Anhebung der Direktvermarktungsschwelle oder die auskömmlichere



Förderung der in das Netz eingespeisten Strommenge für entsprechende Anlagen mit vorrangiger Eigenverbrauchsdeckung als Alternativen an, damit diese Investitionen überhaupt getätigt werden können.

Der BDEW weist außerdem darauf hin, dass der **Stichtag für die 400 kW-Schwelle** nach dem Wortlaut von § 100 Abs. 14 EEG-E auf die *Inbetriebnahme* der Anlage abstellt, während die Gesetzesbegründung zu dieser Regelung auch so gelesen werden kann, dass selbst für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2026 ab diesem Datum nur noch die 200 kW-Grenze gilt. Dies würde bedeuten, dass für entsprechende Bestandsanlagen ab dem 1. Januar 2026 in der Leistungszone größer 200 und bis zu 400 kW keine „unentgeltliche Abnahme“ mehr praktiziert werden darf. Hier ist zur Vermeidung von Missverständnissen eine Präzisierung erforderlich.

#### **8.4 Änderungen bei der „Ausfallvergütung“**

Im Referentenentwurf ist vorgesehen, dass anstelle des Marktwertes (Monats- bzw. Jahresmarktwert) als Höhe der Ausfallvergütung bei Überschreiten der ersten drei und insgesamt von sechs Kalendermonaten pro Jahr nun die Förderung auf null gesetzt wird, um die dauerhafte Inanspruchnahme der Ausfallvergütung weniger lukrativ zu machen. Außerdem darf eine Anlage der Ausfallvergütung nach dem Gesetzentwurf nicht zugeordnet werden, wenn sie innerhalb der letzten 24 Monate zumindest zeitweise der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet war (§ 21b Abs. 1 EEG-E).

#### **Bewertung**

Für die Zeitfenster bei Überschreiten der ersten drei und insgesamt von sechs Kalendermonaten pro Jahr ist trotz Absenkung der Förderung vom aktuellen Marktwert auf null weiterhin auch die Pönale nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 anzuwenden, da § 52 EEG nicht entsprechend geändert werden soll. Dementsprechend tritt neben eine Vergütungsreduzierung auf null noch die Pönale nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023. Der BDEW sieht diese Doppelbestrafung kritisch.

#### **8.5 Ausgeförderte Anlagen**

„Ausgeförderte Anlagen“, d.h. solche mit einer Leistung bis zu 100 kW, die keine Windenergieanlagen sind, werden gemäß dem Gesetzentwurf automatisch dem Verkauf des Stroms an den Netzbetreiber zugeordnet, wenn der Anlagenbetreiber mit Ende der eigentlichen EEG-Förderung keine andere Zuordnung getroffen hatte. Die Begrenzung auf 100 kW und auf Nicht-Windenergieanlagen ergibt sich aus der Legaldefinition der ausgeförderten Anlage in § 3 Nr. 3a EEG 2023.

#### **Bewertung:**

Der BDEW beurteilt diese Änderung grundsätzlich als positiv, da entsprechende Zuordnungsfehler bei ausgeförderten Anlagen in der Vergangenheit regelmäßig vorgekommen sind. Dieses Problem wird nun durch die vorgesehene Gesetzesänderung gelöst.

