

# Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des EEG und weiterer energierechtlicher Vorschriften

Bearbeitungsstand des Entwurfes: 14.09.2020; 08:44 Uhr

September  
2020





Bundesverband WindEnergie

### **Impressum**

Bundesverband WindEnergie e.V.  
Neustädtische Kirchstraße 6  
10117 Berlin  
030 21234121 0  
info@wind-energie.de  
[www.wind-energie.de](http://www.wind-energie.de)  
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

### **Foto**

Pixabay/b1-foto/139 images

### **Haftungsausschluss**

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

### **Ansprechpartner**

Georg Schroth

Philine Derouiche

Sonja Hemke

Syndikusrechtsanwältin

Rechtsanwältin

Leiter Abteilung Energiepolitik

Fachreferentin Energierecht

Leiterin Abteilung Fachgremien

[eeg@wind-energie.de](mailto:eeg@wind-energie.de)

### **Datum**

17.09.2020

## Inhaltsverzeichnis

<b>Einleitung</b> .....	<b>6</b>
<b>Das Wichtigste in Kürze</b> .....	<b>7</b>
<b>1. Bund-Länder-Kooperationsausschusses einführen</b> .....	<b>7</b>
<b>2. Anpassung des § 51 rückgängig machen</b> .....	<b>7</b>
<b>3. Repowering und Weiterbetrieb ermöglichen</b> .....	<b>7</b>
<b>4. Ausbaupfad für Windenergie an Land auf 87 GW erhöhen</b> .....	<b>8</b>
<b>5. Ausschreibungsvolumen schon vor 2024 nachholen</b> .....	<b>8</b>
<b>6. Bei parkinternen Verbräuchen EEG-Umlage Schätzen ermöglichen</b> .....	<b>8</b>
<b>7. Finanzielle Beteiligung von Kommunen prozentual bemessen</b> .....	<b>9</b>
<b>8. Gute Vorschläge für Leistungsupgrades begrüßenswert</b> .....	<b>9</b>
<b>9. Fernsteuerbarkeitsanforderungen überarbeiten</b> .....	<b>9</b>
<b>10. Abschaffung des Netzausbaugebiets wird begrüßt</b> .....	<b>9</b>
<b>Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 14.09.2020</b> .....	<b>10</b>
<b>1. § 1 EEG – Zweck und Ziel des Gesetzes (Artikel 1 Nummer 3)</b> .....	<b>10</b>
<b>2. § 3 EEG – Begriffsbestimmungen (Artikel 1 Nummer 4)</b> .....	<b>12</b>
2.1 Nr. 3a – „ausgeförderte Anlagen“ .....	12
2.2 Nr. 34, Nr. 42a und 43a – „Marktwert“, „Spotmarktpreis“ und „Strombörse“ .....	12
<b>3. § 4 – Ausbaupfad (Artikel 1 Nummer 5)</b> .....	<b>12</b>
<b>4. § 9 – Technische Vorgaben (Artikel 1 Nummer 9)</b> .....	<b>12</b>
4.1 „Stufenlose Fernsteuerung“ .....	13
4.2 Intelligente Messsysteme .....	13
4.3 Nachrüstpflicht muss angemessen sein .....	13
<b>5. § 10b – Vorgaben zur Direktvermarktung (Artikel 1 Nummer 10)</b> .....	<b>14</b>
5.1 Intelligente Messsysteme .....	15
<b>6. § 15 – Härtefallregelung (Artikel 1 Nummer 11)</b> .....	<b>15</b>
<b>7. § 20 – Marktprämie (Artikel 1 Nummer 13)</b> .....	<b>16</b>
<b>8. § 22 – Wettbewerbliche Ermittlung der Marktprämie (Artikel 1 Nummer 17)</b> .....	<b>17</b>
<b>9. § 23a (i.V.m. § 20 und Anlage 1) – Besondere Bestimmung zur Berechnung der Marktprämie (Artikel 1 Nummer 19)</b> .....	<b>17</b>
<b>10. § 27a – Zahlungsanspruch und Eigenversorgung (Artikel 1 Nummer 26)</b> .....	<b>19</b>
<b>11. § 28 – Ausschreibungsvolumen für Windenergie (Artikel 1 Nummer 27)</b> .....	<b>20</b>
<b>12. § 35 - Bekanntgabe der Zuschläge und anzulegender Wert (Artikel 1 Nummer 31 b))</b> .....	<b>21</b>
<b>13. § 36b – Höchstwert für Windenergieanlagen an Land (Artikel 1 Nummer 34)</b> .....	<b>21</b>
<b>14. Streichung des § 36 c –Netzausbaugebiet (Artikel 1 Nummer 35)</b> .....	<b>21</b>
<b>15. Neuer § 36d – Zuschlagsverfahren Windenergie an Land (Artikel 1 Nummer 37)</b> .....	<b>21</b>

<b>16</b>	<b>§ 36e – Erlöschen von Zuschlägen für Windenergieanlagen an Land (Artikel 1 Nummer 38).....</b>	<b>22</b>
16.1	Neu: mehrfache Verlängerung aufgrund von Rechtsbehelfen Dritter gegen die Genehmigung .....	22
16.2	Neu: Verlängerung aufgrund von Herstellerinsolvenz möglich .....	23
16.3	Flexible Regelung erforderlich .....	24
16.4	Vorschlag des BWE .....	25
16.4.1	Ergänzung des § 85 EEG um einen neuen Absatz 2a .....	25
16.4.2	Vergütungsbeginn anpassen.....	26
16.4.3	Redaktionelle Änderungen .....	26
<b>17</b>	<b>§ 36f – Änderungen nach Erteilung des Zuschlags für Windenergieanlagen an Land (Artikel 1 Nummer 37) .....</b>	<b>26</b>
<b>18</b>	<b>§ 36g – Besondere Ausschreibungsbestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften (Artikel 1 Nummer 40) .....</b>	<b>27</b>
<b>19</b>	<b>§ 36h Anzulegender Wert für Windenergieanlagen an Land (Artikel 1 Nummer 41) .....</b>	<b>28</b>
<b>20</b>	<b>Neuer § 36j – Zusatzgebote (Artikel 1 Nummer 43).....</b>	<b>28</b>
<b>21</b>	<b>Neuer § 36k (§§ 42 Absatz 4 und 52 Absatz 3a EEG 2021 RefE und § 42b EnWG 2021 RefE) – Finanzielle Beteiligung der Kommunen und Bürgerstromtarife (Artikel 1 Nummer 43) .....</b>	<b>29</b>
21.1	Bewertung des Regelungsvorschlages im EEG 2021 RefE .....	30
21.1.1	Kommunales Beteiligungsinstrument: verpflichtende Zahlung an die Kommune .....	30
21.1.2	Bürgerbeteiligungsinstrument: vergünstigter Bürgerstromtarif .....	32
21.2	Vorschläge des BWE .....	34
21.2.1	Vorschlag einer gesetzlichen Regelung zur Stärkung der regionalen wirtschaftlichen Effekte von WEA (RegWirG).....	34
21.2.2	Vorschlag zur Unterstützung der direkten Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern und Kommunen an Windenergieanlagen an Land („Listenmodell“).....	36
<b>22</b>	<b>§ 51 – Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen (Artikel 1 Nummer 80).....</b>	<b>37</b>
22.1	Bewertung der Neuregelung .....	37
22.2	Bestandsanlagen und Neuanlagen an einem Netzverknüpfungspunkt .....	38
22.3	Zusätzliche Einführung von regionalen Flexibilitätsmärkten .....	39
<b>23</b>	<b>§ 97 – Erfahrungsbericht (Artikel 1 Nummer 122).....</b>	<b>39</b>
<b>24</b>	<b>Neuer § 99 – Berichte der Länder (Artikel 1 Nummer 123).....</b>	<b>40</b>
<b>25</b>	<b>§ 100 – Allgemeine Übergangsbestimmungen (Artikel 1 Nummer 124) .....</b>	<b>40</b>
25.1	Rückwirkung erforderlich im Zusammenhang mit § 36e .....	40
25.2	Absatz 4 - Technische Nachrüstung für Bestandsanlagen .....	40
	<b>Darüberhinausgehender Regelungs- und Änderungsbedarf .....</b>	<b>42</b>
	<b>EEG-Umlage.....</b>	<b>42</b>
<b>26</b>	<b>EEG-Umlage / EEG-Konto Grundsatzfrage .....</b>	<b>42</b>
<b>27</b>	<b>EEG-Umlage bei nicht aus dem Netz bezogenen, unvermeidbaren, parkinternen Verbräuche zur Stromerzeugung in Windparks .....</b>	<b>43</b>
27.1	Eigenversorgung/Kraftwerkseigenverbrauch zwischen mehreren WEA eines Betreibers vor dem Netzverknüpfungspunkt.....	43

27.2	Querlieferungen in Pooling-Parks und Anschluss mehrerer Windparks über einen Netzverknüpfungspunkt .....	44
27.3	Geringe Stromverbräuche durch Dritte im Rahmen des Anlagenbetriebs .....	45
27.4	Bewertung der aktuellen Rechtslage und Gründe für den BWE-Änderungsvorschlag .....	46
27.4.1	Grundsätzlich .....	46
27.4.2	Unverhältnismäßiger Aufwand .....	46
27.4.3	Stromerzeugungsanlage nach § 3 Nummer 43b EEG zu eng gefasst .....	47
27.4.4	Forderung: Unvermeidliche Querlieferungen in Windparks von EEG-Umlage befreien ..	48
27.5	Klarstellung: Strommindererträge aufgrund von Effizienzverlusten auf dem Weg zum Netzverknüpfungspunkt sind keine EEG-Umlage-belasteten Verbräuche .....	50
	Regelungsvorschlag des BWE: .....	51
27.6	„Echte“ Drittbelieferungen bleiben EEG-Umlage-belastet .....	52
27.7	Regelungsvorschlag des BWE für nicht aus dem Netz bezogene parkinterne Verbräuche .....	52
27.7.1	Neuer § 61k EEG .....	52
27.7.2	Andernfalls: Zumindest schätzweiser Erfassung ermöglichen .....	53
27.7.3	Meldung beim ÜNB ausreichend .....	54
27.8	Praxisgerechte Lösung für Weiterleitungsfälle im Windpark aufnehmen .....	55
	Lösungsvorschlag des BWE: .....	56
	<b>Alternative Nutzungs- und weitere Vermarktungsmöglichkeiten .....</b>	<b>57</b>
<b>28</b>	<b>Marktentwicklungsmodell .....</b>	<b>57</b>
<b>29</b>	<b>Power-to-Gas .....</b>	<b>57</b>
	<b>Weiterbetrieb .....</b>	<b>59</b>
<b>30</b>	<b>Repowering vor Weiterbetrieb .....</b>	<b>59</b>
<b>31</b>	<b>§24 – Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen (i.V.m. § 21b Zuordnung zu einer Veräußerungsform, Wechsel) .....</b>	<b>60</b>
	<b>Weiteres .....</b>	<b>61</b>
<b>32</b>	<b>Innovationsausschreibungen innovationsfreundlich umsetzen .....</b>	<b>61</b>
32.1	Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen bei gleichzeitiger Entlastung .....	62
32.2	Fixe Marktprämie nur in Kombination mit volumenabhängiger Förderung .....	62
<b>33</b>	<b>Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung .....</b>	<b>63</b>
33.1	Ausstattungspflicht .....	63
33.2	Anlagenbegriff .....	63
<b>34</b>	<b>Regionale Flexibilitätsmärkte einführen – Engpässe bewirtschaften .....</b>	<b>63</b>

## Einleitung

Am 14.09.2020 übermittelte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) den Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (Bearbeitungsstand: 14.09.2020, 08:44 Uhr). Wir bedanken uns für die Gelegenheit der Stellungnahme, möchten aber hierbei die Möglichkeit nutzen, die äußerst kurze Fristsetzung zu kritisieren. Ein solches Vorgehen hatten wir bereits gemeinsam mit vielen anderen Verbänden in einem offenen Brief an das Kanzleramt am 22.10.2019 thematisiert.

Da der Referentenentwurf entsprechend dem Anschreiben zur Verbändeanhörung in einigen Punkten noch nicht zwischen den Ressorts geeint ist und aufgrund der kurzen Frist zur Stellungnahme, behalten wir uns vor Ergänzungen im Nachgang einzureichen.

Der BWE begrüßt die mit dem Kohleausstiegsgesetz erfolgte Ausrichtung des EEG auf das Ziel 65% Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch im Jahr 2030 und das nun eingefügte Ziel der Treibhausgasneutralität vor 2050 ausdrücklich. Um diese Ziele zu erreichen, sind jedoch noch deutliche Anpassungen am Entwurf erforderlich, auch wenn dieser bereits viele gute Punkte enthält.

Der BWE begrüßt die weitere Ergänzung des Zwecks des Gesetzes durch die Feststellung, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien im öffentlichen Interesse liegt. Ohne ausgewiesene Flächen in den Bundesländern und Genehmigungen nützen die Ziele und Maßnahmen des EEG wenig. Daher kommt einem Koordinationsmechanismus zwischen Bund und Ländern zur Umsetzung der Flächenziele und Maßnahmen zur Beschleunigung der Genehmigungsprozesse eine zentrale Bedeutung zu. Daher muss ein solcher Mechanismus in § 1 des EEG gesetzlich verankert und schnellstmöglich umgesetzt werden.

Die Änderungen, die das BMWi am Erneuerbaren Energien Gesetz vornimmt, sind so weitreichend, dass an einigen Stellen ein ausführlicher Stakeholder-Dialogprozess über die Folgen der Änderungen geführt werden müsste. An dieser Stelle sei der § 51 EEG 2021 RefE zu den Änderungen bei negativen Preisen beispielhaft erwähnt. Die Vorgehensweise bei der Novellierung des EEG zeigt, dass die Komplexität solcher Änderungen und die Auswirkungen der sie betreffenden Akteure nicht berücksichtigt wird.

Darüber hinaus ist eine Konsistenz der Zielsetzung mit den Maßnahmen innerhalb des Gesetzes noch nicht gegeben. Die Energiewende ist ein zu wichtiges Projekt, um es mit Experimenten in Gesetzen zu gefährden. Der vorgelegte Entwurf des EEG 2021 reicht nicht aus, um den drei Tage vor der Veröffentlichung des Entwurfs, am 11.09.2020 verkündeten Zielsetzungen der Vorschläge „[Klima schützen & Wirtschaft stärken](#)“ zu entsprechen.

Richtig erkennt der RefE, dass „neben den hier vorgelegten energierechtlichen Änderungen müssen weitere Weichen gestellt werden. So müssen insbesondere auch das Planungs-, das Genehmigungs- und das Natur- und Artenschutzrecht die ambitionierten Ausbauziele für erneuerbare Energien widerspiegeln.“ (S. 2 RefE). Hierzu muss zum einen die [Aufgabenliste des BMWi](#) umgesetzt werden. Auch der BWE hat hierzu bereits umfangreich Vorschläge unterbreitet, auf die wir an dieser Stelle gern noch einmal verweisen: so u.a im [Aktionsplan für mehr Genehmigungen von Windenergieanlagen an Land](#) und im Positionspapier „[Positionen und Vorschläge zur Ermittlung und Bewertung des signifikant erhöhten Tötungsrisikos gemäß § 44 BNatschG](#)“.

Der BWE nimmt nachfolgend im Rahmen der viertägigen Verbändeanhörung zu dem Entwurf Stellung.

## Das Wichtigste in Kürze

### 1. Bund-Länder-Kooperationsausschusses einführen

Um die Ziele des Gesetzes zu erfüllen, ist ein jahresgenauer Ausbaupfad wichtig, anhand dessen sich die Zielerreichung überprüfen lassen. Dabei spielen die Bundesländer eine entscheidende Rolle, weshalb sie sich im Rahmen einer Bund-Länder-Vereinbarung zu verbindlichen Ausbauzielen bekennen müssen. Der erste Schritt ist über die Berichtspflicht der Länder (§ 99 EEG 2021 RefE) bereits im Entwurf des BMWi enthalten. Diese Berichte sollten die Grundlage für eine feste Institution in Form eines Kooperationsausschusses sein, der die Erfüllung der Ziele begleitet und überprüft, um Verbindlichkeit und Unumkehrbarkeit zu erreichen. Dieser Ausschuss muss in § 1 des EEG 2021 verankert und vom Bund und allen Bundesländern auf Ebene von Staatssekretären beschickt werden ([Punkt 1](#)).

### 2. Anpassung des § 51 rückgängig machen

Die bisherige 6-Stunden-Regel im § 51 EEG 2017 hat ihre gewünschte Wirkung verfehlt und gefährdet die Finanzierbarkeit von Projekten und beeinträchtigt die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs bereits erheblich. Eine Verkürzung des Zeitraums auf 15 Minuten würde dies ohne Einbettung in ein flexibilisiertes Strommarktdesign weiter verschärfen. Das genaue Ausmaß der Folgen für die erneuerbaren Energien sowie die Marktakteure ist nicht zuverlässig abschätzbar. Experimente mit unbekanntem Ausgang sind als Wette auf die Zukunft gegenwärtig nicht zu rechtfertigen, da sie den Ausbau der Windenergie hemmen und vermeiden würden, dass ein verfügbares Maximum an CO<sub>2</sub>-freiem Strom in das System eingespeist werden kann. § 51 ist daher aus dem EEG auszugliedern und im Rahmen der Anpassung des EnWG mit dem Strommarktdesign insgesamt anzupassen ([Punkt 22](#)).

### 3. Repowering und Weiterbetrieb ermöglichen

Der Ersatz alter durch neue Windenergieanlagen auf bestehenden, infrastrukturell gut erschlossenen und akzeptierten Flächen hat für den BWE Priorität. Der Bund sollte nach der Analyse der Flächenverfügbarkeit in den einzelnen Bundesländern (§99 EEG 2021 RefE) eine Repoweringstrategie erstellen. Leider bietet der vorgelegte Referentenentwurf bisher keine Perspektive für Windenergieanlagen nach 20 Jahren.

Hierzu hat der BWE einen [Maßnahmenplan](#) vorgelegt, mit welchem sich verhindern lässt, dass durch die Corona-Folgen auf dem Strommarkt viele Bestandsanlagen vom Markt gehen müssen. Dafür schlägt der BWE als kurzfristige Sofortmaßnahme vor, für Anlagen mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2000 einen anzulegenden Wert (AW) für die nächsten 2-3 Jahre festzulegen. Der festzulegende AW soll kostenorientiert bestimmt werden und sich an den Werten orientieren, die die Fachagentur Wind an Land in ihrer Studie „Was tun nach 20 Jahren“ erarbeitet hat ([Punkt 30](#)).

Wichtig ist außerdem, dass die technische Umsetzung des Weiterbetriebs ermöglicht wird. Zum Problem der Bilanzkreisverunreinigung bei gemeinsamem Netzanschluss von ausgeförderten und geförderten Anlagen machen wir einen Vorschlag (vgl. [Punkt 31](#)).

#### **4. Ausbaupfad für Windenergie an Land auf 87 GW erhöhen**

Der Wert von 71 GW installierter Leistung Windenergie an Land im Jahre 2030 ist deutlich zu niedrig angesetzt. Dieser Wert und die im Gesetz angesetzten Korridore lassen darauf schließen, dass der angenommene Bruttostromverbrauch im Jahre 2030 viel zu niedrig berechnet wurde. Mit Blick auf das 2030-Szenario des Bundesverbandes Erneuerbare Energie, das einen Bruttostromverbrauch im Jahre 2030 von mindestens 740 TWh ausweist, bedeuten 65% 481 TWh und eine dafür nötige installierte Leistung von Windenergie an Land von 87 GW<sup>1</sup>, also deutlich mehr als hier vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vorgeschlagen. Nach Berechnungen des BEE<sup>2</sup> müssen seit 2018 mindestens 4.700 MW Windenergie an Land pro Jahr zugebaut werden. Die seit 2018 nicht ausgeschriebenen Mengen müssen dringend ausgeschrieben werden. Für den Fall, dass Zuschläge nicht realisiert wurden, ist eine erneute Ausschreibung dieser Mengen auch noch nicht vorgesehen ([Punkt 3](#)).

#### **5. Ausschreibungsvolumen schon vor 2024 nachholen**

Zusätzlich gefährden die zu niedrigen Zubauzahlen seit 2018 die Zielerreichung im Jahre 2030. Darum ist es wichtig, fehlende Mengen in den Folgejahren auszugleichen, damit Akteure einen ambitionierten Ausbaupfad wahrnehmen. Die Genehmigungssituation erholt sich langsam wieder, weshalb es fatal wäre, diese Entwicklung durch zu geringe Ausschreibungsmengen zu gefährden. Hatte das BMWi noch in früheren Entwürfen des EEG 2021 eine Nachholung der nicht-bezuschlagten Mengen in Ihrem Gesetzesentwurf verankert, wird mit dem aktuellen Entwurf dieser Vorschlag verschoben und eine Nachholung setzt erst ab dem Jahr 2024 ein. Wichtige Volumina aus den Jahren 2019 und 2020 in Höhe von knapp 3.000 MW gehen damit verloren ([Punkt 11](#)).

#### **6. Bei parkinternen Verbräuchen EEG-Umlage Schätzen ermöglichen**

Effizienzverluste zwischen den Spannungsanschlüssen der jeweiligen Anlage und ihrem Netzverknüpfungspunkt im Betrieb von erneuerbaren Energien Anlagen sind schlicht physikalisch bedingte Verluste, die weder zu verhindern noch zu steuern sind und schon gar nicht auf einer von einem entsprechenden Willen getragene menschliche Handlung beruhen, die einen bestimmten Zweck verfolgen würde. EEG-Umlage fällt daher nicht an. Dies sollte gesetzlich klargestellt werden. Dies fordert der BWE bereits seit Langem und hat nunmehr hierzu einen konkreten Gesetzesvorschlag erarbeitet (vgl. [Punkt 27.5.](#)).

Der BWE regt weiter an, dass sämtliche parkinternen Verbräuche – unabhängig von der „Anlagenidentität“ – als befreiter Kraftwerkseigenverbrauch im weiteren Sinne gelten, ohne massive Einschränkung über den Verwendungszweck „zur Stromerzeugung im technischen Sinne“. Zusätzlich sollte eine Amnestieregelung für die Vergangenheit aufgenommen werden. Hierzu hatten wir bereits in unserer [Vorabstellungnahme zum EEG 2021](#) einen konkreten Vorschlag erarbeitet.

Falls eine vollständige Befreiung nicht durchsetzbar ist, sollte zumindest geregelt werden, dass eine mess- und eichrechtskonforme Erfassung nicht erforderlich ist, sondern eine Schätzung vorgenommen werden kann. Auch hierzu legt der BWE einen ausformulierten Regelungsvorschlag vor (vgl. [Punkt 27.7.2](#)).