Für **ausgeförderte Anlagen über 100 kW** und generell bei **ausgeförderten Windenergieanlagen** bleibt allerdings weiterhin die derzeitige Rechtsunsicherheit, wie mit der faktischen Weiterbilanzierung im EEG-Netzbetreiber-Bilanzkreis umzugehen ist. Aktuell speisen solche Anlagen teilweise weiterhin ohne Benennung eines Direktvermarkters in das Netz des Netzbetreibers ein. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass diese Anlagen bei nicht rechtzeitiger Zuordnung zur ungeförderten Direktvermarktung zwangsweise dem EEG-Netzbetreiberbilanzkreis zugeordnet werden können (siehe den [Hinweis](#) zur Zuordnung von ausgeförderten Erneuerbare-Energien-Anlagen). Die damit verbundenen Fragen der korrekten Bilanzierung der Anlagen sowie möglichen Ausgleichsansprüchen sollten konsequenter Weise aber auch für ausgeförderte Anlagen über 100 kW im EEG 2023 geregelt werden (unentgeltliche Abnahme, Strom gilt für Bilanzierungszwecke als vergütet). Der BDEW sieht es daher als sinnvoll an, dass die automatische Zuordnung einer Einspeisung in das Netz zur „unentgeltlichen Abnahme“ auch dann anzuwenden ist, wenn eine „ausgeförderte Anlage“ mit einer Leistung oberhalb von 100 kW oder wenn eine ausgeförderte Windenergieanlagen jeweils ohne Benennung eines Direktvermarkters und seines Bilanzkreises Strom in das Netz des Netzbetreibers einspeisen. Der BDEW sieht hier keine beihilferechtliche Problematik, da die Anlagenbetreiber für den insoweit eingespeisten Strom keinerlei Förderung erhalten.

Daher sollte folgender neuer § 21c Abs. 1 Satz 4 aufgenommen und der neue Satz 5 wie folgt geändert werden:

*„<sup>3</sup> Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 200 Kilowatt, für die der Anlagenbetreiber keine andere Zuordnung getroffen hat, gelten der Veräußerungsform der Einspeisevergütung in der Variante der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet. <sup>4</sup> **Satz 3 ist auch für Anlagen entsprechend anzuwenden, für die kein Förderanspruch nach diesem Gesetz oder einer früheren Fassung dieses Gesetzes mehr besteht.** <sup>5</sup> Abweichend von **Satz 2 und 3** gilt eine ausgeförderte Anlage (...).“*

## 9 Änderungen bei der Marktstammdatenregisterverordnung

Die

- › vom Anlagenbetreiber oder einem von ihm beauftragten Dritten im Rahmen der MaStR-Registrierung mitzuteilenden Daten und
- › die vom Netzbetreiber im Rahmen der BNetzA-Prüfaufforderung zu überprüfenden Daten sowie
- › die Daten zu Marktakteuren und Behörden, zu Stromverbrauchseinheiten, zu Gaserzeugungs- und Gasverbrauchseinheiten, zu Strom- und Gasspeichereinheiten und zu technischen Stromerzeugungs- und Stromverbrauchslokationen und technischen Gaserzeugungs- und Gasverbrauchslokationen

sollen gemäß dem Referentenentwurf in der Anlage zur MaStRV grundlegend geändert werden.

### 9.1 Änderungen bei den mitzuteilenden Daten in der Anlage zur MaStRV

Hinsichtlich der Notwendigkeit der Mitteilung der Anlagendaten vom Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber verweist der BDEW auf die vorstehenden Ausführungen unter Nr. 2.2 und Nr. 6. Der BDEW befürwortet jedoch, dass die **Zählernummer** bei Steckersolaranlagen nach Nr. II.1.6.4.1 der Anlage der MaStRV künftig verpflichtend angegeben werden muss. Nur mit dieser Information ist die Zuordnung zwischen einem Steckersolargerät und einem Netzanschluss überhaupt möglich.

Darüber hinaus sollte die BNetzA ebenfalls eine „**kommunikationsfähige Adresse**“ des Anlagenbetreibers über das Marktstammdatenregister abfragen. Der Hintergrund ist, dass den Netzbetreiber zwar häufig der Anlagenbetreiber mit Ort, Straße und Hausnummer bekannt ist, der Netzbetreiber allerdings keine Informationen über die Kontaktierbarkeit des Anlagenbetreibers (E-Mail-Adresse, Telefon) hat. Wenn insoweit datenschutzrechtliche Probleme angenommen werden, sollte diese Information zwar abgefragt werden, aber nur dem Netzbetreiber und nicht der Öffentlichkeit über das Register mitgeteilt werden.

### 9.2 Erfassung von Wärmedaten

Mit einer Ergänzung in § 111e EnWG soll das Marktstammdatenregister um Daten über Wärmeerzeugungsanlagen, Wärmenetze und Wärmespeicher sowie deren Betreiber erweitert werden.

#### Bewertung

Aus Sicht des BDEW ist die Erfassung dieser Daten im Sinne einer effizienten Sektorkopplung zwar nachvollziehbar, eine Regelung hierzu im EnWG und die Verwaltung der Daten durch die BNetzA als Betreiberin des Marktstammdatenregisters wird jedoch kritisch gesehen und sollte gestrichen werden.

Die Wärmeversorgung ist nicht Regelungsgegenstand des EnWG. Als spezialgesetzliche Ausprägung enthält das EnWG kartellrechtliche Vorgaben zur Regulierung des Strom- und Gasbereichs. Der Gesetzgeber hat beim Erlass des EnWG eine bewusste Entscheidung getroffen, für weitere Sparten keine spezialgesetzlichen Vorgaben zu treffen. Das bedeutet, für den Bereich der Wärmeversorgung gilt damit nach wie vor das allgemeine Kartellrecht. Eine Ausdehnung des Anwendungsbereichs des EnWG auf andere Energieträger kann daher nicht nachvollzogen werden.

Es bleibt darüber hinaus unklar, was der Gesetzgeber mit der Erhebung dieser Daten konkret bezweckt. Hier fehlt eine hinreichende Begründung, auch für die rechtliche Legitimation der Datenerfassung.

Eine im EnWG verankerte Registrierungs- bzw. Datenlieferverpflichtung für Wärme sollte zumindest im Zusammenhang mit der Gas- und Stromversorgung stehen, so etwa nur für solche Anlagen

gelten, die einen wesentliche Einfluss auf die Sektorkopplung haben. Dazu gehören beispielsweise große Wärmeerzeugungsanlagen, die in einem wesentlichen Umfang Strom direkt zur Erzeugung von Wärme nutzen (Power-to-Heat, Großwärmepumpen), nicht aber Verbraucher, die für den reinen Netzbetrieb benötigt werden (also z. B. Pumpen im Wärmenetz). Auch Geothermieanlagen müssen wegen extrem flacher An- und Abfahrkurven von Maßnahmen zur stromseitigen Flexibilisierung und damit auch von der Registrierungspflicht ausgenommen bleiben. Grundsätzlich sollten nur Anlagen ab 1 Megawatt registrierungspflichtig sein, um den Aufwand für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber im angemessenen Rahmen zu halten.

## 10 Weitere Themen

### 10.1 Neues Register für Einheiten- und Komponentenzertifikate

Gemäß dem neuen § 49d EnWG soll zunächst für den Bereich der Einheiten- und Komponentenzertifikate von Erzeugungseinheiten ein zentrales Register geschaffen werden, wobei spätere Erweiterungen des Registers auf weiteren Gegenstände (bspw. Netzbetriebsmittel) möglich bleiben. Die Vorschrift enthält umfangreiche Regelungen für die Beleihung einer fachlich qualifizierten Stelle zur Errichtung und Betrieb eines Registers, das die Erfassung und Überwachung von Energieanlagen sowie Energieanlagenteilen zum Zweck hat. Im Kontext der NELEV ist insbesondere die zentrale Erfassung von Einheiten- und Komponentenzertifikaten relevant und gewünscht, siehe hierzu auch die [BDEW-Stellungnahme](#) zur Vereinfachung der Zertifizierungsanforderungen.