---

<sup>1</sup> [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere\\_Stellungnahmen/BEE/202004\\_BEE-Szenario\\_2030\\_Aktualisierung.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/202004_BEE-Szenario_2030_Aktualisierung.pdf)

<sup>2</sup> <https://www.bee-ev.de/presse/mitteilungen/detailansicht/bee-legt-szenario-zur-umsetzung-des-65-ziels-im-jahr-2030-vor>



## **7. Finanzielle Beteiligung von Kommunen prozentual bemessen**

Der BWE begrüßt, dass der Gesetzesentwurf einen Vorschlag zur Umsetzung der im Koalitionsvertrag vereinbarten Beteiligung von Kommunen und Bürgern am Betrieb von Windenergieanlagen im §36k EEG 2021 RefE enthält ([Punkt 21](#)). Der BWE unterstützt die finanzielle Beteiligung der Kommunen grundsätzlich, bevorzugt jedoch eine prozentuale Beteiligung mit bis zu 2% des Umsatzes (vergütete kWh) der Windenergieprojekte. Wichtig ist hierbei, dass die Zahlungen zwischen der Standortkommune und den Nachbarkommunen aufgeteilt werden. Ferner haben wir verfassungsrechtliche Bedenken bezüglich der Ausgestaltung als „verpflichtende einseitige Zuwendung ohne Gegenleistung“. Einen Regelungsvorschlag hat der BWE vor einiger Zeit vorgelegt: [Vorschlag einer gesetzlichen Regelung im EEG 2017 zur Stärkung der regionalen wirtschaftlichen Effekte von WEA \(RegWirG\)](#)

## **8. Gute Vorschläge für Leistungsupgrades begrüßenswert**

Der BWE begrüßt die Möglichkeit der Abgabe zusätzlicher Gebote für bereits bezuschlagte Windenergieanlagen in Bezug auf nachträgliche Leistungsupgrades auch über 15% hinaus (§36j EEG 2021 RefE).

Der BWE weist auf eine etwas unklare Formulierung in dieser Regelung hin. Nach dem vorgeschlagenen Wortlaut ist nicht eindeutig, ob der Anlagenbetreiber mit der gesamten installierten Leistung oder nur mit der installierten Leistung der Anlage in die Ausschreibung gehen soll, der über die 15% hinausgeht. Hier bitten wir um Klarstellung wie unter [Punkt 20](#) vorgeschlagen. Zudem ist fraglich, warum nur einmalig Zusatzgebote abgegeben werden können, wenn diese Gebote ggf. gar nicht bezuschlagt wurden. Hier halten wir eine Anpassung für erforderlich.

## **9. Fernsteuerbarkeitsanforderungen überarbeiten**

Mit den §§9 und 10 EEG 2022 RefE werden Anforderungen zur Fernsteuerbarkeit von Anlagen eingeführt. Diese Anforderungen sind grundsätzlich bei Neuanlagen aufgrund der Anlagentechnologie technisch umsetzbar. Allerdings bedarf es auch hier einer Überarbeitung der Regelungen im Detail ([Punkt 4 und 5](#)).

## **10. Abschaffung des Netzausbaugebiets wird begrüßt**

Der BWE begrüßt ausdrücklich die Abschaffung des Netzausbaugebiets. Jegliche Begrenzung des Ausbaus für Onshore-Windenergieanlagen widerspricht den Zielen der Bundesregierung und ist kontraproduktiv für die Energiewende ([Punkt 14](#)).

## Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 14.09.2020

Nachfolgend nimmt der BWE Stellung zu den einzelnen Regelungen des Entwurfes (nachfolgend: EEG 2021 RefE) mit Relevanz für die Windbranche und unterbreitet ggf. Änderungsvorschläge:

### 1 § 1 EEG – Zweck und Ziel des Gesetzes (Artikel 1 Nummer 3)

In § 1 werden die Absätze 2 bis 3 durch neue Absätze 2 bis 4 ersetzt, wonach die Ziele des EEG wie folgt angepasst werden:

- Ziel dieses Gesetzes ist es, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 65 Prozent im Jahr 2030 zu steigern (**Absatz 2**)
- Ziel dieses Gesetzes ist es ferner, dass vor dem Jahr 2050 der gesamte Strom, der im Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (Bundesgebiet) erzeugt oder verbraucht wird, treibhausgasneutral erzeugt wird (**Absatz 3**).

Hierzu soll der erforderliche Ausbau der erneuerbaren Energien stetig, kosteneffizient und netzverträglich erfolgen (**Absatz 4**).

Nur mit einem ambitionierten Ausbau der Erneuerbaren Energien kann es noch gelingen die auf der 21. UN-Klimakonferenz 2015 beschlossenen Reduktionsziele für Treibhausgase zu erreichen. Die Energiewende als ein entscheidender Baustein des Klimaschutzes ist eine Erfolgsgeschichte, die nur dank der durch Stromeinspeisungsgesetz und Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geschaffenen soliden Rahmenbedingungen für den Ausbau der Erneuerbaren möglich wurde. Mit dem nun vorgelegten Entwurf eines EEG 2021 ist dies noch nicht der Fall. Die bisher nicht veröffentlichten Annahmen für den Stromverbrauch des Zieljahres 2030 scheinen zu niedrig zu sein, was sich aus den Korridoren im § 4 EEG 2021 RefE erschließen lässt. Sie führen zwar rechnerisch zu 65% Anteil Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahre 2030, aber wir erreichen damit die Klimaziele nicht, da die Bundesregierung die Bedeutung insbesondere der Sektorenkopplung unterschätzt. Hier muss das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie noch deutlich nacharbeiten. Der BWE verweist in diesem Zusammenhang auf das 2030-Szenario des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE), das einen Bruttostromverbrauch im Jahre 2030 von mindestens 740 TWh ausweist. Das bedeutet, dass 65% 481 TWh ergeben.<sup>3</sup>

Darüber hinaus setzt sich der BWE zusätzlich weiter für eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung mit einem Einstiegspreis von 60€ pro Tonne CO<sub>2</sub> in allen Sektoren ein. Denn nur mit diesem höheren Einstiegspreis lassen sich die gewünschten und für die Erreichung der Klimaziele nötigen Lenkungswirkungen und ein ausgeglichenes Marktumfeld erzielen.

Das Ziel der Klimaneutralität der Stromversorgung Deutschlands vor dem Jahre 2050 zu erreichen, ist zu begrüßen. Damit wird dem Appell von Bundesminister Altmaier vom 11.9.2020 „[Klima schützen & Wirtschaft stärken](#)“ Rechnung getragen.

---

<sup>3</sup> [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere\\_Stellungnahmen/BEE/202004\\_BEE-Szenario\\_2030\\_Aktualisierung.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/202004_BEE-Szenario_2030_Aktualisierung.pdf)

Um die Ziele in § 1 zu erfüllen, müssen die Länder im Rahmen einer Bund-Länder-Vereinbarung zu verbindlichen Ausbauzielen bekennen. Der erste Schritt ist über die Berichtspflicht der Länder (§ 99 EEG 2021 RefE) nun erfolgt. Diese Berichte sollten die Grundlage für eine feste Institution in Form eines Kooperationsausschusses, der die Erfüllung der Ziele begleitet und überprüft, sein. Nur so kann Verbindlichkeit und Unumkehrbarkeit erreicht werden. Dieser Ausschuss sollte vom Bund und allen Bundesländern auf Ebene von Staatssekretären besetzt mit einem Sekretariat ausgestattet werden und mindestens zweimal im Jahr tagen.

### **Änderungsvorschlag des BWE:**

§ 1 Abs. 4 wird wie folgt neu gefasst:

*„Der für die Erreichung der Ziele nach den Absätzen 2 und 3 erforderliche Ausbau der erneuerbaren Energien soll mit der Priorität der möglichst schnellen Bereitstellung einer möglichst umfangreichen Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien und zudem stetig, kosteneffizient und netzverträglich erfolgen. Die zuständigen Staatssekretärinnen und Staatssekretäre der Länder und des Bundes bilden einen Koordinierungsausschuss. Der Ausschuss koordiniert die Erfassung der Ziele der Länder zur Erreichung eines zielstrebigem, effizienten und netzsynchronen Anteils von 65 Prozent des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch und deren Umsetzungsstand (Monitoring). Grundlage bilden die sich aus §99 EEG 2021 RefE ergebenden Berichte. Gibt es eine Lücke zwischen den Zielen der Länder und dem Ziel der Ausweisung von mindestens 2 Prozent tatsächlich bebaubarer Flächen je Bundesland für Windenergie an Land und dem Bundesziel nach § 1 Abs. 2 und 3 sowie §4, so erörtert der Koordinierungsausschuss Lösungsmöglichkeiten und legt konkrete Handlungsvorschläge fest, um den intendierten Zubau zu erreichen. Der Ausschuss legt einmal im Jahr einen dementsprechenden Bericht vor und leitet diesen der Bundesregierung, den Regierungschefinnen und Regierungschefs der Länder und dem Deutschen Bundestag zu. Der Koordinierungsausschuss wird vom zuständigen Staatssekretär des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie geleitet. Der Ausschuss tagt mindestens zweimal im Jahr, vorzugsweise im März und September eines jeden Jahres. Die Mitglieder des Ausschusses können sich vertreten lassen. Der Ausschuss trifft sich zum ersten Mal im März 2021. Der erste Bericht wird im Oktober 2021 vorgelegt. Der Ausschuss wird von einem beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einzurichtenden Sekretariat unterstützt.“*

Schließlich soll durch den Entwurf folgender **§ 1 Absatz 5** eingefügt werden:

*Die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung liegt im öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit.*

Die Klarstellung in Absatz 5 begrüßen wir ausdrücklich.

## **2 § 3 EEG – Begriffsbestimmungen (Artikel 1 Nummer 4)**

### **2.1 Nr. 3a – „ausgeförderte Anlagen“**

Der Begriff der „ausgeförderten Anlagen“ bezieht sich in diesem Gesetz auf Anlagen von bis zu 100kW. Damit fallen Windenergieanlagen an Land größtenteils nicht unter diese Regelung. Der Weiterbetrieb von Windenergieanlagen über 20 Jahre also Anlagen, die am 01.01.2021 ihren Anspruch auf Vergütung verloren haben werden, wird vom Gesetzgeber nicht adressiert.

### **2.2 Nr. 34, Nr. 42a und 43a – „Marktwert“, „Spotmarktpreis“ und „Strombörse“**

Hierzu wird auf die Ausführungen unter Punkt 9 (zu § 23a (i.V.m. § 20 und Anlage 1)) verwiesen.

## **3 § 4 – Ausbaupfad (Artikel 1 Nummer 5)**

Mit einem neugefassten § 4 stellt der Gesetzgeber von detaillierten jährlichen Ausbaupfaden um auf eine zu installierende Leistung bis zum Zieljahr 2030. Er unterscheidet hierbei nach den einzelnen EE-Technologien und definiert deren Beitrag zur Erreichung des in § 1 festgeschriebenen Ziels, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 65 Prozent im Jahr 2030 zu steigern.

Der Wert von 71 GW installierter Leistung Windenergie an Land ist dabei deutlich zu niedrig angesetzt. Wie oben ausgeführt, lassen die Korridore darauf schließen, dass der angenommene Bruttostromverbrauch im Jahre 2030 viel zu niedrig berechnet wurde. Mit Blick auf das 2030-Szenario des BEE, das einen Bruttostromverbrauch im Jahre 2030 von mindestens 740 TWh ausweist, bedeuten 65% am Bruttostromverbrauch 481 TWh und eine dafür nötige installierte Leistung von Windenergie an Land von **87 GW<sup>4</sup>** – also deutlich mehr als hier vom BMWi vorgeschlagen. Hier sollte unbedingt noch einmal nachgebessert werden.

Die Anhebung des Pfades für Offshore Wind wird ausdrücklich begrüßt.

## **4 § 9 – Technische Vorgaben (Artikel 1 Nummer 9)**

Der RefE gestaltet den § 9 EEG neu.

Hiernach müssen die Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 Kilowatt, die in Betrieb genommen wurden, nachdem das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik bekanntgegeben hat, dass die technische Möglichkeit für die Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem, nach dem Messstellenbetriebsgesetz für die entsprechende Einbaugruppe besteht, ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber oder ein anderer Berechtigter jederzeit über ein intelligentes Messsystem

---

<sup>4</sup> [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere\\_Stellungnahmen/BEE/202004\\_BEE-Szenario\\_2030\\_Aktualisierung.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/202004_BEE-Szenario_2030_Aktualisierung.pdf)

1. die Ist-Einspeisung abrufen kann und
2. die Einspeiseleistung stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln kann. (§ 9 Absatz 1 EEG 2021 RefE).

Diese Anforderungen sind grundsätzlich bei Neuanlagen aufgrund der Anlagentechnologie technisch umsetzbar. Im Detail haben wir dazu jedoch folgende Anmerkungen:

#### 4.1 „Stufenlose Fernsteuerung“

Fraglich ist der Begriff „stufenlos“. Technisch ist jede – auch dynamische – Regelung mit minimalsten Stufen verbunden. Aktuell erfolgt die Umsetzung der „stufenlosen Fernsteuerbarkeit“ nach Stand der Technik und damit gemäß den Anforderungen des Forums Netztechnik/Netzbetrieb (VDE/FNN), wie z.B. in der Technischen Anschlussregel (TAR) VDE-AR-N 4110:2018 definiert, durch eine vom Netzbetreiber vorgegebene Wirkleistungsreduzierung in „Ein-Prozentschritten“ bzw. als Sollwertvorgabe. Damit kann jeder beliebige Arbeitspunkt angefahren werden. Eine kleinteiligere Reduzierung wäre auch wenig sinnvoll, da Abweichungen bei der Einstellung des Sollwertes bis zu fünf Prozent häufig vorkommen und auch gemäß TAR akzeptiert sind.

Die VDE-AR-N 4110:2018 fordert im Kapitel zum Nachweis 11.4.14, dass der praktische Nachweis mit einer Auflösung in 1%-Schritten zu erbringen ist. Eine tatsächliche Stufenlosigkeit wird sich schwerlich nachweisen lassen, was hinsichtlich der rechtlichen Konsequenzen eine unnötige Unsicherheit schafft.

Die technischen Vorgaben bzw. Netzanschlussregeln, die im VDE/FNN erarbeitet werden, erfordern ohnehin die technisch bestmögliche Fernsteuerung. Eine weitergehende Verpflichtung für Neuanlagen ist nicht erforderlich.

#### Änderungsvorschlag des BWE:

Wir schlagen daher folgende Streichung in § 9 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2021 RefE vor:

„(...) die Einspeiseleistung ~~stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht,~~  
**stufenlos** ferngesteuert regeln kann.“ [Streichung fett]

Dies gilt ebenso für § 9 Absatz 1a EEG 2021 RefE.

#### 4.2 Intelligente Messsysteme

Nach dem Wortlaut des § 9 und § 10b und wenn diese gemeinsam betrachtet werden, kann der Eindruck vermittelt werden, dass zwei intelligente Messsysteme installiert werden müssen. Dem ist aber nicht so. Denn die Idee des intelligenten Messsystems ist es ja gerade, dass unterschiedliche Kommunikationswege über das gemeinsame Messsystem laufen, d.h. sowohl die Steuerung durch den Netzbetreiber (§ 9) also auch die Steuerung durch den Direktvermarkter (§ 10b).

## Änderungsvorschlag des BWE:

Es sollte z.B. in der Begründung klargestellt werden, dass es nur ein intelligentes Messsystem für den Direktvermarkter und den Netzbetreiber gibt.

### 4.3 Nachrüstpflicht muss angemessen sein

Die Formulierung in § 9 Nr. 2 „**sobald** die technische Möglichkeit besteht“ suggeriert, dass immer wieder eine Nachrüstpflicht für Anlagen besteht, sobald eine neue technische Möglichkeit entsteht. Jedenfalls ist hier eine Verhältnismäßigkeitsprüfung entsprechend dem aktuellen § 20 Absatz 3 EEG 2017 („gegen angemessenes Entgelt am Markt verfügbar“) einzufügen. Dies gilt gleichermaßen für die gleichlautende Formulierung in § 10b.

## 5 § 10b – Vorgaben zur Direktvermarktung (Artikel 1 Nummer 10)

Der neue § 10b EEG 2021 RefE regelt die technischen Anforderungen an Anlagen in der Direktvermarktung:

*Hiernach müssen Anlagenbetreiber, die den erzeugten Strom direkt vermarkten,*

1. ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, die erforderlich sind, damit ein Direktvermarktungsunternehmen, jederzeit
  - a) die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann und
  - b) die Einspeiseleistung 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 jeweilige 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.

Der BWE begrüßt die Erweiterung auf moderne Kommunikationswege für eine bedarfsgerechte Stromeinspeisung in der Direktvermarktung.

Aus Sicht des BWE sollte die Forderung nach einer „stufenlosen Fernsteuerung“ nicht direkt im EEG aufgenommen werden. Vielmehr sollte entsprechend Gesetzesbegründung nur die „**ferngesteuerte Regelung der Einspeiseleistung**“ und keine stufenlose Regelung gefordert werden.

Auszug aus der Gesetzesbegründung:

*„[...] seine Anlage mit einer technischen Einrichtung ausstatten muss, die jederzeit die Abrufung der Ist-Einspeisung und die **ferngesteuerte Regelung der Einspeiseleistung** ermöglichen muss. Auch bei der Direktvermarktung gilt damit der Grundsatz, dass die Abrufung der Ist-Einspeisung und die **ferngesteuerte Regelung der Einspeiseleistung** erfolgen müssen.“*

Zudem wurden viele Windenergieanlagen bereits zur Teilnahme an der Direktvermarktung nachgerüstet, so dass diese nun stufenweise regelbar sind. Hier sollten aus Gründen des Bestands- und Vertrauensschutzes keine unnötigen zusätzlichen Anforderungen erhoben werden.

Neben den Anforderungen zur Ausstattung der Kommunikationstechnik, um beispielsweise stufenlos zu regeln, ist zudem die Betrachtung der dahinterstehenden Anlagentechnologie ausschlaggebend. **Bei Anlagen mit Teilumrichter, Stall-Anlagen sowie bei allen direkt an das Netz gekoppelten Anlagen ist aufgrund der Anlagentechnologie eine stufenlose Regelung teilweise technisch nicht umsetzbar. Es gibt auch Anlagentypen, bei denen eine stufenweise Regelung technisch nicht umsetzbar ist, sondern die nur vollständig abgeschaltet werden können.** In den Übergangsvorschriften besteht hier noch Nachbesserungsbedarf. Nach § 100 Absatz 2 Nummer 3 ist § 10b auch auf Bestandsanlagen anwendbar.

#### **Änderungsvorschlag des BWE:**

Wir schlagen folgende Änderung in § 10b Absatz 1 Nummer 2 EEG 2021 RefE vor:

*„(...) die Einspeiseleistung stufenweise ~~oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln kann.~~“ [Streichung fett]*

**Anlagentypen bei denen eine stufenlose oder stufenweise Regelung technisch nicht umsetzbar ist, müssen von der Verpflichtung einer stufenlosen Regelung ausgenommen werden. (siehe BWE-Vorschlag unter § 100 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2021 RefE)**

#### **5.1 Intelligente Messsysteme**

Wie oben bereits ausgeführt, muss klargestellt werden, dass es nur ein intelligentes Messsystem für den Direktvermarkter und den Netzbetreiber gibt.

Zur Nachrüstpflicht von Bestandsanlagen mit intelligenten Messsystem (Smart Meter Gateways), nach Markterklärung des BSI, verweisen wir auch hier auf die aktuelle Diskussion zur Ausgestaltung und technischen Standardisierung von Smart Meter Gateways im Rahmen des BMWi / BSI organisierten Task-Force Prozesses (vgl. oben die Anmerkungen zu § 9).

#### **6 § 15 – Härtefallregelung (Artikel 1 Nummer 11)**

Die EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EU-E-Binnenmarkt-VO) schreibt für „Redispatch-Maßnahmen“ ab dem 01.01.2020 für alle Erzeugungsanlagen eine vollständige Entschädigung vor (Art. 13 Abs. 7 E-Binnenmarkt-VO). Eine Reduktion wie im EEG auf 95% für Neuanlagen ist hiernach nicht vorgesehen. Zwar spricht die Verordnung lediglich von „Redispatch-Maßnahmen“, schaut man sich allerdings die Definition der Maßnahmen an, sind davon auch Einspeisemanagementmaßnahmen erfasst. Eine Ausnahme besteht lediglich, wenn der Anlagenbetreiber einen Netzanschlussvertrag abgeschlossen hat, der keine Garantie für eine verbindliche Lieferung von Energie enthält (dies kann im Rahmen der Innovationsausschreibungen zum Tragen kommen, spielt für den typischen Anlagenbetrieb aber keine Rolle).

Aufgrund der unmittelbaren Wirksamkeit von EU-Verordnungen in den Mitgliedsstaaten (ohne dass es einer nationalen Regelung bedarf) sticht die Regelung der E-Binnenmarkt-VO ab dem 01.01.2020 die Regelungen

des EEG (§ 15 Absatz 1). Ab diesem Zeitpunkt sind auch für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01.01.2012 bei Einspeisemanagementmaßnahmen 100% der entgangenen Einnahmen anzusetzen.

Im vorliegenden Entwurf passt das BMWi das EEG an diese europarechtlichen (bereits geltenden) Vorgaben an und stellt die 100% Entschädigung bei Einspeisemanagement Maßnahmen klar (§ 15 EEG 2021 RefE). Dies hat der BWE bereits in seiner „Vorabstellungnahme“ zum EEG<sup>5</sup> gefordert und begrüßt die Anpassung daher ausdrücklich.

## **7 § 20 – Marktprämie (Artikel 1 Nummer 13)**

Wie bisher soll nach § 20 Nummer 3 EEG 2021 RefE die Marktprämie nur für Anlagen ausgezahlt werden, deren Strommengen in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert werden, in dem ausschließlich Marktprämienstrom vermarktet wird. Eine Aufteilung nach § 21b Absatz 3 ist nur möglich, wenn dazu die Mengen messtechnisch gemessen und bilanziert werden. Bisher konnte die gemeinsame Vermarktung von unterschiedlichen Marktprämienanlagen bei heterogenen Windparks unter anderem einfach unter Zuhilfenahme der Aufteilung nach Referenzertrag erfolgen, da in der Regel sich nur Anlagen mit diesem Marktprämienanspruch an einem Netzverknüpfungspunkt befanden. Ein Tranchieren der Strommengen einer Marktlokation ist dort möglich.

Zukünftiges gemeinsames Einspeisen von Marktprämienanlagen und Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung muss auch ohne Zuhilfenahme der getrennten Messung und Bilanzierung erfolgen können, wenn gemeinsam am Netzverknüpfungspunkt gemessen wird und die Mengen entsprechend aufgeteilt werden.

Bereits heute schon hat die Notwendigkeit einer getrennten Messung Folgen, da Anlagen innerhalb solcher Mischparks nicht in die sonstige Direktvermarktung aufgenommen werden. Dieses Problem wird zunehmen, da ab 01.01.2021 viele Anlagen in die sonstige Direktvermarktung wechseln müssen, da sie ihren Vergütungsanspruch Ende 2020 verlieren. Das Ziel des Gesetzgebers, die EE-Anlagen stärker an den Markt zu bringen, wird dadurch konterkariert. Der vorliegende Entwurf bringt hier leider keine Verbesserung.

**Die Regelung nach § 20 Nummer 3 sollte nicht zur Sanktionierung von Marktprämien-Anlagen führen, wenn mit diesen weitere EE-Anlagen ohne Anspruch auf Marktprämie am selben Netzverknüpfungspunkt betrieben werden.**

Eine Aufteilung der Energiemengen nach Referenzertrag, sollte sanktionsfrei möglich sein, um die Mengen in sortenreine Bilanzkreise bilanzieren zu können und der sonstigen Direktvermarktung als einzige EEG-umlageentlastende Vermarktungsform keine unnötigen Hürden in den Weg zu stellen.

**Wir empfehlen § 24 Absatz 3 entsprechend zu erweitern, damit die gemeinsame Nutzung einer Messeinrichtung auch auf Anlagenkonstellationen (Windparks) Anwendung findet, deren Erzeugungseinheiten (Windenergieanlagen) in die sonstige Direktvermarktung wechseln und zeitweise gemeinsam mit Marktprämien-Anlagen betrieben und gemessen werden.**

---

<sup>5</sup> [https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/BWE\\_Positionspapier\\_zur\\_EEG\\_Novelle\\_2020\\_final.pdf](https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/BWE_Positionspapier_zur_EEG_Novelle_2020_final.pdf)



## **§ 22 – Wettbewerbliche Ermittlung der Marktprämie (Artikel 1 Nummer 17)**

Die Änderung des § 22 Absatz 2 bedeutet, dass Leistungsupgrades von Windenergie an Land bis zu 15% möglich sind, ohne dass ein neuer Zuschlag erteilt werden muss. Damit gilt der Zuschlagswert auch für die Strommenge, die durch die um bis zu 15% höhere installierte Leistung erzeugt wird.

Der BWE begrüßt diese Neuerung im Gesetz ausdrücklich. Das führt zu einer Erhöhung der Flexibilität: Damit können Windpark Betreiber technologische Entwicklungen der Hersteller zügig aufgreifen. Auch werden dadurch Anreize gesetzt, die am Standort vorhandenen Ertragspotenziale stärker zu nutzen. Hinzuweisen ist in diesem Zusammenhang darauf, dass die Standortgüte ab Zeitpunkt des Leistungsupgrades mit dem neuen Referenzenergieertrag ermittelt wird.

## **§ 23a (i.V.m. § 20 und Anlage 1) – Besondere Bestimmung zur Berechnung der Marktprämie (Artikel 1 Nummer 19)**

Wir begrüßen die Neudefinition und Klarstellung des Monatsmarktwertes in § 3 Nummer 34 EEG 2021, nach der sich der Monatsmarktwert nunmehr auf Grundlage des tatsächlichen Monatsmittelwerts des Spotmarktpreises bezogen auf einen Kalendermonat ergibt. Jedoch führt der für Neuanlagen eingeführte Jahresmarktwert nach § 23a i.V.m. Anlage 1 als Referenzwert zur Berechnung der gleitenden Marktprämie, zu unnötigen negativen Folgen für Anlagenbetreiber und Marktteilnehmer.

In der Begründung wird angeführt, dass durch die Neuregelung zu möglichst sinnvollen Zeiten Strom erzeugt werden wird und sich die Anlagenauslegung, die Wartung und die Vermarktungsstrategie entsprechend auf den technologiespezifischen Jahresmarktwert optimieren würden.

Die Windenergie hat sich auf den bisherigen Markt mit seinen monatlichen Referenzwerten, Abrechnungszeiträumen und Prognosen sehr gut eingestellt. Gerade das Reagieren auch auf kurzfristige Preissignale ist eines der zentralen Elemente einer erfolgreichen Energiewende. Dies wird durch die Einführung des Jahresmarktwertes entgegen der Hoffnung des BMWi jedoch nicht verbessert.

An den folgenden Punkten ist erkennbar, dass das BMWi hier von falschen Annahmen ausgeht. Die Marktteilnehmer werden sich nicht entsprechend den Erwartungen des BMWi verhalten, was wir im nachfolgenden näher erläutern:

### **Anlagenauslegung:**

Das BMWi geht von einer Anpassung der Anlagenauslegung durch die Einführung einer Jahresreferenz aus. Dies erschließt sich nicht.

Die Auslegung der Anlagen orientiert sich an der bestmöglichen Ausnutzung der jeweiligen Windbedingungen am Standort. Schwachwindanlagen neuer Generationen erzeugen einen großen Teil des Stroms in sog. Schwachwindzeiten und führen immer mehr zur Verstetigung der Einspeisung übers Jahr. Technologisch kann dies durch höhere Türme, längere Rotorblätter und Generatoren mit vergleichsweise geringer Leistung erreicht werden. Dies führt insgesamt zu einer Senkung der Stromgestehungskosten. Warum sich die Anlagenauslegung durch die Einführung einer Jahresreferenz anders gestalten sollte als bisher, ist nicht ersichtlich.

Gerade in der Windenergie hat sich gezeigt, dass die Anlagenauslegung eine immer bessere Verstetigung der Einspeisung zur Folge hat. Schwachwindanlagen neuer Generationen erzeugen einen großen Teil des Stroms in sog. Schwachwindzeiten und führen immer mehr zur Verstetigung der Einspeisung übers Jahr.

#### **Wartung:**

In der Begründung zur Änderung nach Nummer 4 Buchstabe f (§ 3 Nummer 34 EEG 2021) wird vermutet, dass sich Wartungstermine an Preissignalen orientieren. Dies ist nur äußerst begrenzt der Fall, da Wartungstermine von vielen weiteren Faktoren abhängen. Wartungstermine werden lange im Voraus geplant und orientieren sich zunächst an den in der Typenzertifizierung / Typenprüfung vorgegebenen Wartungsintervallen. Personal- und Materialkapazitäten werden daraufhin abgestimmt. Viele Wartungen sind zudem technisch bedingt nur bei geringen Windgeschwindigkeiten möglich. Darüber hinaus können sich die Kapazitäten der Wartungsbranche nicht nur an den Zeiten mit geringen Preisen orientieren. Vielmehr ist zur Verstetigung der Einspeisung eine hohe Anlagenverfügbarkeit notwendig, die bereits durch den Gesetzgeber in besonderer Weise geregelt wird (Standortgüteremittlung – FGW-TR10). Hiernach wird eine technische Verfügbarkeit von 98% vorgegeben, an der sich auch der Vergütungssatz orientiert. Dieser Herausforderung hat sich die Windenergiebranche bereits erfolgreich gestellt. Die angestrebte hohe Anlagenverfügbarkeit kann aber nur erreicht werden, wenn Wartungen und Service rechtzeitig auch mit Hinblick auf geringe Ausfallzeiten und nicht nur nach Preissignalen erfolgen kann. Gerade Wartungen, die viel Zeit in Anspruch nehmen wie zum Beispiel Rotorblattwartungen, sind stark wetterabhängig. Wartungstermine werden darüber hinaus bereits jetzt bei der Vermarktung auch anhand der prognostizierten Spotmarktpreise berücksichtigt. Eine an einen Jahresmarktwert optimierte Wartungsstrategie ist daher nicht zu erwarten.

Die Anführung der sich anpassenden Vermarktungsstrategien ist wohl der zentrale Punkt der Überlegungen und Begründung zu Nummer 4 Buchstabe f dieser Regel, welche allerdings erhebliche Probleme auf Seiten der Anlagenbetreiber unberücksichtigt lässt:

#### **Liquiditätsrisiken:**

Die jährliche Referenzermittlung anhand des Jahresmarktwertes bringt es mit sich, dass am Jahresende mithilfe einer Endabrechnung der tatsächliche Jahresmarktwert ermittelt werden muss. Erst dann steht fest, wie hoch der tatsächliche Anspruch des Anlagenbetreibers auf die Marktprämie ist. Der Gesetzgeber hat dem Rechnung getragen, in dem er durch die Anpassung des §26 Absatz 1 die Zahlung monatlicher Abschläge ermöglicht. Diese Abschläge werden allerdings anhand des Jahresmarktwertes des Vorjahres bestimmt. Im Falle der genannten Marktsystematik besteht bei zu hoch angesetzten Jahresmarktwerten ein erhebliches Liquiditätsrisiko für die Anlagenbetreiber. Die nachträgliche Berichtigung der Jahresmarktwerte nach unten beispielweise führt in diesem Fall zu um ein Jahr verzögerten Zahlungen der korrekten (dann höheren) Marktprämie an die Anlagenbetreiber.

Gerade bei kleineren Windparkgesellschaften und Bürgerenergiegesellschaften kann dies zu erheblichen Liquiditätsproblemen führen. Für das Risiko zu hoch ausbezahlter Abschläge müssen dagegen erhebliche Rücklagen durch die Windparkgesellschaften gebildet werden.

Diese Kombination der Notwendigkeit hoher Rücklagen und dem Risiko übers Jahr zu geringe Abschläge zu erhalten, schränkt die Liquidität der Windparkgesellschaften erheblich ein und erhöht deren Insolvenzrisiko unnötig.

### **Vorauselende Abschaltungen:**

Die Einführung des Jahresmarktwertes wird außerdem zu unnötigen prognosebedingten Abschaltungen der EE-Anlagen führen, obwohl der eigentliche Erlös am Tag der Erfüllung möglicherweise zu positiven Preisen möglich wäre.

Gerade mit Blick auf einen weiteren Zubau der Erneuerbaren Energieanlagen wird es immer wahrscheinlicher, dass der Jahresmarktwert negativ prognostiziert werden würde. Dann würde jeder Anlagenbetreiber in Zeitfenstern der §51-Regelung abschalten wollen, da die Anlage ja in diesen Zeitfenstern keine Marktprämie erhält. Allerdings würde durch das frühzeitige Signalisieren des freiwilligen Fernbleibens am Spotmarkt dieser Preis tendenziell steigen. Dies hat nicht nur zur Folge, dass es weniger oder sogar keine §51-Zeitfenster gäbe, was zwar zu begrüßen wäre, sondern eben auch, dass der Jahresmarktwert positiver ausfällt. Würde sich nun im Jahresverlauf herausstellen, dass der reale Jahresmarktwert doch positiv war, hätten die Windenergieanlagen vollkommen ohne Zwang die Einspeisung freiwillig unterlassen und konventionelle Kraftwerke diese Mengen aufgefangen. Dem Ansinnen des Gesetzgebers auf eine möglichst hohe Einspeisung EE-Anlagen wird somit verhindert.

### **Mischparks:**

Üblich sind sogenannte Mischparks, in denen Anlagen unterschiedlicher Inbetriebnahme-Daten gemeinsam betrieben und verwaltet werden. In diesen regelmäßig vorkommenden Konstellationen sollen zukünftig Anlagen mit Abrechnungen nach Monatsmarktwerten und neue Anlagen mit Abrechnungen nach Jahresmarktwerten betrieben werden. Eine Trennung der Strommengen wäre vonnöten. Das ginge zwar mit dem Referenzertrag. Das oben beschriebene Liquiditätsproblem würde damit nicht nur auf Neuanlagen zutreffen, sondern sich auch auf Bestandsanlagen ausweiten.

### **Empfehlung des BWE:**

**Besonders mit Hinblick auf die genannte Marktsystematik, die Liquiditätsrisiken, das vorauselende unnötige Abschalten und das Ziel einer möglichst effizienten nachfrageorientierten Einspeisung, empfiehlt der BWE die Beibehaltung der monatlichen Referenz zur Berechnung der Marktprämie. Vor dem Hintergrund der erläuterten Unwägbarkeiten durch solche Experimente besteht das Risiko, dass CO<sub>2</sub>-freier Strom völlig unnötigen der Einspeisung entzogen wird.**

## **10 § 27a – Zahlungsanspruch und Eigenversorgung (Artikel 1 Nummer 26)**

Gemäß den Regelungen des Artikels 21 Absatz 6 lit. e) der Richtlinie 2018/2001/EU (Erneuerbare-Energie-Richtlinie) dürfen EE-Eigenversorger beim Zugang zu bestehenden Förderregelungen nicht diskriminiert werden.

### **Dieser Regelung widerspricht § 27a in seiner aktuellen Fassung.**

Nach diesem dürfen Betreiber von Anlagen, deren Zahlungsanspruch im Rahmen von Ausschreibungen ermittelt wird, den in der Anlage erzeugten Strom grundsätzlich nicht zur Eigenversorgung nutzen.

**Daher ist unseres Erachtens eine Streichung der Regelung in § 27a EEG 2017 europarechtlich geboten.**

## 11 § 28 – Ausschreibungsvolumen für Windenergie (Artikel 1 Nummer 27)

Die zu niedrigen Zubauzahlen seit 2018 gefährden die Zielerreichung im Jahre 2030. Darum ist es wichtig, fehlende Mengen in den Folgejahren auszugleichen, damit Akteure einen ambitionierten Ausbaupfad wahrnehmen. Die Genehmigungssituation erholt sich langsam wieder, weshalb es fatal wäre, diese Entwicklung durch zu geringe Ausschreibungsmengen zu gefährden. Hatte das BMWi noch in früheren Entwürfen des EEG 2021 eine Nachholung der nicht bezuschlagten Mengen in Ihrem Gesetzesentwurf verankert, wird mit dem aktuellen Entwurf dieser Vorschlag verschoben und eine Nachholung setzt erst ab dem Jahr 2024 ein. Wichtige Volumina aus den Jahren 2019 und 2020 in Höhe von knapp 3.000 MW gehen damit verloren.

Um auf dem Weg zur Klimaneutralität vor 2050 das Ziel von 65% Erneuerbare Energien bis 2030 zu erreichen, müssten seit 2018 nach Berechnungen des BEE<sup>6</sup> mindestens 4.700 MW Windenergie an Land pro Jahr zugebaut werden. Die seit 2018 nicht ausgeschriebenen Mengen müssen dringend ausgeschrieben werden. Für den Fall, dass Zuschläge nicht realisiert wurden, ist eine erneute Ausschreibung dieser Mengen auch noch nicht vorgesehen. Auch dies sollte angepasst und die nicht realisierten Mengen sollten später erneut ausgeschrieben werden.

Der BWE hatte hierzu bereits vorgeschlagen, den § 28 EEG 2017 (Ausschreibungsvolumen) um einen Absatz zu ergänzen, der bestimmt, dass sich das Ausschreibungsvolumen im Folgejahr um die Mengen erhöht, die erloschen sind und entwertet wurden.

Mit der Formulierung im neuen § 35 Abs. 4 EEG 2021 RefE wird der Bundesnetzagentur das Instrumentarium gegeben, diese Mengen zu evaluieren. Eine um drei Jahre verzögerte Neuausschreibung des nicht bezuschlagten Volumens muss auch in den Jahren 2021 bis 2023 zur verlässlichen Mengensteuerung erhalten bleiben. Sonst läuft auch das BMWi Gefahr, selbst die in § 4 sehr niedrig angesetzte installierte Leistung von 71 GW im Jahre 2030 nicht zu erreichen.

Bezieht man die Überlegungen des BMWi zur Wasserstoffstrategie mit ein, die vorsieht, dass 5 GW an grünem Wasserstoff produziert werden soll, sind die Korridore von Windenergie an Land noch sehr viel weniger zu verstehen.

Die im RefE enthaltene Reduzierung der Ausschreibungsrunden auf 3 pro Jahr zur Entlastung der Bundesnetzagentur erscheint erst einmal plausibel. Die Runden sind allerdings nicht gleichmäßig über das Jahr verteilt. Gerade die Ausschreibungsrunde im September findet sehr früh statt. Bis zur Runde im Februar vergeht dann fast ein halbes Jahr. Die Runden sollten gleichmäßig auf das Jahr verteilt werden. Die Erfahrungen der letzten Jahre haben gezeigt, dass vor allem in der zweiten Jahreshälfte Genehmigungen ausgesprochen werden. Die meisten dieser Genehmigungen können dann erst wieder im Februar des folgenden Jahres an den Ausschreibungen teilnehmen. Hier würde sich ein Berg an Genehmigungen aufstauen. Deshalb wäre es sinnvoll, eine Ausschreibungsrunde auch im vierten Quartal eines Kalenderjahres stattfinden zu lassen. Alternativ könnte die Anzahl der Ausschreibungen auf vier erhöht werden, und damit eine gleichmäßige Verteilung über das Jahr gewährleistet werden.

---

<sup>6</sup> <https://www.bee-ev.de/presse/mitteilungen/detailansicht/bee-legt-szenario-zur-umsetzung-des-65-ziels-im-jahr-2030-vor>

## **12 § 35 - Bekanntgabe der Zuschläge und anzulegender Wert (Artikel 1 Nummer 31 b))**

Mit dem neuen Absatz 4 in § 35 wird die Bundesnetzagentur beauftragt, nach dem Ablauf jeglicher Fristen die Projektrealisierungsraten der jeweiligen Ausschreibungstermine bekannt zu geben. Damit ist ein Instrumentarium geschaffen, um auch nicht-realisierte Volumina wieder in die Ausschreibungsrunden zu geben, um die Zielerreichung im Jahre 2030 zu gewährleisten. Hier sei auf die Bemerkungen zum § 28 verwiesen zur Nachholung nicht realisierter Volumina in den Ausschreibungen.

## **13 § 36b – Höchstwert für Windenergieanlagen an Land (Artikel 1 Nummer 34)**

Mit der Änderung im § 36b Absatz 2 EEG 2021 RefE wird der Höchstwert für das Jahr 2021 auf 6,2 Cent festgelegt. Ab dem 01.01.2022 greift eine automatische Degression von 2% pro Jahr. Weiterhin erhält die Bundesnetzagentur darüber hinaus die Möglichkeit den Höchstwert nach den entsprechenden Bedingungen (§ 85a EEG 2021 RefE) anzupassen.

## **14 Streichung des § 36 c –Netzausbauggebiet (Artikel 1 Nummer 35)**

Mit der Streichung des §36c wird das sogenannte Netzausbauggebiet abgeschafft. Der Bundesverband WindEnergie begrüßt ausdrücklich die Abschaffung des Netzausbauggebiets. Jegliche Begrenzung des Ausbaus für Onshore-Windenergieanlagen widerspricht den Zielen der Bundesregierung und ist kontraproduktiv für die Energiewende.

## **15 Neuer § 36d – Zuschlagsverfahren Windenergie an Land (Artikel 1 Nummer 37)**

Nach dem neu eingeführten § 36d EEG 2021 RefE separiert die BNetzA die zugelassenen Gebote, die für Projekte in der Südregion (§ 3 Nummer 43c i.V.m. Anlage 5) abgegeben wurden, und sortiert diese Gebote entsprechend § 32 Absatz 1 Satz 3 nach ihrer Höhe. Sodann erteilt die Bundesnetzagentur allen separierten Geboten für Projekte in Südregionen einen Zuschlag im Umfang ihres Gebots, bis eine Zuschlagsmenge

1. in den Ausschreibungen der Jahre **2021, 2022 und 2023** von **15 Prozent** des an diesem Gebotstermin zu vergebenden Ausschreibungsvolumens durch einen Zuschlag erreicht oder erstmalig überschritten ist, oder
2. in den Ausschreibungen ab dem Jahr **2024** von **20 Prozent** des an diesem Gebotstermin zu vergebenden Ausschreibungsvolumens durch einen Zuschlag erreicht oder erstmalig überschritten ist.

Der BWE setzt sich zur Einbindung in das Versorgungssystem, zum breiten Erhalt der Akzeptanz vor Ort und zur angemessenen Beteiligung aller Regionen für den bundesweiten Ausbau der Windenergien an Land ein.

Deshalb unterstützt der BWE die in §36d EEG 2021 RefE vorgeschlagene Quote. Sie ist ein Schritt in die richtige Richtung. Dies würde den deutschlandweiten Ausbau noch besser unterstützen. Darüber hinaus sollte ein enges Monitoring erarbeitet werden, um die spezifischen Gründe für den mangelnden Ausbau im Süden zu untersuchen.

Für uns ist nicht nachvollziehbar, wie das BMWi auf die Südregion in Anlage 5 EEG 2021 RefE kommt. Der BWE schlägt vor, hier alle südlichen Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern, Saarland, Rheinland-Pfalz, Hessen und Thüringen insgesamt aufzunehmen.

## **16 § 36e – Erlöschen von Zuschlägen für Windenergieanlagen an Land (Artikel 1 Nummer 38)**

Die Neuregelung des § 36e EEG 2021 RefE enthält gute Ansätze, die der BWE unterstützt. Es besteht aber noch weiterer Anpassungsbedarf:

### **16.1 Neu: mehrfache Verlängerung aufgrund von Rechtsbehelfen Dritter gegen die Genehmigung**

**Nach § 36e Absatz 2 Satz 1 ist zukünftig auch eine mehrfache Verlängerung der Realisierungsfrist des Projektes bei Rechtsbehelfen Dritter möglich. Dies hatte der BWE bereits seit langem gefordert<sup>7</sup> und begrüßt daher die Änderung.**

Nach dem geplanten Investitionsbeschleunigungsgesetz sollen Rechtsmittel Dritter gegen Genehmigungen von WEA zukünftig keine aufschiebende Wirkung mehr haben. Die Anordnung der sofortigen Vollziehbarkeit wäre danach überhaupt nicht mehr erforderlich. Sie sollte daher auch nicht Voraussetzung für eine Fristverlängerung aufgrund eines Widerspruchs oder einer Klage gegen eine Genehmigung sein. Wir regen daher an, § 36e Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 zu streichen.

Schließlich ist die geplante Änderung des § 36e Absatz 2 Satz 2 problematisch. Der neue Satz 2 soll wie folgt lauten:

*„Die Verlängerung soll höchstens für die Dauer der Gültigkeit der Genehmigung ausgesprochen werden, wobei der Verlängerungszeitraum 18 Monate nicht überschreiten darf.“*

[neu in Fettdruck]

Aus dem Wortlaut geht hier nicht eindeutig hervor, ob damit gemeint ist, dass der jeweilige Verlängerungszeitraum bei einer mehrfachen Verlängerung nicht 18 Monate überschreiten darf oder ob die Verlängerung insgesamt nicht 18 Monate überschreiten darf.

Die Gesetzesbegründung liefert den Hinweis, dass wohl eine **Maximaldauer** gemeint ist (*Die Einführung einer Maximaldauer von 18 Monaten bei Klagen in § 36e EEG 2021 (...)*)<sup>8</sup> und führt zu den Gründen der Einschränkung aus, diese helfe *„den Anlagenbetreibern, da sich bei einer weiteren Verlängerung weitere Folgeprobleme ergeben können: So kann eine Änderungsgenehmigung erforderlich sein, etwa weil der Anlagentyp nicht mehr verfügbar ist. In solchen Fällen wären die Betreiber an den Zuschlag gebunden und hätten nicht die Möglichkeit erneut teilzunehmen. Da aber der Förderdauer schon beginnt, ist eine erneute Teilnahme vielfach im Sinne der Bieter.“*

---

<sup>7</sup> So bereits in BWE Stellungnahme zum sog. EnSaG Ende 2018 [https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/stellungnahmen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/20181116\\_BWE-Stellungnahme\\_Energiesammelgesetz\\_1\\_.pdf](https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/stellungnahmen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/20181116_BWE-Stellungnahme_Energiesammelgesetz_1_.pdf), S. 17 ff.