Der Anwendungsbereich für Energieanlagen und Energieanlagenteile generell erscheint allerdings als zu umfangreich, insbesondere, wenn dem Register auch Netzbetriebsmittel unterfallen sollen. **Der BDEW befürwortet daher eine Begrenzung auf die Einheiten- und Komponentenzertifikate, damit eine Erweiterung des Anwendungsbereichs angemessen geprüft werden kann und nicht ohne weitere Verbändeanhörung erfolgt.**

Der Betreiber des Registers sollte außerdem dazu verpflichtet werden, den ÜNB bis zum 31. August jedes Jahres eine Kostenprognose für das Folgejahr zu übermitteln, damit diese bei der Bestimmung des Finanzierungsbedarfs berücksichtigt werden kann.

### 10.2 Messstellenbetriebsgesetz

Konsequenterweise erweitert der Gesetzgeber den Anwendungsbereich der Selbstvornahme nach § 3 Abs. 3a MsbG auch auf Konstellationen, in denen die Messstelle bei einem wettbewerblichen Messstellenbetreiber liegt. Der BDEW weist allerdings - wie auch schon im Gesetzgebungsverfahren zum Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) - darauf hin, dass wir die Selbstvornahme aus rechtlichen, wirtschaftlichen und prozessualen Gründen ablehnen.

### **10.3 Notwendige Änderungen bei den Innovationsausschreibungen**

Zum Gelingen der Energiewende ist die Kombination verschiedener Technologien und die Förderung von Speichertechnologien im Rahmen der Innovationsausschreibungen von großer Bedeutung. Dafür ist sowohl die Erhöhung der Ausschreibungsvolumina als auch die Anhebung der Höchstwerte kurzfristig erforderlich. Die Unterzeichnungen der jüngsten Innovationsausschreibungen haben gezeigt, dass die zulässigen Höchstwerte dort nicht auskömmlich sind, um Photovoltaikvorhaben in Kombination mit Speichervorhaben wirtschaftlich umzusetzen. Der BDEW verweist insoweit auf die Anhebung der Höchstwerte bei Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten und des zweiten Segments, die jeweils zum 1. Januar 2023 erfolgt sind, aber bei Innovationsausschreibungen unverständlicherweise ausgeblieben sind.

### **11 Inkrafttreten der Änderungen**

Gemäß Art. 7 des Gesetzentwurfs soll das Gesetz am 1. Januar 2023 in Kraft treten. Der BDEW wertet dies als redaktionellen Fehler und vermutet, dass der 1. Januar 2024 gemeint ist. In Bezug auf die Einführung eines Modells zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung wäre auch eine Umsetzung zum 1. Januar 2024 eine enorme Herausforderung, da die technischen Voraussetzungen und die hierfür erforderlichen Informationsaustauschprozesse nicht vollständig vorliegen werden.

### **12 Weitere juristische Änderungsnotwendigkeiten**

Durch das EEG 2023 wurden zahlreiche neue Regelungskomplexe eingeführt, die in der Praxis zu juristisch nicht auflösbaren Rechtsfragen führen.

#### **12.1 Klarstellung der Sanktionierungen in § 52 EEG 2023**

Der gravierende Einschnitt der neuen Sanktionsregelung in § 52 EEG 2023 korreliert leider mit einer nicht hinreichend konkreten Abfassung der Sanktionsregelungen als solchen. Aufgrund der entsprechenden Risiken für Anlagen- und Netzbetreiber sind die nachstehenden gesetzlichen Präzisierungen erforderlich:

##### **12.1.1 Sanktionierung nach § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023**

In § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023 ist unklar, ob es für eine Sanktionierung nach dieser Norm erforderlich ist, dass der Anlagenbetreiber sowohl eine Registrierung seiner Anlage im MaStR nicht vornimmt, als auch eine Kalenderjahresendmeldung nach § 71 EEG 2023 nicht durchführt. Für die Annahme eines entsprechenden „Doppelverstoßes“ spricht die „Und-Verknüpfung“ in § 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023, hiergegen aber, dass § 52 Abs. 3 EEG 2023 nur von „einer Pflicht“ spricht, und nicht von mehreren. Darüber hinaus wird in der Branche teilweise bezweifelt, dass bei Annahme eines

Doppelverstoßes der Sanktionszweck, der in der Begründung des Regierungsentwurfs zum Sofortmaßnahmengesetz zudem nicht erläutert wird, verfehlt werden könnte.

Daher sollte in **§ 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023** klargestellt werden, ob die Nichtregistrierung der Anlage im MaStR für die Sanktionierung ausreicht oder ob ein „Doppelverstoß“ für die Anwendung der Regelung erforderlich ist. Letzteres hieße aber auch, dass es bis zum 28. Februar des Folgejahres der Inbetriebnahme nicht zur Anwendung der Regelung kommt, weil darauf gewartet werden muss, ob der Anlagenbetreiber seine Kalenderjahresendmeldung nach § 71 EEG 2023 vornimmt oder nicht. Gleiches würde dann auch für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2023 gelten: Die Sanktionierung bei einem Doppelverstoß müsste vom 1. Januar 2023 bis 28. Februar 2024 ausgesetzt werden, da für die Sanktionierung insoweit auf die Vornahme der Kalenderjahresendmeldung gewartet werden müsste. In beiden Fällen könnte dann zudem erst ab dem 28. Februar des Folgejahres sanktioniert werden.

Korrespondieren hierzu sollte in **§ 52 Abs. 3 Satz 1 EEG 2023** klargestellt werden, ab welchem Zeitpunkt („sobald die entsprechende *Pflicht* erfüllt wird“) es zu einer rückwirkenden Reduzierung der Sanktion kommen soll. Trotz Annahme der Notwendigkeit eines Doppelverstoßes für die Initial-Sanktionierung ist es auf Basis des Gesetzeswortlauts denkbar, dass allein die Nachholung der MaStR-Registrierung für eine Sanktionsreduzierung ausreicht. Der BDEW weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass eine nachträgliche Abgabe der Kalenderjahresendmeldung nach § 71 Nr. 1 EEG 2023 eigentlich gar nicht möglich ist, weil die Abgabe der Meldung bis zum 28. Februar des Folgejahres der Einspeisung befristet ist. Bei einer später abgegebenen Meldung, insbesondere dann, wenn die notwendigen Daten erst mit der Folge-Kalenderjahresendmeldung abgegeben werden, liegt streng genommen gar keine Kalenderjahresendmeldung für das betreffende Kalenderjahr mehr vor.

Entsprechende Korrekturen der geltenden Rechtslage sollten zudem **rückwirkend** zum 1. Januar 2023 in Kraft treten.

### **12.1.2 Sanktionierung bei längerer Inanspruchnahme der Ausfallvergütung**

Nach § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 ist ab dem 1. Januar 2023 zu sanktionieren, wenn ein Anlagenbetreiber „*die Ausfallvergütung in Anspruch nimmt und dabei eine der Höchstdauern nach § 21 Abs. 1 Nr. 2 erster Halbsatz EEG 2023*“ überschreitet. Hierbei ist unklar, ob die Sanktion auch greift, wenn der Anlagenbetreiber jenseits der Höchstdauern Strom in das Netz des Netzbetreibers zum Ankauf durch diesen einspeist, aber hierbei auf eine EEG-Förderung verzichtet. Im Streit ist, ob die Inanspruchnahme der Ausfallvergütung auch dann greift, wenn der Anlagenbetreiber allein das Verkaufsrecht an den Netzbetreiber in Anspruch nimmt, und wegen des Verzichts keine EEG-Förderung. Für eine enge Auslegung kann eine Betonung der Vergütungskomponente in § 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023 sprechen. Für eine weite Auslegung kann wiederum der im Regierungsentwurf zum

„Sofortmaßnahmengesetz“ nicht weiter erläuterte Gesetzeszweck sprechen, dass eine dauerhafte Inanspruchnahme des Verkaufsrechts des Stroms an den Netzbetreiber durch die Sanktionierung vermieden werden sollte.