<sup>8</sup> RefE S. 117

**Diese Begründung ist falsch.**

Der Bieter selbst hat es in der Hand, ob sein Zuschlag verlängert wird oder er diesen verfallen lassen muss, da eine Verlängerung allein auf seinen Antrag hin erfolgt. Sollte eine Änderungsgenehmigung erforderlich sein, kann der Bieter entscheiden, ob er eine weitere Fristverlängerung beantragt oder ob er den Zuschlag verfallen lässt und erneut in die Ausschreibung geht. Richtig stellt das BMWi jedoch fest, dass der Bieter keinen Einfluss auf die Länge der Fristverlängerung hat.

Zudem ist eine Höchstfrist der Verlängerung von 18 Monaten offensichtlich unzureichend. Der Zeitraum von 18 Monaten reicht nicht einmal aus, um ein Gerichtsverfahren in zwei Instanzen (Verwaltungsgericht und Oberverwaltungsgericht) unter optimalen Bedingungen und ohne Beweiserhebung durchzuführen. In einigen Bundesländern reicht der Zeitraum von 18 Monaten nicht einmal aus, um das erstinstanzliche Verfahren am Verwaltungsgericht durchzuführen. Auch wenn über das Investitionsbeschleunigungsgesetz die erstinstanzliche Zuständigkeit des Oberverwaltungsgerichts eingeführt wird, ist damit zu rechnen, dass das erstinstanzliche Verfahren innerhalb des Zeitraums von 18 Monaten nur in Ausnahmefällen abgeschlossen sein wird. Wenn eine Höchstfrist vorgesehen wird, muss diese deutlich großzügiger ausfallen und mindestens fünf Jahre betragen.

**Lösen kann man dieses Problem, indem geregelt wird, dass der Bieter seinen Antrag auf eine bestimmte Frist richten muss.**

Richtig erkannt hat das BMWi auch, dass das **eigentliche Problem** in solchen Fällen oft der **Vergütungsbeginn** ist.

**§ 36i EEG sollte daher gestrichen werden.**

**Die Einfügung des neuen § 55 Absatz 5a, wonach im Falle der Fristverlängerung nach § 36e Absatz 2 oder 3 die Pönalefristen entsprechend verlängert werden, begrüßt der BWE ganz ausdrücklich.**

## **16.2 Neu: Verlängerung aufgrund von Herstellerinsolvenz möglich**

Nach dem Entwurf soll folgender neuer Absatz 3 in § 36e EEG aufgenommen werden:

*„Auf Antrag, den der Bieter vor Ablauf der Frist nach Absatz 1 gestellt hat, verlängert die Bundesnetzagentur die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, wenn über das Vermögen des Herstellers des Generators oder eines sonstigen wesentlichen Bestandteils der Windenergieanlagen das Insolvenzverfahren eröffnet worden ist. Die Verlängerung soll höchstens für die Dauer der Gültigkeit der Genehmigung ausgesprochen werden, wobei der Verlängerungszeitraum 18 Monate nicht überschreiten darf.“*

Der BWE begrüßt, dass das BMWi erkannt hat, dass es über Rechtsbehelfe Dritter hinaus weitere Umstände geben kann, die eine Fristverlängerung erforderlich machen.

Hierzu gehört unter anderem die Insolvenz von WEA-Herstellern.

**Wir halten aber auch hier die Beschränkung auf 18 Monate nicht für interessengerecht. Gerade vor dem Hintergrund, dass bei einer Herstellerinsolvenz zumeist eine Neugenehmigung erfolgt und daher häufig**

**– auch aufgrund der fortgeschrittenen Zeit – z.B. neue artenschutzrechtliche Begutachtung erfolgen müssen sind 18 Monate deutlich zu knapp. Wir regen daher an, die Beschränkung auf 18 Monate aufzuheben oder zumindest auf 24 Monate anzuheben.**

In bestimmten Konstellationen ist alternativ zur Fristverlängerung jedoch eine Rückgabe des Zuschlages unumgänglich, da sich im Einzelfall durch die Umgenehmigung des Projektes so hohe Kosten ergeben können, dass der „alte“ Zuschlag nicht mehr ausreichend ist.

Insbesondere vor dem Hintergrund, dass durch den aktuellen Entwurf Zuschläge auch bei Neugenehmigung bestehen bleiben, muss dem betroffenen Planer im Fall einer Insolvenz des Anlagenherstellers die Möglichkeit eingeräumt werden, den Zuschlag zurückzugeben. Andernfalls bliebe ihm nur die Möglichkeit, den Zuschlag durch Zeitablauf verfallen zu lassen und entsprechend die Pönale zu zahlen und dann in das Umgenehmigungsverfahren zu starten. Es ist nicht interessengerecht, ihm diese Nachteile aufzubürden, obwohl er unverschuldet in diese Situation gekommen ist.

Dem Bieter sollte daher alternativ zur Verlängerung der Umsetzungsfrist eine Entwertungsoption bei Herstellerinsolvenz zur Verfügung stehen:

**Option 1:** Fristverlängerung nach Erhalt des Zuschlags.

**Option 2:** Zuschlag wird entwertet, ohne dass die Sicherheitsleistung einbehalten wird. Anschließend kann das Projekt erneut an einer Ausschreibung teilnehmen.

### **16.3 Flexible Regelung erforderlich**

Im ersten Quartal 2020 entwickelte sich die Covid-19-Pandemie auch in Deutschland immer weiter. Hierdurch kam es zu Lieferverzögerungen, die das Einhalten der Realisierungsfristen gefährdeten.

Diese Verzögerungen haben die Windbranche zusätzlich zu den bereits vorhandenen Verzögerungen in Genehmigungsverfahren und durch Klagen belastet.<sup>9</sup> Es bestand das Risiko, dass Zuschläge aufgrund der Frist des § 36e Absatz 1 EEG 2017 verfallen.

Zunächst hatte hier die Bundesnetzagentur (BNetzA) Fristverlängerungen beschlossen<sup>10</sup>. Anschließend und gerade noch rechtzeitig verlängerte der Gesetzgeber die Frist pauschal um 6 Monate.<sup>11</sup>

**Wir halten es nicht für zielführend, dass der Gesetzgeber jedes Mal eingreifen muss, wenn unvorhergesehene Ereignisse, die Verlängerung der Realisierungsfrist erforderlich machen.**

Die beschriebenen Ereignisse der letzten Monate zeigen, dass es zwingend erforderlich ist, flexible Fristverlängerungsmöglichkeiten im Gesetz zu verankern. Damit wäre nicht bei jedem unvorhergesehenen Ereignis eine Gesetzesänderung erforderlich, um ein Scheitern der Windenergieprojekte zu verhindern, die zwingend benötigt werden, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

---

<sup>9</sup> vgl. BWE-Aktionsplan für mehr Genehmigungen von Windenergieanlagen an Land

<sup>10</sup> Pressemitteilung der BNetzA vom 23.03.2020

<sup>11</sup> Sog. Kleine EEG Novelle Bundestags-Drucksache 19/19208



**Für die Zukunft ist daher eine ausdrückliche Ermächtigung der BNetzA im EEG umzusetzen. Es kann hier nur eine offene Regelung geben, welche ein flexibles Reagieren auf Krisen oder bestimmte Ereignisse zulässt.**

**Wir schlagen eine gemeinsame Regelung zur Fristverlängerung aufgrund von Rechtsbehelfen, Herstellerinsolvenzen und weiteren unvorhergesehenen Ereignissen vor.**

## **16.4 Vorschlag des BWE**

### **16.4.1 Ergänzung des § 85 EEG um einen neuen Absatz 2a**

Vorgeschlagen wird, grundsätzlich die Kompetenzen der BNetzA auf eine Festlegung der Fristverlängerung für Sonderfälle zu erweitern. Auch zukünftig kann es zu Ereignissen kommen, die eine Fristverlängerung erfordern, die zurzeit noch nicht absehbar sind. In diesen Fällen sollte nicht jedes Mal eine Gesetzesänderung erforderlich sein. Wenn es eine allgemeine Verlängerungsmöglichkeit gibt, sind die spezifischen Verlängerungsvorschriften nicht mehr erforderlich. Um alle Fristverlängerungsmöglichkeiten dafür übersichtlich in eine Regelung zusammenzufügen, schlagen wir folgenden neuen § 85 Absatz 2a vor:

*„Die Bundesnetzagentur kann auf Antrag im Einzelfall oder von Amts wegen allgemein für bestimmte Gruppen von Anlagen die Fristen nach § 36e (Absatz 1), § 37d Absatz 2 Nummer 2, § 39d (Absatz 1), § 39f Absatz 2, § 54 Absatz 1 sowie § 55 Absatz 1 bis 5 verlängern. Die Verlängerung erfolgt für alle Fristen, die für eine Anlage oder eine Gruppe von Anlagen gelten, einheitlich. Die Verlängerung erfolgt insbesondere dann, wenn die Einhaltung der Fristen durch den Eintritt von Ereignissen oder Umständen höherer Gewalt erschwert wird. Auf Antrag verlängert die Bundesnetzagentur die Frist nach § 36e, insbesondere wenn nach der Abgabe des Gebots ein Rechtsbehelf Dritter gegen die im bezuschlagten Gebot angegebene Genehmigung der Anlage eingelegt worden ist. Eine Verlängerung ist auch mehrfach zulässig, insbesondere bei Fortdauern der Ereignisse oder Umstände höherer Gewalt oder nach einer Verlängerung der Geltungsdauer der im bezuschlagten Gebot angegebenen Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz. Die Bundesnetzagentur kann in den Fällen des Satzes 3 und 4 auf Antrag des Bieters abweichend von § 36f Absatz 1 oder § 39e Absatz 1 den Zuschlag einer anderen bereits genehmigten Anlage zuordnen.<sup>12</sup> Die Bundesnetzagentur verkürzt auf Antrag des Bieters von Amtswegen verlängerte Fristen wieder. Diese Befugnisse der Bundesnetzagentur gelten entsprechend für Ausschreibungen nach den Rechtsverordnungen nach § 88c oder § 88d.“<sup>13</sup>*

In der Gesetzesbegründung sollte klargestellt werden, dass eine bestimmte Gruppe von Anlagen auch eine Anlagengruppe sein kann, die an einzelnen oder mehreren Ausschreibungsrunden erfolgreich teilgenommen hat. Ebenso sollte in der Gesetzesbegründung aufgenommen werden, dass Ereignisse oder höhere Gewalt im Sinne der Vorschrift, insbesondere die Eröffnung eines Insolvenzverfahrens über das Vermögen eines Herstellers von Windenergieanlagen oder eine Pandemie sind.

---

<sup>12</sup> Eine Fristverlängerung hilft bei Rechtsbehelfen Dritter nur dann, wenn der Rechtsbehelf erfolglos bleibt. Insbesondere für erfolgreiche Rechtsbehelfe Dritter wäre eine Übertragungsmöglichkeit sinnvoll.

<sup>13</sup> Hier sind auch Verlängerungsmöglichkeiten für Solaranlagen und Biomasseanlagen einbezogen, da auch diese in der Covid-19-Krise unter den Lieferengpässen und Installationsverzögerungen leiden.

Eine Fristverlängerung hilft bei Rechtsbehelfen Dritter nur dann, wenn der Rechtsbehelf erfolglos bleibt. Daher wäre für erfolgreiche Rechtsbehelfe Dritter eine Übertragungsmöglichkeit der Zuschläge sinnvoll, so wie sie im oben ausgeführten Vorschlag enthalten ist.

In dem Vorschlag ist auch die Befugnis der BNetzA enthalten, die Pönalefrist nach § 55 EEG entsprechend anzupassen. Dies hat das BMWi im RefE bereits über § 55 Absatz 5a aufgegriffen.

#### **16.4.2 Vergütungsbeginn anpassen**

Ferner ist für die Wirtschaftlichkeit eines Projektes mit verlängerter Realisierungsfrist problematisch, dass die Vergütungsdauer von 20 Jahren nach Ablauf von 30 Monaten nach Bekanntgabe des Zuschlags an den Bieter beginnt, unabhängig von einer möglichen Verlängerung der Realisierungsfrist (nach § 85 Absatz 2a EEG 2017), siehe § 36i EEG 2017. Es könnte daher dazu kommen, dass ein Projekt noch nicht realisiert ist, noch kein Strom eingespeist wird und die Vergütungsdauer trotzdem bereits beginnt und sich dadurch praktisch verkürzt. Eine Fristverlängerung darf daher keine Verkürzung des Förderzeitraums nach sich ziehen. Andernfalls würde eine Teilentwertung des Zuschlags stattfinden und der Bieter würde für die von ihm nicht zu vertretende Fristverlängerung bestraft.

Da die Vorhabenträger aber mit der gesetzlichen Vergütungsdauer die Wirtschaftlichkeitsberechnungen vorgenommen und darauf ihr Projekt ausgerichtet haben, sind diese wirtschaftlichen Einbußen projektgefährdend.

**§ 36i EEG und § 39g Abs. 1 letzter Halbsatz sowie Abs. 2 Nr. 1 sollten daher gestrichen werden.**

#### **16.4.3 Redaktionelle Änderungen**

§ 36e Abs. 2 und § 39d Abs. 2 müssen ebenfalls entfallen (redaktionelle Anpassung). In § 3 GemAV und § 5 Abs. 3 Nr. 1 InnAusV wird der Verweis auf § 36i EEG gestrichen.<sup>14</sup>

### **17 § 36f – Änderungen nach Erteilung des Zuschlags für Windenergieanlagen an Land (Artikel 1 Nummer 37)**

Wird die Genehmigung nach der Erteilung des Zuschlags geändert, bleibt der Zuschlag nach § 36f Absatz 2 EEG 2017 bezogen auf die „geänderte Genehmigung“ bestehen. Der Umfang des Zuschlags verändert sich dadurch nicht. Nach herrschender Auffassung entfällt der Zuschlag lediglich bei einer Neugenehmigung nach Zuschlagserteilung, nicht hingegen bei einer Änderungsgenehmigung oder einer Änderungsanzeige.

Deutschlandweit wird der Wechsel eines Anlagentyps nach erteilter Genehmigung von Behörden und Gerichten unterschiedlich behandelt: Teils wird eine Neugenehmigung, teils lediglich eine Änderungsanzeige oder eine Änderungsgenehmigung gefordert. Dies führt in der Praxis zu dem Problem, dass abhängig von der Beurteilung im jeweiligen Bundesland der Zuschlag bestehen bleibt oder entfällt. Anlagentypenwechsel sind häufig dann ökonomisch sinnvoll und erforderlich, wenn sich die Realisierung eines Projektes etwa durch Klagen stark verzögert hat. Durch die Verzögerung können zum Zeitpunkt der Realisierung bereits neue,

---

<sup>14</sup> Die Fristen gelten auch im Rahmen der technologieneutralen Ausschreibungen und Innovationsausschreibungen (§ 3 GemAV oder § 3 InnAusV, § 5 Abs. 3 InnAusV).

effizientere Anlagentechnologien auf dem Markt sein. Außerdem können bereits kleinere Leistungsupgrades von Windenergieanlagen eine Änderungsgenehmigung erforderlich machen.

Nach dem Entwurf soll nach § 36f Absatz 2 Satz 1 folgender Satz eingefügt werden:

*„Satz 1 und Satz 2 sind entsprechend anzuwenden auf Neugenehmigungen für dieselben angegebenen Flurstücke.“*

**Der BWE begrüßt diesen Vorstoß und fordert eine entsprechende Umsetzung auch für eine anstehende EEG-Novelle. Zuschläge sollten auch bei Neugenehmigungen gültig bleiben.**

Die im Entwurf gemachte Einschränkung „für dieselben angegebenen Flurstücke“ hält der BWE hingegen nicht für zielführend. Das Abstellen auf das Flurstück ist problematisch, da es im Rahmen von Typenänderungen regelmäßig auch zu unerheblichen Standortverschiebungen kommen kann. Dies dürfte insbesondere der Fall sein, wenn die Anlage in einem Bundesland errichtet werden soll, in dem typischerweise eher kleine Flurstücke bestehen. Daher halten wir eine Ausweitung über die Flurstücksgrenzen hinaus für erforderlich, ohne dabei eine zu starke Ausweitung zu riskieren.

**Wir schlagen daher vor, zu regeln, dass eine Verschiebung des Anlagenstandortes innerhalb eines Radius in Länge des Rotordurchmessers unschädlich ist. Zumindest aber sollte eine Verschiebung auf das benachbarte Flurstück unschädlich sein.**

Im Ergebnis wären die gleichen Voraussetzungen für alle Bieter jedoch nur dann gegeben, wenn die Behördenpraxis und die Rechtsprechung zur Änderung von bereits genehmigten Windenergieprojekten vereinheitlicht werden. Es muss deutschlandweit klar und einheitlich definiert sein, wann eine stets mit hohen Kosten verbundene Neugenehmigung erforderlich ist. Bis dahin ist die geforderte Anpassung des EEG jedoch eine gute Übergangslösung, wonach auch bei Neugenehmigungen der Zuschlag unter bestimmten Bedingungen bestehen bleibt.

## **18 § 36g – Besondere Ausschreibungsbestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften (Artikel 1 Nummer 40)**

Der neue Entwurf sieht die Streichung des § 36g Absatz 3 Satz 2 vor.

Sofern Gebote nach § 36c Absatz 5 Satz 2 für Windenergieanlagen an Land, die im Netzausbaubereich errichtet werden sollen, nicht berücksichtigt worden sind, ist der Zuschlagswert abweichend von Satz 1 für alle bezuschlagten Gebote von Bürgerenergiegesellschaften für Windenergieanlagen an Land im Netzausbaubereich der Gebotswert des höchsten noch im Netzausbaubereich bezuschlagten Gebots. Diese stellt lediglich eine Folgeänderung aufgrund der Aufhebung des Netzausbaubereiches dar.

**In der Vorversion des Entwurfes (Bearbeitungsstand 25.08.2020; 11:48 Uhr) war noch die Streichung des § 36g Absatz 5 vorgesehen.** Nach der Gesetzesbegründung sollte die Streichung aufgrund der neuen Regelungen zur finanziellen Beteiligung von Kommunen und Bürgerinnen und Bürgern in § 36k EEG 2021 RefE erfolgen. Mit der neuen, bundesweit einheitlichen Regelung wird nach der Gesetzesbegründung des Vorentwurfes ein einheitliches Wettbewerbsniveau im Rahmen der Ausschreibungen geschaffen. Bei unterschiedlichen landesrechtlichen Regelungen droht eine Verzerrung des Wettbewerbs in den

Ausschreibungen. Es sollte daher die Möglichkeit der Länder zur Schaffung paralleler Regelungen gestrichen werden, um eine Wettbewerbsverzerrung zu vermeiden. **Diese Streichung findet sich im aktuellen Entwurf nicht mehr. Wir halten dies aber für zwingend erforderlich.**

## **19 § 36h Anzulegender Wert für Windenergieanlagen an Land (Artikel 1 Nummer 41)**

Mit der Weiterführung der Korrekturfaktoren auf den 60% Standort wie sie im §36h EEG 2021 RefE vorgeschlagen wird, kommt das BMWI einer vom BWE lange erhobenen Forderung nach. Die festgelegte, relativ geringe Höhe des Korrekturfaktors von 1,35 für den 60% Standort soll nach der Gesetzesbegründung nur die besonders kostengünstig zu erschließenden Projekte im Bereich 60-70% Güte in die Lage versetzen, auf Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungen einen Zuschlag zu erlangen.

Mit dem Referenzertragsmodell wird im Sinne eines dezentralen Ausbaus der Windenergie ein Ausgleich zwischen sehr guten, guten und weniger windhöffigen Standorten in Deutschland geschaffen. Mit der Differenzierung auch auf 60%-Standorte wird weiteres Potenzial an genehmigungsfähigen Projekten in ganz Deutschland gehoben. Dies ist wichtig, da für die Zielerreichung 2030 auch diese Standorte dringend benötigt werden. Um diese Standorte auf Wettbewerbsniveau zu heben, sollte der Korrekturfaktor für den 60% Standort aber – ausgehend vom Niveau der Standorte ab 70% Güte – sachgerecht verlängert werden. Durch diese Anpassung würde zudem der Wettbewerb erhöht werden, da tatsächlich alle Projekte bis 60% Güte auf Wettbewerbsniveau bieten könnten. Bei einer Nichtanpassung besteht zudem die Gefahr, dass die preissetzenden Gebote von Projekten kleiner 70% erfolgen, die aufgrund des zu geringen Korrekturfaktors höher bieten müssen und dadurch das gesamte Zuschlagsniveau nach oben verschoben wird.

## **20 Neuer § 36j – Zusatzgebote (Artikel 1 Nummer 43)**

Nach dem neu eingeführten § 36j Absatz 1 EEG 2021 RefE können Bieter einmalig Gebote für bezuschlagte Windenergieanlagen an Land abweichend von § 36c nach deren Inbetriebnahme abgeben, wenn die installierte Leistung der Anlagen um mehr als 15% erhöht wird oder werden soll (Zusatzgebote).

### **Der BWE begrüßt diese Möglichkeit der Abgabe eines Zusatzgebotes.**

Der BWE weist auf eine etwas unklare Formulierung in dieser Regelung hin. Nach dem vorgeschlagenen Wortlaut ist nicht eindeutig, ob der Anlagenbetreiber mit der gesamten installierten Leistung oder nur mit der installierten Leistung der Anlage in die Ausschreibung gehen soll, der über die 15% hinausgeht. Da wohl letzteres gemeint ist, schlägt der BWE vor, in § 36j Absatz 1 Satz 1 zu ergänzen „wenn und soweit die installierte Leistung (...)“.

Zudem ist fraglich, warum nur einmalig Zusatzgebote abgeben werden können, wenn diese Gebote ggf. gar nicht bezuschlagt wurden.

Der BWE schlägt daher folgende Änderung in § 36j Absatz 1 vor:

*„Bieter können abweichend von § 36c Gebote für bezuschlagte Windenergieanlagen an Land abgeben, wenn **und soweit** die installierte Leistung der Anlagen um mehr als 15 Prozent erhöht wird oder werden soll (Zusatzgebote). **Die Bundesnetzagentur schließt Zusatzgebote von dem***

***Zuschlagsverfahren aus, wenn sie für eine in dem Zusatzgebot angegebene Windenergieanlage an Land bereits einen Zuschlag auf ein Zusatzgebot erteilt hat, der zum Gebotstermin nicht entwertet worden ist.*** [Ergänzung in fett]

Weiterhin ist fraglich, wie bei unterschiedlicher bezuschlagter Gebotshöhe für das Ursprungs- und das Zusatzgebot die jeweiligen Werte auf die Strommenge aufgeteilt werden. Eine Aufteilung nach installierter Leistung ist hier technisch nicht sinnvoll, da der Energieertrag nicht proportional mit der Nennleistung steigt. Um die Strommengen bei unterschiedlich bezuschlagter Gebotshöhe voneinander abzugrenzen, schlägt der BWE daher vor, auf eine Methode zu verweisen, die im Arbeitskreis „Schnittstelle EEG“ des Fachausschuss Betriebsdaten und Standortertrag der FGW diskutiert wurde und in die technischen Richtlinien der FGW (Fördergesellschaft Windenergie e.V) aufgenommen wurde.