Dieses Problem wird durch die Änderung der Ausfallvergütung nach dem vorliegenden Gesetzentwurf nicht behoben, sondern nur noch verschärft, da der Gesetzentwurf für die Zeit jenseits der Höchstdauern eine Förderreduzierung auf null vorsieht (s. vorstehend unter 7.3).

Entsprechende Korrekturen der geltenden Rechtslage sollten **rückwirkend** zum 1. Januar 2023 in Kraft treten.

### **12.1.3 Anwendbarkeit von § 52 EEG 2023 bei fehlendem Netzanschluss der Anlage**

In der Praxis ist unklar, ob die Sanktionen nach § 52 EEG 2023 auch dann anwendbar sind, wenn die Anlage z.B. mangels vorhandener Netzanschlussleitung noch gar nicht an das Netz angeschlossen ist, die Anlagen aber bei trotzdem netzunabhängig in Betrieb genommen worden sind. Die Anwendbarkeit der Sanktionen bereits vor Netzanschluss der Anlage wird in der Begründung des Regierungsentwurfs des Sofortmaßnahmengesetzes als einer der Gründe für die strukturellen Änderungen in § 52 EEG 2023 dargestellt.

Teilweise ist die Anwendbarkeit von § 52 Abs. 1 EEG 2023 aber im Zweifel gar nicht möglich, z. B. bei § 52 Abs. 1 Nr. 4 bis 10 und 12 EEG 2023, da diese rein tatbestandlich eine Netzeinspeisung von Strom erfordern. Diese Sanktionsfälle können also gar nicht anwendbar sein, wenn die Anlage noch gar nicht an das Netz angeschlossen ist.

In den Fällen von § 52 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 und 11 EEG 2023 ist eine Netzeinspeisung hingegen tatbestandlich für die Sanktion theoretisch nicht erforderlich: Eine Windenergieanlage, die bereits ohne Netzeinspeisung in Betrieb genommen worden ist, muss z.B. bereits aus luftverkehrsrechtlichen Gründen über eine dauerhaft funktionierende BNK-Einrichtung verfügen, oder zumindest über eine entsprechende Nachtkennzeichnung. Der BDEW sieht daher insoweit eine gesetzliche Klarstellung als notwendig an, in welchen Fällen des § 52 Abs. 1 EEG 2023 es nach Auffassung des Gesetzgebers auch dann zu einer Sanktionierung kommen soll, wenn die Anlage noch gar nicht an das Netz angeschlossen ist.

Entsprechende Korrekturen der geltenden Rechtslage sollten **rückwirkend** zum 1. Januar 2023 in Kraft treten.

### **12.2 Erleichterung nachträglicher Korrekturen bzw. Wiedereinführung von § 62 EEG 2021 im EEG und analog im KWK-Gesetz**

Der bisherige § 62 EEG 2021 ist durch das „Sofortmaßnahmengesetz“ gestrichen worden und für das Verhältnis der Netzbetreiber untereinander (auch VNB – ÜNB) in § 20 des

Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG) übertragen worden. Die hierdurch geschaffene Regelungslücke hat aber dazu geführt, dass EEG- und KWKG-Anlagenbetreiber nun sanktionsfrei Nachmeldungen jenseits der Fristen für die Kalenderjahresendmeldung gegenüber dem zuständigen Netzbetreiber durchführen dürfen, und der VNB daraufhin – auf seine Kosten aber ohne seine Verursachung – ein entsprechendes Verfahren nach § 20 EnFG mit dem für ihn regelverantwortlichen ÜNB durchführen muss. Dies wird dadurch verschärft, dass [§ 52 Abs. 3 EEG 2023](#) nun rückwirkende Änderungen von Sanktionierungen zugunsten der Anlagenbetreiber vorsieht, die über einen Jahreswechsel und damit über eine entsprechende Kalenderjahresendmeldung des Anlagenbetreibers und Testierung des Netzbetreibers hinweg gehen können. Im Verhältnis des Anlagenbetreibers zum Netzbetreibers können diese Nachmeldungen wegen Streichung des § 62 Abs. 1 EEG 2021 ohne eine entsprechende „Korrektur der Abrechnung“ durchgeführt werden, aber wegen § 20 EnFG im Verhältnis des Verteilernetz- zum Übertragungsnetzbetreiber nur im Rahmen eines entsprechend kostenträchtigen Korrekturverfahrens.

Dies kann dadurch behoben werden,

- dass entweder im Rahmen von § 20 EnFG die Notwendigkeit von vollstreckbaren Titeln im Verhältnis der VNB zu den ÜNB oder der ÜNB untereinander gestrichen wird
- oder dass § 62 Abs. 1 EEG 2021 im EEG 2023 wieder eingeführt wird und parallel hierzu eine entsprechende Regelung in das KWKG 2023 integriert wird.

Die **Streichung der Notwendigkeit vollstreckbarer Titel** beseitigt unnötigen Aufwand für den Korrekturprozess. Durch die EnFG-Novellierung wurden teils schon zurückliegende Korrekturen im KWKG stark eingeschränkt auf zu erwirkende Korrekturgründe ohne Mehrwert für den Ausgleichsmechanismus. Insbesondere für KWKG-Förderungen gibt es analog der Wälzung später fälliger EEG-Zahlungen (§ 20 Abs. 1 Nr. 6 EnFG) keinen Korrekturgrund, spätere Nachzahlungen ohne erhebliche Kosten zum Erwirken von Korrekturgründen geltend zu machen.

Die allermeisten Korrekturen beruhen auf unstrittigen Sachverhalten. Es gibt in diesen Fällen keinen nachvollziehbaren Grund, warum der Korrekturprozess im EEG zwischen VNB und ÜNB bei unstrittigen Sachverhalten einen sonstigen vollstreckbaren Titel erfordern soll:

- Die ursprüngliche Annahme des Gesetzgebers (Begründung zu § 38 EEG 2009), dass ansonsten unnötige und wiederholte Korrekturen zum gleichen Sachverhalt erfolgen, ist aus der Erfahrung der letzten 15 Jahre nicht zutreffend.
- Korrekturen werden im Prozess der Titelerwirkung nicht inhaltlich (durch ÜNB oder Anwälte) geprüft.
- Die mit der Erwirkung eines Titels verbundenen Kosten stellen einen nicht sinnvollen, zusätzlichen Erfüllungsaufwand für die Netzbetreiber dar.



Darüber hinaus fehlen in § 20 Abs. 2 EnFG nachträgliche Korrekturmöglichkeiten für die durch den ÜNB direkt abzurechnenden Letztverbraucher. Da es zudem Fälle gibt, in denen die Strommenge gleichbleibt, die Umlagehöhe jedoch korrigierend anzupassen ist (z. B. nachträgliche Erstellung/Korrektur eines BAFA-Bescheides), sollte nicht ausschließlich auf Änderungen hinsichtlich der Strommengen verwiesen werden, um rechtliche Sicherheit zur Abwicklung der nachträglichen Korrekturen zu schaffen.

Hierfür sollte § 20 Abs. 1 und Abs. 2 EnFG wie folgt gefasst werden:

„(1) Bei der jeweils nächsten Abrechnung sind Änderungen der abzurechnenden Strommenge oder der Zahlungsansprüche zu berücksichtigen., ~~die sich aus folgenden Gründen ergeben:~~

~~1. aus Rückforderungen auf Grund von § 18 Absatz 1,~~

~~2. aus einer rechtskräftigen Gerichtsentscheidung im Hauptsacheverfahren,~~

~~3. aus dem Ergebnis eines zwischen den Verfahrensparteien durchgeführten Verfahrens bei der Clearingstelle nach § 81 Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder § 32a Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes,~~