## **21 Neuer § 36k (§§ 42 Absatz 4 und 52 Absatz 3a EEG 2021 RefE und § 42b EnWG 2021 RefE) – Finanzielle Beteiligung der Kommunen und Bürgerstromtarife (Artikel 1 Nummer 43)**

Der neu eingefügte § 36k EEG regelt eine finanzielle Beteiligung der Kommunen am Betrieb von Windenergieanlagen an Land und Bürgerstromtarife.

Es wird folgendes geregelt:

- Betreiber von Windenergieanlagen an Land, die einen Zuschlag für ihre Anlage erhalten, müssen der Gemeinde, in der sich der **Standort** ihrer Anlage befindet (**Standortgemeinde**), für die Dauer der Förderung einen Vertrag zur **finanziellen Beteiligung** anbieten.
  - In dem Vertrag muss sich der Anlagenbetreiber verpflichten, an die Standortgemeinde durch einseitige Zuwendung ohne Gegenleistung 0,2 Cent pro Kilowattstunde für die tatsächliche eingespeiste Strommenge und für die fiktive Strommenge nach Anlage 2 Nummer 7.2 EEG für die Dauer der EEG-Förderung zu zahlen.
  - Die Zahlung an die Gemeinde muss jährlich für die Strommengen des vergangenen Kalenderjahres zum 1. Februar erfolgen. Die Zahlung muss dem Netzbetreiber im Zuge der Mitteilung nach § 71 Nummer 1 in dem auf die Zahlung nachfolgenden Kalenderjahr nachgewiesen werden.
- Zusätzlich soll die Möglichkeit bestehen, diese Zahlung durch den Abschluss von **Bürgerstromtarif** zu reduzieren:
  - Wenn und solange der Anlagenbetreiber oder ein von ihm beauftragter Dritter je Windenergieanlage mit mindestens 80 Einwohnern der Standortgemeinde einen Stromliefervertrag mit einem Bürgerstromtarif nach § 42b des EnWG 2021 RefE abgeschlossen hat, verringert sich der dem Vertrag zu leistende Betrag auf 0,1 Cent pro Kilowattstunde.
  - Sofern der Betreiber mindestens einen, aber weniger als 80 Verträge abgeschlossen hat, ist diese Verringerung mit der Maßgabe anzuwenden, dass sich der zu leistende Betrag um die Anzahl der weniger als 80 geschlossenen Verträge multipliziert mit 100 Euro erhöht. Für die Berechnungen ist die Zahl der Verträge maßgeblich, die in dem der Zahlung vorangegangenen Kalenderjahr

mindestens sieben Monate Bestand hatten; für das Inbetriebnahmejahr sind die Verträge maßgeblich, die am 31. Dezember des Inbetriebnahmejahres wirksam sind.

- Der anzulegende Wert verringert sich um 0,25 Cent pro Kilowattstunde, wenn und solange der Anlagenbetreiber gegen diese Pflichten verstößt (§ 52 Absatz 3a des EEG 2021 RefE).
- Bei Pilotwindenergieanlagen an Land ist § 36k entsprechend anzuwenden; abweichend von § 36k Absatz 1 Satz 1 ist statt der Voraussetzung eines Zuschlags die Inbetriebnahme der Pilotwindenergieanlage maßgeblich (§ 46 Absatz 4 des EEG 2021 RefE).
- Nach § 42 b EnWG 2021 RefE müssen die Lieferverträge der Bürgerstromtarife nach § 36k den gesamten leitungsgebundenen Elektrizitätsbedarf eines Letztverbrauchers umfassen und dies auch für die Zeiten vorsehen, in denen kein Strom aus der Windenergieanlage an Land geliefert werden kann. Der für die Belieferung zu zahlende Preis darf 90 Prozent des in dem jeweiligen Netzgebiet geltenden Grundversorgertarifs auf Basis des Grund- und Arbeitspreises für Haushaltskunden nicht übersteigen. Wird dieser Höchstpreis überschritten, erfolgt eine Herabsetzung auf den Preis, der diesem Höchstpreis entspricht.

## **21.1 Bewertung des Regelungsvorschlages im EEG 2021 RefE**

Der BWE begrüßt, dass der Gesetzesentwurf einen Vorschlag zur Umsetzung der im Koalitionsvertrag vereinbarten Beteiligung von Kommunen und Bürgern am Betrieb von Windenergieanlagen enthält. Der BWE unterstützt die finanzielle Beteiligung der Kommunen grundsätzlich, bevorzugt jedoch eine prozentuale Beteiligung mit bis zu 2% des Umsatzes (vergütete kWh) der Windenergieprojekte. Wichtig ist hierbei, dass die Zahlungen zwischen der Standortkommune und den Nachbarkommunen aufgeteilt werden. Ferner haben wir verfassungsrechtliche Bedenken bezüglich der Ausgestaltung als „verpflichtende einseitige Zuwendung ohne Gegenleistung“.

Die optionale Möglichkeit der Bürgerstromtarife als alleinige Zusatzbeteiligung neben der kommunalen Zahlung hält der BWE weiterhin nicht für den richtigen Weg. Wenn es tatsächlich um die Schaffung von mehr Akzeptanz und finanzieller Beteiligung geht, müssen dem Betreiber neben der Zahlung an die Kommune weitere unterschiedliche Beteiligungsformen ermöglicht werden. Da der bürokratische und finanzielle Aufwand für viele Projekte zur Aufstellung eines Bürgerstromtarifes im Vergleich zum „Ersparnis“ bei der kommunalen Zahlung zu hoch sein dürfte, sehen wir das Risiko, dass Bürgerstromtarife am Ende nie optional genutzt werden. Vorhabenträger werden sich auf die Zahlung an die Kommune beschränken. Wichtig ist daher vor allem, dem Betreiber mehrere Möglichkeiten an die Hand zu geben. Andernfalls dürfte das vorrangige Ziel ein Höchstmaß an lokaler und regionaler Wertschöpfung zu schaffen sowie eine direkte Projektbeteiligung von Bürgerinnen und Bürgern zu ermöglichen, kaum zu erreichen sein. Ansatz des BWE hierbei ist die Notwendigkeit eines örtlichen Dialogs über die Maßnahmen und damit einer größtmöglichen Abstimmung der lokalen Akteure über eine sinnvolle Verwendung des Geldes.

### **21.1.1 Kommunales Beteiligungsinstrument: verpflichtende Zahlung an die Kommune**

- Positiv zu bewerten ist, dass die Verpflichtung im EEG geregelt werden soll. Dies ist auch nach Auffassung des BWE der richtige Anknüpfungspunkt (vgl. BWE Vorschlag oben, der lediglich für im Rahmen der Ausschreibungsteilnahme geförderte Projekte gelten soll). Wir meinen aber auch, dass „Akzeptanz und Teilhabe nicht teilbar ist“ und daher auch **nicht EEG-geförderte Anlagen**, dieser

Pflicht unterliegen sollten.

- Problematisch sehen wir die Beschränkung allein auf die **Standortgemeinde**. Da es hier am Ende um eine Beteiligung der Bürger über die Kommunen geht, sollten auch alle von den Anlagen „berührten“ Kommunen einbezogen werden. Der BWE-Vorschlag sieht daher eine Verteilung der Gesamtzahlung zu auf die Standortgemeinde und **angrenzenden Gemeinden** vor (zur Bestimmung s.u. Punkt 21.2.1.).
- Auch **Pilotwindenergieanlagen** werden nach § 46 Absatz 4 RefE von der Pflicht erfasst. Wir halten es nicht für gerechtfertigt, da diese gerade nicht den gleichen Regelungen unterworfen sind, wie „normale“ Ausschreibungsanlagen. Nicht umsonst müssen Pilotwindenergieanlagen nicht an den Ausschreibungen teilnehmen. Wir haben daher bereits im Vorfeld vorgeschlagen<sup>15</sup>, dass die Zahlungspflicht für Pilotwindenergieanlagen verzögert um drei Jahre beginnt, sodass diese das Geld erst mal in die Optimierung und Forschung der Pilotwindenergieanlage investieren können.
- Leider sieht der aktuelle Entwurf keine Ausnahme von der Zahlungspflicht für **Kleinwindanlagen** ( $\leq 750$  kW) vor. Wir meinen aber, dass eine Ausnahme gerechtfertigt ist. Zum einen sind Kleinwindanlagen nicht vergleichbar mit Ausschreibungsanlagen im Hinblick auf die von ihnen – insbesondere visuell – ausgehenden Auswirkungen auf die Anwohner. Zum anderen werden diese häufig zur Eigenversorgung im Sinne einer dezentralen Energieversorgung eingesetzt. Für den selbstverbrauchten Strom muss der Eigenversorger bereits 40% EEG-Umlage zahlen. Hinzu kämen dann noch 0,2 Cent je kWh. Dies halten wir weder für gerechtfertigt noch für erforderlich.

Die **Bemessung der Höhe der Zahlung** anhand der tatsächlich eingespeisten sowie der fiktiv eingespeisten Kilowattstunden halten wir nicht für sachgerecht. Wir halten den Betrag von 0,2 Cent/kWh auch für zu hoch.<sup>16</sup> Angemessener wäre ein Betrag von 0,1 Cent/kWh für 20 Jahre Laufzeit. Die starre Regelung von 0,2 Cent/kWh wird, anders als der Vorschlag des BWE einer Prozentregelung, zu stark steigenden Belastungen führen, wenn die Ausschreibungserlöse fallen. Die starre Festlegung von 0,2 Cent je kWh widerspricht im Übrigen dem gesamten Vergütungssystem im Rahmen des EEG.

#### **Auch daher hatte der BWE stets eine Beteiligung über den Umsatz vorgeschlagen.**

- Die Zahlung von 0,2 Cent je **fiktiv eingespeister kWh** nach Anlage 2 Nummer 7.2 halten wir teils für nicht interessengerecht. Die Zahlung auf nach § 14 abgeregelte Strommengen (Einspeisemanagement) ist noch nachvollziehbar und richtig, da diese dem Anlagenbetreiber auch entschädigt werden. Warum der Anlagenbetreiber jedoch auch auf Strommengen, die wegen sonstigen Abschaltungen oder Drosselungen nicht eingespeist wurden, zum Beispiel der optimierten Vermarktung des Stroms, **der Eigenversorgung** oder der Stromlieferungen unmittelbar an Dritte, 0,2 Cent an die Kommune zahlen soll, erschließt sich nicht. Insbesondere bezüglich der Eigenversorgung ist dies weder gerechtfertigt noch erforderlich (vgl. oben zu Kleinwindanlagen).
- Wir meinen außerdem, dass – sofern auf einen Betrag von 0,2 Cent bestanden wird – bezüglich der Höhe der Zahlungspflicht einen **Korrekturfaktor** entsprechend der Referenzerträge in den Ausschreibungen berücksichtigt werden sollte (sozusagen ein **umgekehrtes Referenzertragsmodell**, 0,2 Cent/kWh wären dann für einen 100%-Standort anzusetzen). Denn an manchen ertragsschwächeren Standorten kann die Zahlung von 0,2 Cent/kWh zu einem Problem für die Wirtschaftlichkeit des Projektes führen und damit zu einer Benachteiligung dieser Bieter im

<sup>15</sup> [https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20200603\\_BWE\\_Position\\_Bewertung\\_BMWi\\_Eckpunktepapier\\_finanzielle\\_Beteiligung.pdf](https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20200603_BWE_Position_Bewertung_BMWi_Eckpunktepapier_finanzielle_Beteiligung.pdf)

<sup>16</sup> Im aktuellen Eckpunktepapier ist nicht mehr von „mindestens“ die Rede.

Ausschreibungssystem oder gar einem Scheitern.

- Außerdem dürfen die Zahlungen nach den **Länderregelungen** keinesfalls „on top“ hinzukommen. Dies würde zu Verzerrungen in den Ausschreibungen führen. Dagegen hat sich der BWE immer ausgesprochen (vgl. oben zu § 36g).
- Ferner führt die starke Verteuerung der Projekte zu einem Hindernis für **„echte“ Bürgerwindparks**, wenn diese Projekte aufgrund ihrer lokalen Verankerung nicht von der Abgabepflicht ausgenommen werden. Deshalb sollten umfassend örtlich verankerte Bürgerenergiegesellschaften vom Anwendungsbereich ausgenommen werden, wenn sie schon durch ihre Struktur ein sehr hohes Maß an örtlicher Wertschöpfung generieren. Das bleibt mit den neu zu fassenden Regelungen zu den Bürgerenergiegesellschaften abzustimmen. Der BWE hat hierzu im Aktionsplan Teilhabe das Listenmodell<sup>17</sup> vorgeschlagen.
- Auch nach der aktuellen Ausgestaltung einer Verpflichtung zum Angebot eines Vertragsabschlusses über die **einseitige Zuwendung ohne Gegenleistung** bestehen nach Einschätzung des BWE weiterhin **verfassungsrechtliche Bedenken**. Im Ergebnis dürfte die Zahlung doch eine Art Abgabe sein, mit einer erzwungenen „einseitigen Zuwendung ohne Gegenleistung“. Genau aus diesem Grund hat der BWE im RegWirG einen anderen Ansatz gewählt: Es wird keine Zahlungspflicht geregelt, sondern es besteht die Verpflichtung zur Durchführung von Maßnahmen. Hier sind verfassungsrechtliche Bedenken nicht gegeben.<sup>18</sup>
- Dass eine **Zweckbindung** für die Verwendung der Mittel nicht erfolgt, ist bedauerlich. Der BWE hatte hier im RegWirG den Vorschlag gemacht, eine Zweckbindung auch vor dem Hintergrund des Auftragsübertragungsverbot zu ermöglichen: Die Zahlungen sollen zur Finanzierung akzeptanzfördernder Maßnahmen eingesetzt werden. Ferner soll den Ländern über eine „Länderöffnungsklausel“ die Möglichkeit eingeräumt werden, weitere Regelungen auch zur Verwendung der Mittel zu treffen.
- Die **Sanktionsregelung** des § 52 Absatz 3a RefE dürfte zielführend sein. Da wir jedoch die starre Zahlung von 0,2 Cent/kWh kritisieren und einen Deckel für sinnvoll halten, schlagen wir hier vor, dass die Sanktionierung nicht über eine pauschale Reduzierung der Einspeisevergütung um 0,25 Cent/kWh erfolgt, sondern der Abzug von der Einspeisevergütung 125 Prozent des an die Kommune zu zahlenden Betrages beträgt.
- Die **Dauer der Zahlung** ist gleichlaufend mit der EEG-Vergütung. Das halten wir für richtig. Wir schlagen allerdings vor, eine **Härtefallermäßigung** aufzunehmen, wegen unerwarteter Betriebskosten im Laufe des Betriebes.

### 21.1.2 Bürgerbeteiligungsinstrument: vergünstigter Bürgerstromtarif

- Neben der Zahlung an die Gemeinde soll auch eine optionale „Beteiligung“ der Bürgerinnen und Bürger über „vergünstigte Bürgerstromtarife“ erfolgen.
- Das begrüßt der BWE grundsätzlich, muss aber scharf kritisieren, dass dies nach dem Entwurf das einzige optionale Bürgerbeteiligungsinstrument ist. Da der bürokratische und finanzielle Aufwand

---

<sup>17</sup> [https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20202502\\_Aktionsplan\\_Teilhabe\\_Final.pdf](https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20202502_Aktionsplan_Teilhabe_Final.pdf)

<sup>18</sup> Verfassungsrechtliches Gutachten hierzu liegt dem BMWi vor.



für viele Projekte zur Aufstellung eines Bürgerstromtarifes zu hoch ist (vgl. nachfolgend), sehen wir das hohe Risiko, dass die Bürgerstromtarife am Ende nicht optional genutzt werden. Vorhabenträger werden sich auf die Zahlung an die Kommune beschränken. Wichtig ist daher vor allem, dem Betreiber mehr optionale Möglichkeiten an die Hand zu geben, z.B. ein Bürgersparbrief oder die Gründung einer Stiftung oder eines Fördervereins. Andernfalls werden diese Beteiligungsformen zukünftig nicht mehr umgesetzt, da der Vorhabenträger bereits 0,2 Cent/kWh an die Gemeinde zahlen muss und sein zusätzliches Engagement der direkten Bürgerbeteiligung nicht durch eine Reduzierung dieser Zahlung „belohnt“ wird.

- Der Entwurf sieht Folgendes vor für die Bürgerstromtarife:
  - Wenn Anlagenbetreiber oder von ihnen Beauftragte den Abschluss von mindestens 80 vergünstigten Stromlieferverträgen mit Bewohnern der Standortgemeinde pro Windenergieanlage nachweisen können, reduziert sich die o.g. Mindestzahlung der Anlagenbetreiber an die Gemeinde pro (fiktiv) eingespeister kWh auf 0,1 Cent/kWh.
- Auch hier muss zunächst kritisiert werden, dass allein Bewohner der Standortgemeinde profitieren sollen. Anknüpfend an unseren vorgenannten Vorschlag zum Geltungsbereich der Kommunalzahlung auch für angrenzende Gemeinden sollte hier eher ein Bereich in der Fläche eines Kreises um die jeweilige Windenergieanlage im Radius der zehnfachen Gesamthöhe der Anlage um die Turmaußenkante des Standortes maßgeblich sein.<sup>19</sup>
- Fraglich ist für den BWE auch, ob eine Reduzierung der Zahlung an die Kommune um 0,1 Cent/kWh einen Ausgleich für den
  - umfangreichen Aufwand beim Aufstellen eines solchen Bürgerstromtarifes ausgleicht und
  - aus kaufmännischer Perspektive für den Betreiber möglich ist.
  - Darüber hinaus wird gefordert, dass der Bürgerstromtarif der Höhe nach maximal 90% des örtlichen Grundversorgungstarifs betragen darf (§ 42 b EnWG 2021 RefE):
    - Mit dieser Voraussetzung werden viele Projekte bereits die Regelung nicht nutzen können, da es vom Projekt und der Anzahl der zu schließenden Bürgerstromtarife abhängt, wie groß das Ersparnis für den einzelnen Anwohner ist. Bei einem großen Park mit kleiner Standortkommune (bzgl. der Einwohnerzahl) ist der Betrag, der pro Kopf in einem Bürgerstromtarif ausgegeben werden kann, natürlich größer als bei einem kleinen Windpark in einer Kommune mit vielen Einwohnern.
    - Die Anforderung ist damit unrealistisch und führt zu Wettbewerbsverzerrungen.
    - Aufgrund des hohen Anteils von Steuern, staatlichen Abgaben und Umlagen ist nur ein kleiner Teil des Strompreises vom Anbieter beeinflussbar. Wenn die EEG-Umlage beispielsweise steigt, sinkt der rechnerische Unterschied in Prozent, ohne dass sich wirtschaftlich etwas getan hat. Hier könnte die Begünstigung dieses Stroms durch Befreiung von der EEG-Umlage eine Lösung sein.
- Es ist auch nicht nachvollziehbar, wieso eine pauschale Anzahl von 80 Verträgen pro Anlage vorausgesetzt wird. Wie das BMWi auf diese Zahl kommt, ist nicht erklärt. Der BWE hält diese starre Anzahl ohne Berücksichtigung der Einwohneranzahl für falsch. In einer Gemeinde mit 40 Anlagen wären das 3.200 Verträge. Angenommen die Gemeinde hat lediglich 3.000 Haushalten. Dann wäre es unmöglich, die Anforderung zu erfüllen. Zusätzlich wäre gerade bei großen Gemeinden die

---

<sup>19</sup> So auch im BWE Vorschlag eines RegWirG.

Beteiligung von nur 80 Personen bei nur einer Anlage keine echte finanzielle Beteiligung der Bürger vor Ort. Die Beispiele zeigen, dass die Anagenanzahl der falsche Anknüpfungspunkt ist.

- Dies wird auch nicht dadurch ausgeglichen, dass im Referentenentwurf eine komplizierte Regelung enthalten ist für den Fall, dass der Betreiber mindestens einen, aber weniger als 80 Verträge abgeschlossen hat. Hiernach ist die Verringerung der Zahlung an die Kommune auf 0,1 Cent/kWh mit der Maßgabe anzuwenden, dass sich der zu leistende Betrag um die Anzahl der weniger als 80 geschlossenen Verträge multipliziert mit 100 Euro erhöht. Für die Berechnungen ist die Zahl der Verträge maßgeblich, die in dem der Zahlung vorangegangenen Kalenderjahr mindestens sieben Monate Bestand hatten; für das Inbetriebnahmejahr sind die Verträge maßgeblich, die am 31. Dezember des Inbetriebnahmejahres wirksam sind.
- Praktisch stellt sich für uns ferner die Frage, auf welcher Basis der Betreiber einen Preis für den Bürgerstromtarif kalkulieren soll, wenn dieser nicht weiß, wie viele Bürger einen Vertrag abschließen werden. Das wäre möglich, wenn das Angebot auf 80 Haushalte begrenzt würde. Dies dürfte aber eher konterproduktiv sein.
- Problematisch bei der Beteiligung eines Dritten z.B. in Form der örtlichen Stadtwerke kann im Einzelfall auch sein, dass der Windparkbetreiber dann in Konkurrenz zu den Stadtwerken tritt. Oft sind die Kommunen an diesen allerdings beteiligt, was wiederum zu einem finanziellen Nachteil bei den Kommunen führen kann. Auch in einem solchen Fall wird es andere Beteiligungsmodelle geben, die vor Ort besser geeignet sind.
- Auch der praktische Nachweis der Tarife ist aufwendig (zusätzliche Fragen zum Beispiel zum Datenschutz werden sich in der Praxis ergeben) und die Kontrolle durch den zuständigen Netzbetreiber sind nicht zu unterschätzen. Das einmal ganz abgesehen von der Frage, wie der Anlagenbetreiber nachweisen soll, dass der Vertrag nicht beendet wurde. Der Aufwand (Personal und IT) bei den Netzbetreibern trägt dann wieder die Allgemeinheit über die Netzentgelte.