~~4. aus einer Entscheidung der Bundesnetzagentur nach § 62 dieses Gesetzes, § 85 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder § 31b des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes,~~

~~5. aus einem vollstreckbaren Titel, der erst nach der Abrechnung nach § 15 ergangen ist, oder~~

~~6. aus einer nach § 26 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu einem späteren Zeitpunkt fällig gewordenen Zahlung.~~

(2) *Ergeben sich durch die Verbrauchsabrechnungen der Netzbetreiber gegenüber den Netznutzern oder der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber Letztverbrauchern nach § 12 Absatz 2 und 3 Abweichungen ~~gegenüber den Strommengen~~, die einer Endabrechnung nach § 19 zugrunde liegen, sind diese Änderungen bei der jeweils nächsten Abrechnung zu berücksichtigen.“*

### 12.3 Weitere notwendige Änderungen im EnFG

Darüber hinaus sind folgende, weitere Korrekturen in Anlage 1 des EnFG erforderlich:

Anlage 1 Nr. 1.1.1 EnFG regelt, dass bei der Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs die Einnahmen nach den Nummern 2.3, 4.1 und 4.3 und die Ausgaben nach den Nummern 3 und 5 für das jeweils folgende Kalenderjahr zu prognostizieren und zu berücksichtigen sind. In diesem Kontext sind folgende Korrekturen dringend notwendig:

- In Ziffer 1.1.1 sollte statt auf Nr. 2.3 auf Nr. 4.4 verwiesen werden, da hiermit die vermiedenen Netzentgelte umfasst werden sollten, welche mit der aktuellen Formulierung nicht berücksichtigt werden. Die Kosten gemäß Nr. 2.3 hingegen besitzen einen zufälligen und nicht prognostizierbaren Charakter und waren inhaltlich bis Ende 2022 in § 3 Abs. 3 Nr. 5 EEV verankert und nicht von Umlage-Einnahmepositionen umfasst,
- in Ziffer 5.7 sollte der Verweis auf § 4 EEV und nicht § 3 EEV gehen, da in diesem die relevante Bonus-Regelung enthalten ist, und
- in Ziffer 4.4 sollte der Bezug auf "Erneuerbare-Energien-Gesetz" hinter "§ 13 Absatz 3" gelöscht werden, da sich der zitierte Absatz auf das EnFG bezieht.

#### **12.4 Zuordnung zum land- und forstwirtschaftlichen Vermögen**

Freiflächen-Photovoltaikanlagen sollten (analog zu Agri-Photovoltaikanlagen) vollständig dem land- und forstwirtschaftlichen Betrieb zugeordnet werden. Nur dann verlieren die Flächen nicht die erbschaftsteuerlichen Begünstigungen für landwirtschaftliches Betriebsvermögen und verbleiben in der Grundsteuer A.

#### **Ansprechpartnerinnen und Ansprechpartner**

Asma Rharmaoui-Claquin (Gesamtkoordination)  
Geschäftsbereich Erzeugung und Systemintegration  
+49 30 300 199-1318  
[asma.rharmaoui-claquin@bdew.de](mailto:asma.rharmaoui-claquin@bdew.de)

Constanze Hartmann  
Abteilung Recht  
+49 30 300 199-1527  
[constanze.hartmann@bdew.de](mailto:constanze.hartmann@bdew.de)

Christoph Weißenborn  
Abteilung Recht  
+49 30 300 199-1514  
[Christoph.weissenborn@bdew.de](mailto:Christoph.weissenborn@bdew.de)

Mira Schirrmeister  
Geschäftsbereich Strategie und Politik  
+49 30 300 199-1062  
[mira.schirrmeister@bdew.de](mailto:mira.schirrmeister@bdew.de)

Maximilian Grey  
Abteilung Energienetze, Regulierung und Mobilität  
+49 30 300 199-1125  
[maximilian.grey@bdew.de](mailto:maximilian.grey@bdew.de)