## 21.2 Vorschläge des BWE

### 21.2.1 Vorschlag einer gesetzlichen Regelung zur Stärkung der regionalen wirtschaftlichen Effekte von WEA (RegWirG)

Um die Vorgaben aus dem Koalitionsvertrag zwischen Union und SPD zu einer höheren kommunalen Beteiligung umzusetzen, hat das BMWi am 5.5.2020 ein Eckpunktepapier zur finanzielle Beteiligung von Kommunen und Bürgern am Betrieb von Windenergieanlagen an Land veröffentlicht. Der BWE begrüßt den Vorstoß des BMWi, sieht allerdings im konkreten Vorschlag viele Probleme, die mit dem BWE-Vorschlag einer gesetzlichen Regelung zur Stärkung der regionalen wirtschaftlichen Effekte von WEA (RegWirG) nicht entstünden.<sup>20</sup>

Es soll folgender neuer § 36a in das EEG aufgenommen werden:

---

<sup>20</sup> vgl. zur Detailbewertung des Eckpunktepapiers: BWE-Bewertung des Eckpunktepapiers zur finanziellen Beteiligung von Kommunen und Bürgern am Betrieb von Windenergieanlagen an Land vom 03.06.2020: [https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20200603\\_BWE\\_Position\\_Bewertung\\_BMWi\\_Eckpunktepapier\\_finanzielle\\_Beteiligung.pdf](https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20200603_BWE_Position_Bewertung_BMWi_Eckpunktepapier_finanzielle_Beteiligung.pdf)

*(1) Bezüglich solcher Windenergieanlagen an Land, für die nach dem XX.XX.XXXX ein Antrag auf Genehmigung nach dem BImSchG gestellt worden ist, muss sich der jeweilige Bieter zusätzlich zu den Anforderungen nach § 36 Absatz 1 mit seinem Gebot verpflichten, über die Dauer gemäß § 25 Satz 1 insgesamt [xxx- ein bis zwei Prozent (1 – 2%)] des jährlichen Umsatzes für Maßnahmen zur Stärkung der regionalen Wertschöpfung und damit der regionalwirtschaftlichen Effekte seiner Windenergieanlage im Gebiet der Standortgemeinde und der angrenzenden Gemeinden zu verwenden.*

*Die Standortgemeinde ist jene Gemeinde, in deren Gemeindegebiet die Windenergieanlage an Land entsprechend der bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigung ihren Standort haben wird. Angrenzende Gemeinden sind solche Gemeinden, deren Gemeindegebiet ganz oder teilweise in der Fläche eines Kreises um die jeweilige Windenergieanlage liegt, dessen Radius der zehnfachen Gesamthöhe der Anlage entspricht. Der Radius wird gemessen von der Turmaußenkante an der Fundamentoberkante.*

*(2) Maßnahmen zur Stärkung der regionalen Wertschöpfung von Windenergieanlagen sind alle Maßnahmen, mit denen eine regionale Beteiligung an den Erträgen der Windenergieanlagen gesichert wird. Dies sind vergünstigte gesellschaftsrechtliche Bürger- und Gemeindebeteiligungen, attraktive finanzielle Beteiligungsmodelle (z. B. Bürgersparbrief in Kooperation mit einer regionalen Bank und mit erhöhten Zinskonditionen), die Mitfinanzierung kommunaler Einrichtungen wie u. a. Kindertagesstätten und Freizeiteinrichtungen, Bürgerstrommodelle (insbesondere vergünstigte Stromtarife, Zuzahlungen auf Stromrechnungen, direkter vergünstigter Stromeinkauf), Förderung einer nachhaltigen Verkehrsinfrastruktur (z. B. Ladesäulen für E-Mobilität), privilegierte Kooperationen mit regionalen Unternehmen (z. B. ebenfalls vergünstigter Stromeinkauf) und Spenden oder Sponsoringzahlungen an Vereine oder (Bürger-) Stiftungen.*

*(3) Für die Verteilung der Mittel gemäß Absatz (1) auf die Maßnahmen gemäß Absatz (2) gilt Folgendes:*

- 1. 30 Prozent der Mittel hat der Anlagenbetreiber für unmittelbar der Standort- und der angrenzenden Gemeinden zugutekommende Maßnahmen und 70 Prozent für sonstige Maßnahmen zu verwenden.*
- 2. Die nach 1. zu verteilenden Mittel für die Standortgemeinde und die angrenzenden Gemeinden sind auf diese entsprechend der Fläche zu verteilen, welche die jeweilige Gemeinde im Radius der zehnfachen Gesamthöhe der Anlage aufweist, ins Verhältnis gesetzt zur Gesamtfläche dieses Radius.*

*(4) Der Anlagenbetreiber hat derartige Maßnahmen zur Stärkung der regionalen Wertschöpfung seiner Windenergieanlagen ab dem ersten Betriebsjahr durchzuführen. Er hat dabei vorbehaltlich Absatz (5) in geeigneter Weise die Standortgemeinde sowie die angrenzenden Gemeinden in seine Entscheidungsfindung zur Festlegung der jeweiligen Maßnahme zur Stärkung der regionalen Wertschöpfung seiner Windenergieanlagen einzubeziehen. Er hat zudem mindestens eine Öffentlichkeitsveranstaltung pro Vorhaben für die Gemeindebürger dieser Gemeinde durchzuführen, bei der er die in Betracht kommenden Maßnahmen zur Stärkung der regionalen Wertschöpfung seiner Windenergieanlagen zur Diskussion stellt.*

*(5) Die Länder können bestimmen, dass für die Verteilung der Mittel nach Absatz (1) auf die verschiedenen Maßnahmen nach Absatz (2) das Einvernehmen der jeweiligen Gemeinden einzuholen ist. Dabei ist vorzusehen, dass sich das Einvernehmen der jeweiligen Gemeinde nur auf die Verteilung des ihr nach Absatz (2) Nr. 2 zustehenden Mittelvolumens zu beziehen hat.*

*(6) Der Anlagenbetreiber muss der Bundesnetzagentur auf Verlangen geeignete Nachweise zur Überprüfung der Umsetzung seiner Verpflichtung gemäß Absatz (4) Satz 1 vorlegen.*

§ 36 Absatz 3 Nr. 1 EEG 2017 wird wie folgt geändert: Das Wort „und“ am Ende wird gestrichen.

§ 36 Absatz 3 Nr. 2 EEG 2017 wird am Ende durch das Wort „und“ ergänzt. Das Satzzeichen „.“ wird gestrichen.

§ 36 Absatz 3 EEG 2017 wird um folgende Nummer 3 ergänzt: „eine Verpflichtungserklärung nach § 36 a Absatz 1 Satz 1 und 2.“

Der bisherige § 36a wird § 36b usw. einschließlich der redaktionellen Änderungen.

### **21.2.2 Vorschlag zur Unterstützung der direkten Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern und Kommunen an Windenergieanlagen an Land („Listenmodell“)**

Die Bundesregierung hat im EEG 2017 die sogenannte Bürgerenergiegesellschaft eingeführt. Der BWE hält jedoch die Definition der Bürgerenergiegesellschaft im EEG 2017 nicht für hinreichend geeignet, um eine tatsächliche Beteiligung der Anwohner vor Ort zu steigern. Eine Überarbeitung findet im Entwurf des EEG 2021 nicht statt, weshalb der BWE daher ein anderes Modell unter Anpassung des § 36g EEG 2021 RefE vorschlägt.

Das Modell lehnt sich bzgl. der Fördersystematik an die bestehenden Regelungen zu Pilot-Windenergieanlagen an. Eine pro Jahr beschränkte Anzahl nachfolgend beschriebener Bürgerenergiegesellschaften (BEG) kann die Aufnahme in eine jährlich neu erstellte Liste von Bürgerenergieprojekten beantragen. Dafür muss sie die modifizierten BEG-Kriterien (s. u.) erfüllen und bereits eine BImSchG-Genehmigung vorlegen können. Die Eintragung erfolgt nach dem „Windhund-Prinzip“. Gehört die jeweilige BEG zu den ersten, die eine Aufnahme bis zur Erreichung der jährlichen Obergrenze beantragt haben, erhält sie eine aus den letzten drei Ausschreibungsrunden ermittelte Stromvergütung. Damit ermöglicht dieses Listenmodell einer beschränkten Anzahl von BEG pro Jahr nach Erhalt der BImSchG-Genehmigung eine gesicherte und bekannte Vergütung zu erhalten.

Das Modell erfüllt auch bereits die Voraussetzungen der überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU zur Förderung sog. Renewable Energy Communities (Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften). Die dort definierten Projekte können u. a. ohne Ausschreibung gefördert werden, wenn sie eine bestimmte Größe nicht überschreiten. Der vorliegende Vorschlag greift diese aktuelle Richtlinie der EU auf.

Vorrangiges Ziel des Listenmodells 2.0<sup>21</sup> für Bürgerenergiegesellschaften ist das Erreichen eines Höchstmaßes an lokaler und kommunaler Wertschöpfung sowie bürgerlicher Projektbeteiligung durch Fördersicherheit für BEG-Projekte mit BImSchG-Genehmigung in einem beschränkten Volumen.

#### **§ 36g EEG sollte entsprechend angepasst werden.**

---

<sup>21</sup> Die genaue Regelung ist zu finden unter [https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20202502\\_Aktionsplan\\_Teilhabe\\_Final.pdf](https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20202502_Aktionsplan_Teilhabe_Final.pdf)

## **22 § 51 – Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen (Artikel 1 Nummer 80)**

Nach § 51 Absatz 1 EEG 2021 RefE verringert sich der anzulegende Wert auf null für den gesamten Zeitraum, in dem der Spotmarktpreis – wie in § 3 Nummer 42a definiert – in mindestens 15 aufeinanderfolgenden Minuten negativ ist. Damit würde die bestehende sogenannte „6-Stunden-Regel“ nach § 51 Absatz 1 EEG 2017 in der Praxis zu einer „15-Minuten-Regel“ gekürzt.

### **22.1 Bewertung der Neuregelung**

Der BWE begrüßt, dass der Gesetzgeber die Problematik der zunehmenden Anzahl an Stunden mit negativen Strompreisen und die damit verbundenen Herausforderungen für Betrieb und Ausbau erkannt hat, und Handlungsbedarf sieht.

#### **Eine Verkürzung des Zeitraums auf 15 Minuten wäre jedoch ein Schritt in die falsche Richtung.**

Die bisherige 6-Stunden-Regel hat ihre gewünschte Wirkung verfehlt und gefährdet die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs bereits erheblich. Darüber hinaus würde die Risikobetrachtung im Rahmen der Finanzierung von dringend benötigten Projekten stark negativ beeinträchtigt. Beispielberechnungen zeigen, dass die Neuregelung letztlich zu einem Anstieg aller Gebotspreise für Windenergieanlagen um mehr als 0,3ct pro kWh führen könnte, falls die Anlagenbetreiber den Umsatzverlust kompensieren wollten. Bei gleichbleibender Vergütung für neue Windenergieanlagen würde dies zu einem wirtschaftlichen Schaden von ca. 100.000 Euro pro MW installierter Leistung führen.

Die Direktvermarktung hat diese Herausforderung nicht lösen können, da das Auftreten von negativen Strompreisen bei gegenwärtigem Marktdesign durch zu viele Faktoren beeinflusst wird, die sich der Kenntnis oder dem Einflussbereich der relevanten Akteure entziehen. Prognosen zum Eintreffen negativer Preise sind zwar verlässlich, die Dauer von Phasen mit negativen Strompreisen allerdings nur schwer abschätzbar. Dies erschwert es den Marktteilnehmern, eine angebrachte Reaktion zu finden.

In den vergangenen Jahren haben die Zeiten, in denen der Preis für Strom am Strommarkt für mehr als 6 Stunden unter 0 Cent/kWh liegt, stetig zugenommen und damit die Zeiten, in denen Anlagenbetreiber keine Vergütung erhalten.

**Die im RefE geplante Regelung, wonach die Förderung durch Zahlung der Marktprämie im EEG 2021 bereits nach 15 Minuten eingestellt würde, könnte diesen Trend erheblich verschärfen.**

**Das genaue Ausmaß der Folgen für die Betreiber von erneuerbaren Energien sowie die restlichen Marktakteure ist nicht zuverlässig abschätzbar. Deshalb sind Experimente mit unbekanntem Ausgang als spekulative Wette auf die Zukunft nicht zu rechtfertigen. Sie hemmt den Ausbau der Windenergie und unterbindet, dass ein verfügbares Maximum an CO<sub>2</sub>-freiem Strom in das System eingespeist werden kann.**

Die Nutzung erneuerbarer Energien bleibt damit unnötigerweise hinter ihrem eigentlich Potential zurück und das Erreichen gesamtgesellschaftlich getragener Klimaziele wird verhindert.

**Der BWE fordert daher die vollständige Streichung des § 51 im EEG, um die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs sowie die Finanzierung von Projekten nicht zu gefährden und dringend benötigten Grünstrom nicht für andere Herausforderungen im Strommarktdesign in die Haftung zu nehmen.**

Gleichzeitig erkennt der BWE an, dass eine mögliche Streichung des § 51 gegenwärtig durch europäische Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen gehindert wird. Bis auf europäischer Ebene eine Lösung gefunden ist, welche fossile Erzeugungskapazitäten in die Verantwortung für negative Strompreise nimmt und damit gleiche Ausgangsvoraussetzungen schafft, kann der BWE maximal mit einer Beibehaltung der 6-Stunden-Regel als modus vivendi hinnehmen.

Um negativen Strompreisen auch langfristig vorzubeugen, regt der BWE eine Flexibilisierung von fossilen Erzeugungskapazitäten an. Diese speisen aktuell in Stunden negativer Preise oftmals über Must-Run-Kapazitäten hinaus in das Netz ein und verdrängen unnötigerweise erneuerbare Energien aus Markt. Darüber hinaus könnte durch eine Reform von Abgaben und Umlagen ein Rahmen für die anderweitige Nutzung von Grünstrom geschaffen und der Markt somit entlastet werden. Es ist nicht nachvollziehbar, warum Grünstrom aus temporär ungeforderten Anlagen in betreffenden Zeiträumen nicht abgaben- und umlagenfrei standortnah zwischengespeichert oder in andere Energieträger umgewandelt werden kann, um das Potential der installierten Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien vollständig nutzen zu können.

## **22.2 Bestandsanlagen und Neuanlagen an einem Netzverknüpfungspunkt**

Da Bestandsanlagen in § 100 Abs. 2 Nummer 13 von der neuen Regelung nicht betroffen sind, führt dies zu weiteren Problemen. Bisherige Windparkkonstellationen bzw. die einzelnen Windenergieanlagen eines Windparks werden oft zusammen über eine technische Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung durch den Direktvermarkter geregelt. So ist es auch in dem neuen § 9 und 10b vorgesehen.

Neuanlagen haben nach der vorgeschlagenen Regelung des § 51 keinen Anspruch auf Marktprämie nach bereits 15 Minuten negativer Preise und würden, so das Ziel, abgeschaltet. Die Bestandsanlagen am gleichen Netzverknüpfungspunkt sind erst nach 6 Stunden betroffen und dürften bei vollem Anspruch auf die Marktprämie einspeisen. Da eine getrennte Regelung und Abrechnung oft nur sehr schwer umsetzbar ist, könnten die Neuanlagen zwar weiterhin einspeisen, dann aber ohne Marktprämienanspruch. Dies ist nicht unwahrscheinlich, da eine Abschaltung von Anlagen bei nur sehr geringen negativen Preisen mit Kosten und Risiken verbunden ist, die in die Bewertung, ob eine Abschaltung sinnvoll ist, einbezogen werden. Allerdings müssten dann diese Mengen in einem anderen Bilanzkreis bilanziert werden, da ansonsten der MP-Bilanzkreis, in welchen die Bestandsanlagen weiter einspeisen, verschmutzt wird und den Marktprämienanspruch verliere (vgl. Ausführungen zu § 24 Absatz 3 oben). Eine Trennung der Marktlokationen in Tranchen nur für diese nicht genau vorauszu sehenden negativen Zeitscheiben ist nicht sinnvoll möglich.

Insgesamt würden hohe Kosten für neue technische Einrichtungen für Bestandsanlagen notwendig werden, die oft nur noch wenige Jahre oder gar Monate betreiben werden. Bei Direktvermarktern, Anlagenbetreibern und Netzbetreiber ist der administrative Aufwand kaum zu überblicken.

Auch dies zeigt, dass die im Entwurf vorgeschlagenen Änderungen des § 51 zu weit gehen und die Folgen nicht in Gänze absehbar sind. Daher raten wir dringend von dieser Neuregelung ab.

**Zumindest aber sollte eine Aufteilung der Mengen nach § 24 Absatz 3 EEG 2017 bei Bestands- und Neuanlagen an einem Netzverknüpfungspunkt auch im Rahmen des § 51 ermöglicht werden.**

### **22.3 Zusätzliche Einführung von regionalen Flexibilitätsmärkten**

Der BWE fordert zusätzlich die Einführung von regionalen Flexibilitätsmärkten auf Grundlage der Projekte und Erfahrungen aus dem SINTEG-Programm. Sie sind Grundlage für die Sektorenkopplung und das entscheidende Instrument für die Bewirtschaftung bei negativen Preisen.

Preisschwankungen setzen grundsätzlich Anreize für flexibles Verhalten. Falsch ist es aus klimapolitischer Sicht aber, diese Preisschwankungen durch eine geringere Erzeugung erneuerbarer Energien anzugleichen. Vielmehr muss der Markt fit gemacht werden für die geänderte Erzeugungsstruktur.

Anzusetzen ist stattdessen an der eigentlichen Ursache des ineffektiven Preissignals. Das Anwachsen der Stunden mit negativen Preisen über die letzten Jahre zeigt deutlich, dass der Markt derzeit nicht in der Lage ist, auf starke Erzeugungsschwankungen – wie sie bei einer maßgeblich witterungsabhängig geprägten Erzeugungsstruktur inhärent sind – angemessen zu reagieren.

**Der BWE fordert daher, erst nach Einführung von Flexibilitätsmärkten oder einer Flexibilisierung der SIP die Absenkung der Förderung bei negativen Preisen umzusetzen.**

Konkret schlagen wir vor, folgenden Absatz 5 in § 51 EEG anzufügen:

*„(1) Wenn der Spotmarktpreis in mindestens 15 aufeinanderfolgenden Minuten negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert für den gesamten Zeitraum, in dem der Spotmarktpreis ohne Unterbrechung negativ ist, auf null.*

*[...]*

***(5) Strom, für den im Sinne von Absatz (1) die Marktprämie null beträgt, ist von der EEG Umlage, der KWK Umlage, der Umlage nach §19 StromNev, der Offshore-Haftungsumlage, der Umlage für abschaltbare Lasten sowie der Strom- und Umsatzsteuer befreit und kann in Anlagen die sich in räumlicher Nähe befinden verwendet und umgewandelt werden.“***

## **23 § 97 – Erfahrungsbericht (Artikel 1 Nummer 122)**

Die Bundesregierung schlägt mit diesem §97 einen detaillierten Erfahrungsbericht wie in jedem EEG bisher auch vor. Neu ist allerdings, dass die Ziele des Gesetzes und insbesondere die Grundlage der Berechnungen der Ziele und Korridore zwei Jahre nach Inkrafttreten überprüft werden sollen. Der BWE begrüßt diese Überprüfung grundsätzlich, regt zusätzlich an, dass die Überprüfung kontinuierlich mit dem Inkrafttreten des Gesetzes aufgenommen wird. Die Ziele des EEG sind ein wichtiger Baustein der Energiewende, weshalb Ihre Erreichung ständig überprüft werden muss.

Der Ansatz in 2027 einen neuen Entwurf eines Gesetzes auch zu einem Redesign des Strommarktes vorzulegen, ist deutlich zu spät. In 2015 wurde der sogenannte [Energy Only Mark 2.0](#) diskutiert und eingeführt. Seitdem hat sich die Energieversorgung Deutschlands schon wieder sehr stark verändert, weshalb wir uns wieder Gedanken über neue Weichenstellung machen müssen. Dies darf aber nicht erst in

sechs bis sieben Jahren passieren, sondern muss jetzt vonstattengehen. Nicht nur die Entwicklung der Strompreise am Spotmarkt zeigen hier dringenden Handlungsbedarf.

## **24 Neuer § 99 – Berichte der Länder (Artikel 1 Nummer 123)**

Der BWE begrüßt ausdrücklich die im neuen §99 EEG RefE vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vorgeschlagenen Bericht der Länder. Wie an vorangegangenen Stellen schon erwähnt, sollte den Berichten auch ein Gremium zugeordnet werden, das die Berichtspflicht begleitet und den Ländern Hilfestellung gibt, bei der Erarbeitung und Fortführung der Berichte. Nur so kann die Energiewende mit den vorliegenden Daten weiterentwickelt und Problemlösungen frühzeitig erkannt und besprochen werden. Außerdem wird auf die Ausführungen zu §1 EEG 2021 RefE verwiesen.

Die Tiefe der Anforderungen an die Länder ist in den Augen des BWE richtig, um die Möglichkeit einer Vergleichbarkeit der Berichte herstellen zu können. Die Berichte sollten zusätzlich zu den bisher erwähnten Punkten Perspektiven für Repowering auf Bestandsflächenbeinhalten.

## **25 § 100 – Allgemeine Übergangsbestimmungen (Artikel 1 Nummer 124)**

### **25.1 Rückwirkung erforderlich im Zusammenhang mit § 36e**

Der BWE regt an, dass § 36 e Absatz 2 EEG 2021 RefE ebenfalls für die Bestandsanlagen nach § 100 Absatz 1 angewandt wird.

Ferner halten wir es für zielführend, wenn der geplante § 55 Absatz 5a (Verlängerung der Pönalefrits bei Fristverlängerung nach § 36e) ebenfalls auf Bestandanlagen nach Absatz 1 anzuwenden ist.

### **25.2 Absatz 4 - Technische Nachrüstung für Bestandsanlagen**

Der BWE begrüßt, dass § 100 Absatz 4 Satz 2 gemäß Satz 3 rückwirkend anzuwenden ist. Damit werden u.a. die Auswirkungen des Urteils des Bundesgerichtshofs (BGH) vom 14. Januar 2020 (Az. XIII ZR 5/19) geheilt. Diese besagte, dass nur eine stufenweise Abschaltung den Anforderungen nach § 6 Absatz 1 und Absatz 2 EEG 2012 genüge und stand damit im Konflikt mit dem Vertrauensschutz der Rechtsanwender. Hier und durch § 9 Abs. 1 Nr. 2 wurde nun rechtliche Klarheit geschaffen.

Problematisch an der jetzigen Formulierung ist allerdings der Zeitraum ab der Einbaupflicht (also Erklärung der technischen Möglichkeit +5 Jahre). Denn ab dann würde das BGH-Urteil für Bestandsanlagen wieder gelten, da die Ausnahme, die eine vollständige Abschaltung ausreichen lässt, dann nicht mehr gelten würde.

Entsprechend der Ausführungen in §§ 9,10 sind auch hier die Übergangsvorschriften zu Bestandsanlagen, die technisch nur vollständig abgeschaltet werden können zu ergänzen.



## Änderungsvorschlag BWE:

*„(...) Soweit Anlagenbetreiber oder Betreiber von KWK-Anlagen nach der für ihre Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes verpflichtet sind, ihre Anlage mit technischen Einrichtungen auszustatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeisungsleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann, muss die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung ab dem Einbau eines intelligenten Messsystems, spätestens aber fünf Jahre nach der Bekanntgabe nach Satz 1 über ein intelligentes Messsystem erfolgen. **Die Pflicht zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeisungsleistung über das intelligente Messsystem ist erfüllt, wenn der Netzbetreiber die Anlage bei Netzüberlastung vollständig abschalten und, sofern die technische Möglichkeit besteht, die Einspeisungsleistung stufenweise reduzieren kann.** Bis zu dem in Satz 2 genannten Zeitpunkt gilt bei diesen Anlagen und KWK-Anlagen die Pflicht auch als erfüllt, wenn die technischen Einrichtungen nur dazu geeignet sind, ...“ Die Verweise in Satz 3 und 4 sind dann noch anzupassen.“*

Zudem schlägt der BWE für die Übergangsregelung folgende Ergänzung in § 100 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2021 RefE vor:

*„(...) **Wenn die technische Möglichkeit zu stufenweisen Regelung der Einspeiseleistung nicht besteht, gilt die Pflicht nach § 10b Absatz 1 Satz 1 auch als erfüllt, wenn ein Direktvermarktungsunternehmen oder eine andere Person, an die der Strom veräußert wird, die Anlage komplett abschalten kann.**“*

## Darüberhinausgehender Regelungs- und Änderungsbedarf

Nachfolgend erläutert der BWE weiteren Regelungs- und Änderungsbedarf am EEG, der sich so bisher nicht im RefE wiederfindet.

### EEG-Umlage

#### 26 EEG-Umlage / EEG-Konto Grundsatzfrage

Erneuerbare Energien sind dank effizienter und effektiver Instrumente wie dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) heute wettbewerbsfähig, allen voran Onshore-Wind und Photovoltaik. Aber auch alle anderen Erneuerbaren Technologien haben unvergleichliche Kostendegressionen erfahren, ganz anders als fossile und atomare Energien, welche die Volkswirtschaft dauerhaft belasten. Noch nie waren die an der Strombörse zu erzielenden Preise so niedrig wie heute. Dieser Preisverfall an der Strombörse ist der wichtigste Faktor, der eine Steigerung der EEG-Umlage hervorruft. Dadurch ist in den nächsten Monaten ein Defizit im EEG-Konto zu erwarten, weil die Erlöse durch den Verkauf des regenerativen Stroms deutlich abgenommen haben und somit die Differenzkosten für die Erneuerbaren Energien steigen. Der Fehlbetrag auf dem EEG-Konto wird mit der Umlage 2021 wieder ausgeglichen. Wahrscheinlich werden auch die gehandelten Strompreise für das nächste Jahr, die sogenannten Jahres-Future-Strompreise, geringer als im Vorjahr ausfallen. So werden auch die Einnahmen für regenerativen Strom niedriger als in der diesjährigen Umlage liegen und dadurch die Differenzkosten zunehmen. Die Folgen der COVID-19-Pandemie verursachen etwa zwei Drittel des zu erwartenden Anstiegs der EEG-Umlage. Ein Drittel ist auf Entwicklungen zurückzuführen, die auch unabhängig von der Pandemie stattgefunden hätten. So ist ein Teil des Preisverfalls der Energierohstoffpreise bereits vor der Covid-19-Krise erfolgt und hat damit die Grenzkosten der Erdgas- und Kohlekraftwerke gesenkt. Außerdem sind die Windverhältnisse und Sonnenstunden in diesem Jahr überdurchschnittlich ertragreich. Hinzu kommen die in Betrieb genommenen Offshore-Windparks, die häufig mit einer Leistung einspeisen, die fast den verbliebenen Atomkraftwerken entspricht. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien führt so zu der politisch gewollten erhöhten regenerativen Einspeisung, die durch den Merit-Order-Effekt den Börsenstrompreis senkt.

Die Bundesregierung kann eine Erhöhung der EEG-Umlage verhindern: **Die Finanzierung der Industrieprivilegien über den Bundeshaushalt** könnte das EEG-Umlagen-Konto sofort um 5 Milliarden Euro entlasten. Die EEG-Umlage würde damit um 1,5 ct/kWh gesenkt. Eine **Rückführung der Stromsteuer** auf das europarechtlich zulässige Minimum von 0,01 ct/kWh würde den Strompreis um weitere 2 ct/kWh mindern. Aufgrund der sehr geringen Energierohstoffpreise für die Erdgas- und Steinkohlekraftwerke müssten die **CO<sub>2</sub>-Preise sehr deutlich angehoben** werden, um eine Erholung der Börsenstrompreise zu erreichen.

## **27 EEG-Umlage bei nicht aus dem Netz bezogenen, unvermeidbaren, parkinternen Verbräuche zur Stromerzeugung in Windparks**

Der BWE setzt sich schon seit langem dafür ein, dass Stromverbräuche vor dem Netzverknüpfungspunkt in Windparks, die im Anlagenbetrieb unumgänglich sind, nicht mit der EEG-Umlage belastet werden.<sup>22</sup>

Grundsätzlich ist die EEG-Umlage für an Dritte gelieferten Strom sowie für selbst erzeugten und selbst verbrauchten Strom zu bezahlen. Strom ist gemäß § 61a EEG 2017NEU von der EEG-Umlage befreit, wenn der selbst erzeugte Strom in der Stromerzeugungsanlage oder in den Neben- und Hilfsanlagen zur Erzeugung von Strom im technischen Sinne verbraucht wird (Kraftwerkseigenverbrauch).

Liegen die Voraussetzungen einer Eigenversorgung im Sinne des EEG vor, reduziert sich die zu zahlende EEG-Umlage bei EE-Anlagen wie WEA auf 40%. Unter bestimmten Voraussetzungen, z. B. bei Bestandsanlagen, entfällt die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage unter bestimmten Voraussetzungen sogar vollständig. Im Falle einer Lieferung von Strom an Dritte ist hingegen immer die volle EEG-Umlage zu zahlen.

**In Windparks gibt es verschiedene Konstellationen mit EEG-Umlage-Relevanz, wobei es sich hierbei stets um Stromflüsse außerhalb des Netzes der allgemeinen Versorgung handelt, die ausschließlich beim Betrieb von Windparks mit dem Zweck der Stromerzeugung entstehen.**

### **27.1 Eigenversorgung/Kraftwerkseigenverbrauch zwischen mehreren WEA eines Betreibers vor dem Netzverknüpfungspunkt**

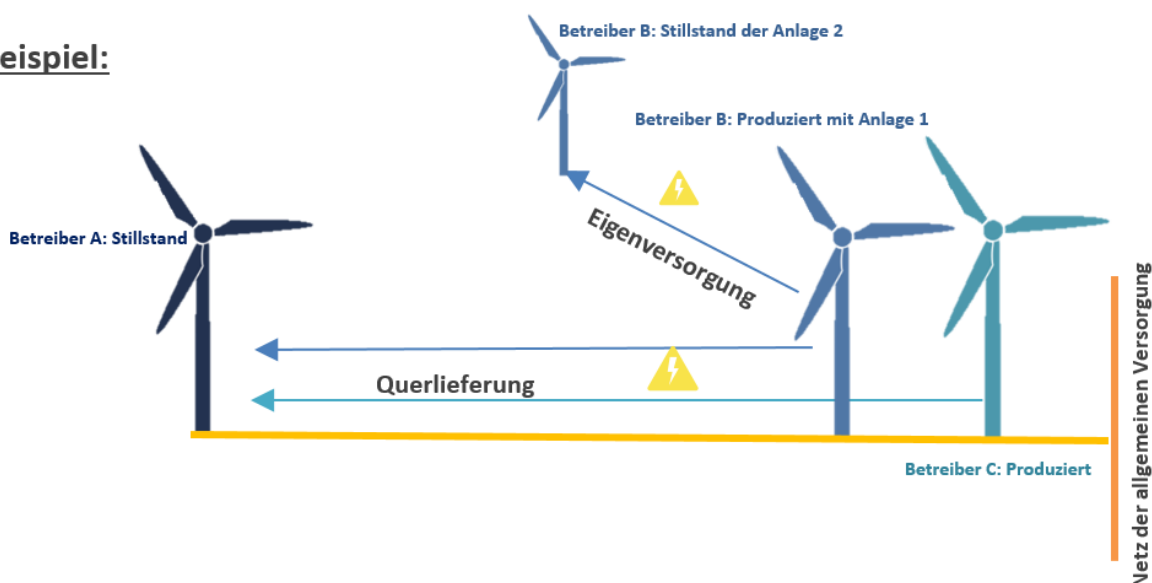
Wichtig für die vorliegende Stellungnahme ist zunächst die Konstellation, in der sich Windenergieanlagen in einem Windpark (eines Betreibers) in bestimmten Situationen mit (selbst erzeugtem) Strom „versorgen“.

Grundsätzlich versorgt jede Anlage sich selbst mit dem Strom, den sie zum Betrieb benötigt, während sie Strom produziert (Kraftwerkseigenverbrauch, § 61a Nr. 1 EEG). Wenn die Anlage jedoch steht und ihre Betriebsbereitschaft aufrechterhält, benötigt sie Bezugsstrom. Dieser kommt aus dem Netz oder aber – in aller Regel in geringerem Umfang und technisch unvermeidlich – von einer anderen WEA im Park, die gerade Strom produziert, der in der parkinternen Leitungsinfrastruktur „zirkuliert“. Es gibt Konstellationen, in denen lediglich eine (oder mehrere) Anlage(n) stillstehen und die übrigen Anlagen im Park Strom produzieren (z. B. Wartung, verschiedene Einschaltsschwellen, EinsMan, Abschaltungen wg. Schattenwurf etc.). Auch im Betrieb lässt sich aufgrund der physikalischen Fließeigenschaften elektrischer Energie nicht vermeiden, dass kleinere Anteile des in einer Anlage erzeugten Stroms „auf dem Weg zur Netzeinspeisung“ durch eine der benachbarten Windenergieanlagen bezogen werden.

---

<sup>22</sup> vgl. Stellungnahme zum Eckpunktepapier BMWi: Abgrenzung selbstverbrauchte und weitergeleitete Strommengen (05/2018); Stellungnahme zum sog. Energiesammelgesetz (11/2018); Schreiben an das BMWi im Rahmen des Runden Tisches zu dem Thema vom 28.08.2019; Hintergrundpapiere Messen und Schätzen bei Drittbelieferung und bei Eigenversorgung (2019) sowie BWE Informationspapier Meldepflichten Stromsteuer und EEG-Umlage (12/2018)

### Beispiel:



Quelle: eigene Darstellung des BWE

Die enge Auslegung des Begriffs „Stromerzeugungsanlage“<sup>23</sup>, die immer nur den Verbrauch in derselben Einheit (Generator) als Kraftwerkseigenverbrauch gelten lässt, führt dazu, dass ein Anteil des parkintern zur Stromerzeugung verbrauchten Stroms als „echter“ Kraftwerkseigenverbrauch nach § 61a Nr. 1 EEG 2017 komplett befreit ist und ein anderer Anteil (der im Park „herumfließende“ und in anderen Stromerzeugungseinheiten verbrauchte Anteil) je nach Fallgruppe mit bis zu 40 Prozent (ein Betreiber = Eigenversorgung) oder 100 Prozent (mehrere Betreiber = Drittbelieferung, vgl. nachfolgend) mit der EEG-Umlage belastet wäre – obgleich der gesamte Strom der Stromerzeugung dient und auch de facto in exakt derselben Weise in denselben technischen Komponenten etc. verbraucht wird (nur eben in unterschiedlichen Einheiten).

**Das bedeutet, dass der Anlagenbetreiber alle Stromflüsse im Windpark erfassen und die unterschiedlich belasteten Strommengen abgrenzen müsste (§ 62b EEG 2017NEU), was einen unverhältnismäßigen Aufwand verursacht.**

## **27.2 Querlieferungen in Pooling-Parks und Anschluss mehrerer Windparks über einen Netzverknüpfungspunkt**

In Pooling-Windparks werden mehrere Anlagen von verschiedenen juristischen Personen betrieben, welche die Infrastruktur des Windparks gemeinsam nutzen (meist über eine gemeinsame Infrastrukturgesellschaft). Alle Anlagen sind am gleichen Netzverknüpfungspunkt angebunden und die Betreiber rechnen gemeinsam gegenüber dem Netzbetreiber ab, wie es in § 24 Absatz 3 EEG 2017 (und den entsprechenden Vorgängerregelungen) vorgesehen ist, der zu Zwecken der EEG-Förderung nur eine Messeinrichtung am Netzverknüpfungspunkt fordert.

Mehrere Anlagen werden häufig von verschiedenen juristischen Personen betrieben, weil die Entwicklung, Finanzierung und der Betrieb von Windenergieanlagen in einer Region regelmäßig von verschiedenen

<sup>23</sup> § 3 Nr. 43b EEG

Akteuren zu verschiedenen Zeitpunkten durchgeführt werden. Gleichzeitig ist es volks- und betriebswirtschaftlich sowie zur Vermeidung überflüssiger Parallel-Infrastrukturen aber in vielen Fällen sinnvoll, dass mehrere Windparks sich einen Netzanschluss, etwa über ein gemeinsam genutztes Umspannwerk, „teilen“. Wenn in einer Region beispielsweise drei Windpark-Projekte unterschiedlicher Größe von verschiedenen Akteuren bzw. Akteursgruppen parallel geplant werden, kann ein „Pooling“ dieser drei Projekte an einem Netzanschlusspunkt die technisch sowie volkswirtschaftlich beste Lösung sein.

Gerade in Regionen, in denen es eine starke Bürgerwindbewegung gab und gibt und gibt, können häufig auch sehr kleinteilige Betreiberstrukturen vorliegen, in denen Bürgergesellschaften einzelne Anlagen betreiben, die mit Einzelanlagen anderer Bürgergesellschaften gemeinsam ans Netz angeschlossen sind o. ä. Auch können Unternehmens- und Investitionsstrukturen zu einer Verteilung eines Gesamtprojekts auf verschiedene Projektgesellschaften führen: Es ist selten, dass nur ein SPV (*Special Purpose Vehicle*) des gleichen Konzernverbundes ein so großes Investitionsvolumen aufbringt.

All dies führt dazu, dass in der Praxis sehr häufig „gepoolte“ Anschlusssituationen mehrerer Betreiber vorliegen. Auch aus dem Umstand des schleppenden Netzausbaus schließen häufig mehrere Betreiber an einem gemeinsamen, selbst errichteten und finanzierten, Umspannwerk an. Es handelt sich bei alledem um langjährig gewachsene Strukturen, die nicht zum Zweck irgendwelcher Vergütungsoptimierungen o. ä. errichtet wurden, sondern aus den technischen und organisatorischen Erfordernissen vor Ort.

Werden diese Querlieferungen als normale Drittlieferung eingestuft, fällt 100 Prozent EEG-Umlage an, obwohl der Strom im Sinne des Kraftwerkseigenverbrauchs (§ 61a Nr. 1 EEG 2017NEU) zur Erzeugung von Strom im technischen Sinne verbraucht wird.

Der Anlagenbetreiber oder Betreiberpool bräuchte dann also – um die Privilegierung für den „echten“ Kraftwerkseigenverbrauch nicht zu gefährden – wiederum ein abgrenzendes Messkonzept sowie den Einbau von Zählern zur Erfassung der Strommengen nach § 62b EEG 2017NEU, was einen enormen administrativen und vor allem finanziellen Aufwand mit sich bringt.

Gleiches gilt für die Situation, in der mehrere Windparks über ein Umspannwerk (UW) in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen, das UW von einem Dritten (Betreibergesellschaft) betrieben wird und die Windparks sich aufgrund der technischen Stromflüsse zum Einspeisepunkt untereinander und auch das UW mit Strom „beliefern“.

### **27.3 Geringe Stromverbräuche durch Dritte im Rahmen des Anlagenbetriebs**

Stromverbräuche durch Dritte im Rahmen des Anlagenbetriebs, z. B. Stromverbrauch von Wartungsfirmen, waren bisher nicht gesondert geregelt und daher als Drittverbräuche und damit grundsätzlich als EEG-Umlage-pflichtig einzustufen. Eine gesonderte Abrechnung und Abführung der EEG-Umlage ist in diesem Fall jedoch nicht angemessen und messtechnisch nur schwer erfassbar, da es sich um sehr geringe Mengen handelt und diese zusätzlich dem jeweiligen liefernden Anlagenbetrieb zugerechnet werden müssten. Daher wurde zumindest in sog. „*Bagatellsachverhalten*“ eine Zuordnung dieser Strommengen zur Eigenversorgung des Betreibers geregelt (§ 62a EEG 2017NEU).

**Dies ist bei Pooling-Windparks mit verschiedenen Betreibergesellschaften aber nicht hilfreich.**

Denn im Rahmen der Bagatellsachverhalte ist bereits dann nicht mehr von Eigenversorgung auszugehen, wenn der von dem Serviceunternehmen verbrauchte Strom nicht von einer Anlage stammt, von deren Betreiber der Service beauftragt wurde, sondern von einer Nachbaranlage, die von einer anderen Person betrieben wird. Es ist aber Voraussetzung des § 62a EEG 2017NEU, dass derjenige, der den Dritten beauftragt, und derjenige, der dem Dritten den Strom zur Verfügung stellt, personenidentisch sind.

In Pooling-Parks kann also keine Zurechnung zur Eigenversorgung erfolgen und damit kein Bagatellsachverhalten angenommen werden, da es bereits an der Personenidentität des den Strom liefernden Betreibers und des den Dritten beauftragenden Betreibers fehlt (§ 62a EEG 2017NEU).

**Hier müsste also grundsätzlich eine mess- oder zumindest schätzweise Abgrenzung erfolgen, sofern dieses Problem nicht durch eine entsprechende Anpassung der Regelungen aufgelöst wird.**

## **27.4 Bewertung der aktuellen Rechtslage und Gründe für den BWE-Änderungsvorschlag**

### **27.4.1 Grundsätzlich**

Der im Windpark erzeugte Strom wird zur Stromerzeugung genutzt. Es ist keine Lieferkonstellation oder Eigenversorgungskonstellation im klassischen Sinne gegeben. Im weiteren Sinne handelt es sich um Kraftwerkseigenverbrauch, der nach gesetzgeberischem Willen nicht mit der EEG-Umlage belastet sein soll. Zweck des Windparks ist die Stromproduktion zur Einspeisung und nicht die „Belieferung“ zwischen den WEA. Die „Belieferung“ zwischen den WEA ist physikalisch und technisch nicht vermeidbar. Parkkonfigurationen mit nur einem Zähler am Netzverknüpfungspunkt wurden so gewählt, da der Gesetzgeber das über § 24 Absatz 3 EEG so vorgesehen hat und dies wirtschaftlich auch sinnvoll ist. Eine Abrechnung der Einspeisevergütung war auch immer unproblematisch über die Referenzerträge/Leistung möglich.

### **27.4.2 Unverhältnismäßiger Aufwand**

**Sehr geringen Strommengen, die lediglich dazu dienen, die Stromerzeugung innerhalb des Windparks zu ermöglichen, stehen unverhältnismäßige Kosten und sehr großer administrativer Aufwand gegenüber.**

Es bestünde ein unverhältnismäßiger administrativer Aufwand und Kostenaufwand bei mess- und eichrechtskonformer Erfassung nach § 62b EEG 2017NEU.

Die einmalige Zählerinstallation kostet bis zu 30.000 Euro pro Anlage (Zähler, Neuverkabelung der Wandler etc.) Die Spanne ist hier so groß, weil teilweise größere Umbauten erforderlich sind. Die Installation von Zählern ist nicht mit dem schlichten „Einbau“ eines Zählers erledigt. Häufig müssen die Wandler in den Anlagen angepasst werden, neue Verkabelungen erfolgen und/oder die Datenschnittstellen angepasst werden. Der Einbau von neuen geeichten Messeinrichtungen ist – gerade im Anlagenbestand – ein reeller baulicher Eingriff in die Anlage und deren Anlagentechnik. Daher werden häufig die Hersteller mit dem Umbau beauftragt. Hinzu kommen ggf. weitere fortlaufende Kosten für die Beauftragung eines

wettbewerblichen Messstellenbetreibers. Dies kann insbesondere in solchen Fällen mit Querlieferungen zwischen mehreren Betreibern erforderlich bzw. zweckmäßig sein, in denen komplexe Mess- und Abrechnungskonzepte mit Vorrang- bzw. Nachrangregelungen erarbeitet und viertelstündlich aufgelöste Messreihen ausgewertet, verformelt und zu konkreten Messwerten aufbereitet werden müssen.

Die für eine Anlage anfallende EEG-Umlage ist abhängig von der Parkkonstellation, also der Frage auf wieviel der Querlieferungen 0%, 40% und 100% EEG-Umlage anfällt und wie häufig die Anlagen überhaupt einzeln stillstehen (zur Erinnerung: stehen alle, beziehen sie EEG-Umlage-belasteten Strom aus dem Netz).

Hinzu kommt, dass bei älteren WEA die Nachrüstung mit Messeinrichtungen teils baulich unmöglich ist, da hier schlicht kein Platz für die Zählertechnik ist.

Im Ergebnis würden sicherlich viele Betreiber sogar noch eher den Weg wählen, die gesamte parkintern verbrauchte Strommenge mit der EEG-Umlage in entsprechender Höhe zu belasten (§ 62b Abs. 2 Nr. 1 EEG), anstatt ein komplexes Messkonzept zu installieren. Problem hierbei ist, dass Messeinrichtungen trotzdem zur Erfassung der Strommengen installiert werden müssten.<sup>24</sup>

Im Übrigen wäre selbst durch eine Zählernachrüstung an jeder Anlage nicht die Erfassung des gesamten erzeugten und damit potenziell umlagepflichtigen Stroms möglich, weil dann immer noch nicht erfasst würde, wie viel Strom zwischen den Generatorenklemmen und dem Zähler in der Anlage verlorengelht, also in den Anlagenkomponenten selbst. Wenn jetzt wieder differenziert werden müsste, welche Komponente Strom zur Erzeugung von Strom im technischen Sinn verbraucht (Kraftwerkseigenverbrauch) und welche nicht (bis zu 40% EEG-Umlage belastet), wären streng genommen sogar anlageninterne Zähler an den einzelnen Komponenten erforderlich. Dass diese Situation vollkommen absurd und so vom Gesetzgeber nicht gewünscht ist, dürfte offensichtlich sein.

### **27.4.3 Stromerzeugungsanlage nach § 3 Nummer 43b EEG zu eng gefasst**

Der enge Begriff der Stromerzeugungsanlage, der sich in § 3 Nummer 43b EEG 2017 wiederfindet, ist für die beschriebenen Fälle des Stromflusses in Windparks vor dem Netzverknüpfungspunkt nicht geeignet. Sicher trifft die enge Ausgestaltung bei Unternehmen zu, die den Strom für ihren Betrieb selbst erzeugen und verbrauchen. Hier als Stromerzeugungsanlage den einzelnen Generator heranzuziehen, ist nachvollziehbar. Bei einem Windpark mit mehreren WEA, die alle miteinander verbunden sind und den Strom gemeinsam am selben Netzverknüpfungspunkt einspeisen, führt diese Betrachtung mit Blick auf die Bewertung der Stromverbräuche allerdings dazu, dass er künstlich als mehrere Stromerzeugungsanlagen angesehen wird.

Pooling-Windparks entsprechen aber vielmehr der Konstellation des § 27a Nr. 2 EEG 2017 (Eigenversorgungsverbot bei Ausschreibungsanlagen), der alle Anlagen am selben Netzverknüpfungspunkt gleichsetzt und klarstellt, dass diese Verbräuche für die EEG-Vergütung bei Ausschreibungsanlagen unschädlich sind. Es ist systemwidrig, bezüglich der EEG-Umlage eine andere Betrachtung als bei § 27a EEG 2017 vorzunehmen. Beide Vorschriften behandeln die Eigenversorgung bzw. den Eigenverbrauch.

Schließlich zeigt auch der Vergleich mit dem Stromsteuerrecht, dass die Befreiung des Kraftwerkseigenverbrauchs unabhängig von einer Personenidentität sinnvoll ist, da sich der Begriff Kraftwerkseigenverbrauch im Wesentlichen am stromsteuerlichen Verständnis orientiert. Gem. Art 14 Abs. (1) a.) der Richtlinie 2003/96/EG befreien die Mitgliedstaaten zur Stromerzeugung verwendeten elektrischen

---

<sup>24</sup> § 62b Absatz 1 Satz 1 EEG2017: „Strommengen, für die die volle oder anteilige EEG-Umlage zu zahlen ist, sind durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen zu erfassen.“

Strom sowie elektrischen Strom, der zur Aufrechterhaltung der Fähigkeit, elektrischen Strom zu erzeugen, verwendet wird. Im Rahmen der Einführung der 40-prozentigen EEG-Umlage-Belastung von Eigenversorgung im EEG 2014 hat der Gesetzgeber in der Gesetzesbegründung zum Kraftwerkseigenverbrauch festgehalten: „Die Definition des Kraftwerkseigenverbrauchs ist angelehnt an die Definition in § 12 Absatz 1 Nummer 1 StromStV. Beide Regelungen sind im Gleichlauf auszulegen.“<sup>25</sup>

Dieser Gedanke findet sich auch in der Befreiung des Kraftwerkseigenverbrauchs wieder. Allerdings ist das EEG hier (unbegründet) strenger, da der Kraftwerkseigenverbrauch zunächst eine Personenidentität (Voraussetzung ist die Eigenversorgung, deren Definition zudem weitere strenge Voraussetzungen enthält) voraussetzt und zusätzlich jede einzelne WEA als eine Stromerzeugungsanlage definiert. Im Stromsteuerrecht kommt es hingegen lediglich darauf an, dass der Strom zur Stromerzeugung eingesetzt wird, damit der Verbrauch von der Stromsteuer befreit wird.

#### **27.4.4 Forderung: Unvermeidliche Querlieferungen in Windparks von EEG-Umlage befreien**

**Aus unserer Sicht sprechen diese Argumente dafür, dass es sich bei den Querlieferungen innerhalb eines Windparks nicht um die vom Gesetzgeber intendierte typische Form der EEG-Umlage-belasteten Stromlieferung handelt.**

Das Geschäftsmodell der Betreibergesellschaften von Windenergieanlagen besteht nämlich gerade nicht in der Stromlieferung zwischen Windenergieanlagen eines Betreibers oder an andere Betreibergesellschaften innerhalb des Windparks. Windenergieanlagen werden nicht deshalb in räumlicher Nähe zueinander gebaut, weil sie sich dadurch gegenseitig mit Strom beliefern können, sondern um Synergieeffekte bei der Nutzung einer gemeinsamen Windparkinfrastruktur, zu der neben der elektrischen Windparkanbindung auch die gemeinsame Nutzung von Wegen gehört, zu ermöglichen. Darüber hinaus geben die Windeignungsgebiete der Regionalplanung die Grenzen vor, in denen Windenergieanlagen errichtet und betrieben werden dürfen. Innerhalb dieser Grenzen sind die Windenergieanlagen „eingepfercht“. Die Nutzung zentraler Netzverknüpfungspunkte, gemeinsam betriebener Umspannwerke etc. ist sowohl technisch als auch volkswirtschaftlich insgesamt sinnvoll. Deshalb ermöglicht § 24 Absatz 3 EEG (sowie entsprechende Vorgängerregelungen) ja auch traditionell, dass mehrere Betreiber gemeinsam einen Netzverknüpfungspunkt haben und dort mit einer einzigen gemeinsamen Messung die förderrelevante Einspeisemenge erfassen. Es ging dem Gesetzgeber mit dieser Regelung gerade darum, volkswirtschaftlich unsinnige Kosten für überbordende Messkonzepte zu vermeiden. Dieses gesetzlich vorgegebene Leitbild haben Wind- und Solarparkbetreiber in ganz Deutschland seit Jahren – gemeinsam mit den Netzbetreibern – entsprechend realisiert, ohne dass dies jemals beanstandet worden wäre. Die Regelungen zur EEG-Umlage konterkarieren dieses gesetzliche Leitbild nun vollends, wenn – obgleich es hier um volkswirtschaftlich ungleich geringere Gesamtbeträge geht als bei der Netzeinspeisung und der dafür abgerechneten EEG-Förderung – aufgrund der korrekten Differenzierung zwischen „echtem“ Kraftwerkseigenverbrauch, 40% EEG-Umlage und 100% EEG-Umlage an jeder Anlage (ggf. mehrere) eben solche nach § 24 Absatz 3 EEG gerade entbehrlichen Zähler nachgerüstet werden und ein hochkomplexes Formelmesskonzept für die Abrechnung benötigt wird.

Wir weisen hierbei nochmal darauf hin: Selbst wenn die größtmögliche Vereinfachung gewählt wird und der gesamte im Windpark verbleibende Strom freiwillig und entgegen dem eigentlichen gesetzgeberischen Willen, zumindest die Eigenversorgungsmengen zu entlasten, freiwillig voll mit der EEG-Umlage belastet

---

<sup>25</sup> BT-Drs: 18/1891, S. 208



würde, wären entsprechende Erzeugungszähler nachzurüsten, da ansonsten die messtechnische Erfassung dieser Strommenge nicht möglich ist (eine schätzweise Erfassung der Strommenge ist bislang nach dem Wortlaut des § 62b EEG 2017NEU nicht vorgesehen).

**Insgesamt handelt es sich bei der Querlieferung aufgrund der durch die Parkverkabelung verursachten physikalischen Gegebenheiten hinter dem Netzverknüpfungspunkt nur um ein nicht zu vermeidendes Nebenprodukt, das bislang auch als solches behandelt worden ist.**

Die EEG-Umlage-Pflicht knüpft an die Lieferung von Strom an. Der Begriff der Stromlieferung zielt jedoch auf eine kommerzielle Verwertung ab (vgl. § 3 Ziffer 20 EEG). Eine Lieferung von Strom im Sinne des EEG ist nach der Rechtsprechung die Handlung, die erforderlich ist, um Pflichten eines Stromlieferungsvertrages zu erfüllen. Zwischen den verschiedenen Betreibergesellschaften, die sich innerhalb eines Windparks mit Strom versorgen, mangelt es regelmäßig an einer schuldrechtlichen Vereinbarung bezüglich dieser Stromlieferung. Dies lässt sich auch daran erkennen, dass die Betreibergesellschaften sich nicht gegenseitig in Regress nehmen können, wenn eine Betreibergesellschaft (z. B. aufgrund eines technischen Defekts) die anderen Betreibergesellschaften nicht mehr mit Strom versorgt.

Das Gesetz behandelt Windparks hier aber wie große Firmenverbunde mit verschiedensten Untermietern und dem zusätzlichen Problem des EEG-Umlage-freien Strombezugs (bei stromkostenintensiven Unternehmen). An einen Windpark werden die gleichen Anforderungen gestellt wie z. B. an ein Unternehmen, das Strom aus dem Netz EEG-Umlage privilegiert bezieht, teils selbst Strom produziert und unzählige Unterfirmen auf dem Gelände mit Strom „weiterbeliefert“ (z. B. die Betreiber von aufgestellten Snack-Automaten). Das ist weder angemessen noch erforderlich.

**Aufgrund der zuvor aufgeführten Argumente müssen die Querlieferungen in Windparks unabhängig von der Betreiberanzahl nach unserem Dafürhalten von der EEG-Umlage befreit sein.**

Dies könnte über die Einstufung als Kraftwerkseigenverbrauch erfolgen, wonach entsprechend dem Sinn des Stromsteuerrechts im Ergebnis also der Strom zur Stromerzeugung EEG-Umlage-privilegiert ist. Problematisch hierbei wäre aber, dass dann Diskussionen zu den einzelnen Verbräuchen in den Anlagen (z. B. Fahrstuhl und Rotorblattheizung) entstehen. Würde man diese einzelnen Verbräuche nicht als Strom zur Stromerzeugung im technischen Sinne einstufen und damit nicht als Stromverbräuche im Sinne des Kraftwerkseigenverbrauchs, müsste am Ende doch wieder (ggf. gar komponentenscharf) gemessen und/oder geschätzt werden.

**Wir halten es daher für sinnvoll, § 27a Nr. 1 und Nr. 2 EEG 2017 als Vorlage für eine sachgerechte Lösung heranzuziehen.** Hier könnte also z. B. auf alle am selben Netzverknüpfungspunkt verbundenen Anlagen und deren Hilfs- und Nebenanlagen abgestellt werden. Es bliebe dabei, dass nur Strom begünstigt würde, der tatsächlich im weiteren Sinne zur Stromerzeugung im Windpark vor dem Netzverknüpfungspunkt genutzt wird. Stromverbräuche „echter“ Drittverbraucher (z. B. Antennenbetreiber, Landwirte o.ä.) blieben voll mit der EEG-Umlage belastet und wären entsprechend zu messen und zu melden. **In systematischer Hinsicht könnte dies als neuer § 61k EEG verankert werden:** Der Verbrauch von Strom aus einer Anlage in anderen Anlagen am selben Netzverknüpfungspunkt bzw. in deren Neben- und Hilfsanlagen sollte von der EEG-Umlage befreit sein.

**Falls eine vollständige Befreiung nicht durchsetzbar ist, sollte zumindest geregelt werden, dass eine mess- und eichrechtskonforme Erfassung nicht erforderlich ist. Denn diese verursacht die beschriebenen unverhältnismäßig hohen Kosten. Genügen sollte die Erfassung in den Anlagen durch die vorhandenen SCADA-Daten. Die Abgrenzung sollte dann immer schätzweise möglich sein. Auch dann ist der administrative Aufwand für die Betreiber noch immer hoch, die harten Kosten sind aber zumindest nicht mehr unverhältnismäßig hoch.**

### **27.5 Klarstellung: Strommindererträge aufgrund von Effizienzverlusten auf dem Weg zum Netzverknüpfungspunkt sind keine EEG-Umlage-belasteten Verbräuche**

Anders als im Stromsteuerrecht, wo die Frage der Stromsteuerbelastung bzw. Steuerbarkeit von Umspann- und Leitungsverlusten höchstrichterlich geklärt ist und mangels Entnahme-/Verbrauchtatbestand verneint wurde, ist diese Frage im Rahmen der EEG-Umlage bisher im EEG nicht ausdrücklich dargestellt. Die damit einhergehende Rechtsunsicherheit sollte durch Klarstellung im Gesetz behoben werden. Es sollte daher klargestellt werden, dass Strommindererträge aufgrund von elektrischen Effizienzverlusten im Betrieb von Anlage zwischen den Spannungsanschlüssen der jeweiligen Anlage und ihrem Netzverknüpfungspunkt keine Lieferungen/Verbräuche und daher auch nicht EEG-Umlage-belastet sind.

**Nach Auffassung des BWE unterliegen erzeugungs-/einspeiseseitige Umspann- und Leitungsverluste grundsätzlich nicht der EEG-Umlage-Pflicht – weder bei Windparks mit nur einem Betreiber noch bei Pooling-Windparks.**

Diese Effizienzverluste sind weder Lieferungen noch Verbräuche im Sinne des EEG. Dies aber ist Voraussetzung für das Entstehen der EEG-Umlage-Belastung.

Eine Stromlieferung durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen liegt vor, wenn der Strom einer anderen natürlichen oder juristischen Person überlassen wird, die den Strom ihrerseits verbraucht.<sup>26</sup> Eine Lieferung im Sinne des EEG ist nach der Rechtsprechung die Handlung, die erforderlich ist, um die Pflichten eines Stromlieferungsvertrages zu erfüllen. Eine rein faktische Stromlieferung genügt hier nicht. Eine Lieferung setzt also das Bestehen einer vertraglichen Beziehung voraus. Es müsste allein aufgrund des Wortsinns des Begriffs „Liefere“ Voraussetzung sein, dass es sich bei der Zurverfügungstellung von Strom zum Verbrauch zumindest um eine bewusste, zielgerichtete und aktive Handlung des „Liefernden“ handelt. Nur dann wäre auch eine EEG-Umlage-Pflicht gegeben. Dies gilt ebenso für den Begriff des Verbrauchs. Verbrauch ist gegeben, wenn regelmäßig eine gewisse Menge von etwas entnommen und für einen bestimmten Zweck verwendet wird.<sup>27</sup>

Der Bundesfinanzhof hat für die Stromsteuer bereits 2016 mit guten Argumenten entschieden, dass Leitungsverluste keine Entnahme i.S.d. § 5 Absatz 1 Satz 1 StromStG darstellen. Denn „*von einer Entnahme i.S. des § 5 Abs. 1 Satz 1 StromStG [kann] nur dann ausgegangen werden, wenn der Steuergegenstand Strom (vgl. § 1 Abs. 1 Satz 1 StromStG) zugleich einer eliminierenden Nutzung zugeführt wird. Erforderlich ist eine von einem entsprechenden Willen getragene menschliche Handlung, weshalb keine Entnahme des Stroms vorliegt, wenn dieser ohne menschliches Zutun (...) in den steuerrechtlich freien Verkehr tritt und damit verlustig geht (...).*“<sup>28</sup> Auch der Bundesfinanzhof stellt also richtigerweise darauf ab, dass eine von einem entsprechenden Willen getragene menschliche Handlung vorliegt. Das ist bei einem Verlust auch im Rahmen der EEG-Umlage aber gerade nicht der Fall.

Effizienzverluste zwischen den Spannungsanschlüssen der jeweiligen Anlage und ihrem Netzverknüpfungspunkt im Betrieb von erneuerbaren Energien Anlagen sind schlicht physikalisch bedingte Verluste, die weder zu verhindern, noch zu steuern sind und schon gar nicht auf einer von einem entsprechenden Willen getragene menschliche Handlung beruhen, die einen bestimmten Zweck verfolgen würde. EEG-Umlage fällt daher nicht an.

**Auch hier wäre eine Klarstellung durch den Gesetzgeber erforderlich, wonach physikalisch bedingte Verluste keine Lieferung bzw. keinen Verbrauch darstellen und daher EEG-Umlage-frei sind.**

### **Regelungsvorschlag des BWE:**

**In § 61 I wird folgender neuer Absatz 5 eingefügt:**

*„EEG-Umlage fällt nicht an auf Strommindererträge aufgrund von elektrischen Effizienzverlusten im Betrieb von Anlagen zwischen den Spannungsanschlüssen der jeweiligen Anlage und dem Netzverknüpfungspunkt.“*

<sup>26</sup>[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Datenerhebung\\_EEG/FormenStromversorgung/FormenStromversorgung\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Datenerhebung_EEG/FormenStromversorgung/FormenStromversorgung_node.html)

<sup>27</sup> <https://www.duden.de/rechtschreibung/verbrauchen>

<sup>28</sup> Bundesfinanzhof Beschluss vom 24.2.2016, VII R 7/15

### **Gesetzesbegründung:**

Der in § 61 | EEG neu eingefügte Satz 2 stellt klar, dass auf Strommindererträge keine EEG-Umlage anfällt, die auf Effizienzverlusten zwischen den Spannungsanschlüssen der jeweiligen Anlage und ihrem Netzverknüpfungspunkt im Betrieb von erneuerbaren Energien Anlagen beruhen.

Diese Effizienzverluste sind weder Lieferungen noch Verbräuche im Sinne des EEG. EEG-Umlage fällt daher nicht an. Dies soll durch die Schaffung des neuen § 61 | Absatz 3 Satz 2 EEG n.F. klargestellt werden.

Die Formulierung des § 61 | Absatz 5 neu ist angelehnt an Anlage 2 EEG Ziffer 7.1. c).

Durch den Bezug auf die Strommindererträge wird vermieden, dass diese Regelung Anwendung findet auf aus dem Netz bezogenen Strom. Es sind allein die vor dem Netzverknüpfungspunkt erzeugte Strommengen umfasst.

## **27.6 „Echte“ Drittbelieferungen bleiben EEG-Umlage-belastet**

In klassischen Drittbelieferungskonstellationen in Windparks muss grundsätzlich eine mess- und eichrechtskonforme Erfassung der Strommengen erfolgen: so beispielsweise beim Betrieb einer Funkantenne eines Mobilfunkanbieters oder bei der Belieferung des Landwirtes in der Nachbarschaft. Hier dürfte eine Messung in den meisten Fällen unproblematisch durch den Einbau von Zählern möglich sein.

**Die Abrechnung und Zahlung der EEG-Umlage auf diese „echten“ Drittbelieferungen wird nicht beanstandet und ist praktisch auch umsetzbar.**

## **27.7 Regelungsvorschlag des BWE für nicht aus dem Netz bezogene parkinterne Verbräuche**

Der BWE regt daher insgesamt an, dass sämtliche parkinternen Verbräuche – unabhängig von der „Anlagenidentität“ – als befreiter Kraftwerkseigenverbrauch im weiteren Sinne gelten, ohne massive Einschränkung über den Verwendungszweck „zur Stromerzeugung im technischen Sinne“. Zusätzlich sollte eine Amnestieregelung für die Vergangenheit aufgenommen werden.

### **27.7.1 Neuer § 61k EEG**

Es ist folgender neuer § 61k EEG zu schaffen:

*Der Anspruch nach § 60 und 61 entfällt für Strom, der*

- 1. verbraucht wird durch andere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind,*
- 2. verbraucht wird in den Neben- und Hilfsanlagen der Anlage oder anderer Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, oder*
- 3. in Anlagen nach Nummer 1 erzeugt und vor dem Verknüpfungspunkt mit dem Netz durch physikalisch bedingte Netz- und Umspännverluste verloren ist.*

*Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Letztverbraucher können für Strom, der nach Satz 1 vor dem XX.XX.XXXX [einzusetzen Inkrafttreten des neuen EEG] verbraucht wurde oder verlustig gegangen ist, die Erfüllung des Anspruchs auf Zahlung der EEG-Umlage nach § 60 und § 61 verweigern.*

### **27.7.2 Andernfalls: Zumindest schätzweiser Erfassung ermöglichen**

Falls eine vollständige Befreiung nicht durchsetzbar ist, sollte zumindest geregelt werden, dass eine mess- und eichrechtskonforme Erfassung nicht erforderlich ist. Denn diese verursacht die unverhältnismäßig hohen Kosten. Genügen sollte die Erfassung in den Anlagen durch die vorhandenen Werte aus Supervisory Control and Data Acquisition Modul (SCADA-Daten). Diese Erfassungsmöglichkeit ist kostenseitig verhältnismäßig und von vielen Betreibern von Einspeiseinfrastruktur praktisch erprobt. Angesichts der erfahrungsgemäß zuverlässigen Messwerte des Anlagenzählers (SCADA-Werte) und der weiterhin geeichten Zähleinrichtung am Netzverknüpfungspunkt ist diese Methode auch ausreichend zur Sicherstellung der EEG-Umlage-Zahlungen durch die Betreiber. **Die Bundesnetzagentur hat den Rückgriff auf SCADA-Werte im Zusammenhang mit der Berechnung von Ausfallarbeit bei Einspeisemanagement-Maßnahmen unter bestimmten Bedingungen bereits für zulässig erachtet.**<sup>29</sup>

#### **27.7.2.1 Regelungsvorschlag des BWE**

#### **§ 24 Absatz 3 EEG wird durch folgende Sätze 3 und 4 ergänzt:**

*„Im Fall einer gemeinsamen Abrechnung nach Satz 1 können Strommengen, die verbraucht werden durch andere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind und die verbraucht werden in den Neben- und Hilfsanlagen der Anlage oder anderer Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, zur Ermittlung der zahlbaren EEG-Umlage abweichend von § 62b Absatz 1 und Absatz 2 durch nicht mess- und eichrechtskonforme Mess- oder Erfassungseinrichtungen oder durch Schätzung erfasst und abgegrenzt werden. § 62b Absatz 3 gilt in Fällen des Satzes 3 entsprechend.“*

#### **Gesetzesbegründung:**

Für die Erfassung und Abgrenzung von nicht aus dem Netz bezogenen internen Verbräuche bei erneuerbaren Energien Anlagen soll eine mess- und eichrechtskonforme Erfassung nach § 62b Absatz 1 EEG nicht erforderlich sein. Es genügt eine Erfassung durch nicht mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen oder Schätzung. Die Abgrenzung kann auf Basis einer Schätzung nach § 62b Absatz 3 erfolgen. In jedem Fall müssen die Anforderungen des § 62b Absatz 3 erfüllt sein, sodass unter anderem sichergestellt ist, dass auf die gesamte Strommenge nicht weniger EEG-Umlage gezahlt wird als im Fall der Erfassung und Abgrenzung durch eine mess- und eichrechtskonformen Messeinrichtung nach § 62b Absatz 1 oder eine Erfassung durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtung und Abgrenzung durch Schätzung nach § 62b Absatz 1 und 3.

---

<sup>29</sup> Leitfaden zum Einspeisemanagement, Version 3.0

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden3\\_0\\_E/Leitfaden3\\_0final.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden3_0_E/Leitfaden3_0final.pdf?__blob=publicationFile&v=3) S. 11

Diese Erleichterung gilt allein für Strommengen, die verbraucht werden durch andere Anlagen<sup>30</sup>, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind und die verbraucht werden in den Neben- und Hilfsanlagen der Anlage oder anderer Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind. Die Definition der Strommengen orientiert sich hierbei am Wortlaut von § 27a EEG.

Es wird damit dem Umstand Rechnung getragen, dass es den Anlagenbetreibern gemäß § 24 Absatz 3 Satz 1 EEG<sup>31</sup> ermöglicht wird, den Strom aus mehreren Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung zum Zweck der Abrechnung des Zahlungsanspruches nach § 19 Absatz 1 EEG zu erfassen. Zweck ist hierbei, unverhältnismäßige Messkosten zu vermeiden.

Die von der Erleichterung in § 24 Absatz 3 Satz 3 neu umfassten Strommengen sind gering. Eine mess- und eichrechtskonforme Erfassung für diese geringen Strommengen ist daher nicht erforderlich und würde zu unverhältnismäßig hohen Kosten im Vergleich zum Umlage-Aufkommen und dem geringen Genauigkeitsgewinn der Ermittlung mit mess- und eichrechtskonformer Erfassung führen, was im Widerspruch zu § 24 Absatz 3 Satz 1 EEG stünde. Durch die Anwendung des § 62b Absatz 3 auch auf die nicht mess- und eichrechtskonforme Erfassung ist ohnehin sichergestellt, dass die EEG-Umlage-Zahlungen nicht reduziert sind.

Bei Windenergieanlagen kann die Erfassung beispielsweise über die Messwerte des Anlagenzählers (Werte aus Supervisory Control and Data Acquisition Modul (SCADA-Werte)) erfolgen. Diese Erfassungsmöglichkeit ist kostenseitig verhältnismäßig und von vielen Betreibern von Einspeiseinfrastruktur praktisch erprobt. Angesichts der erfahrungsgemäß zuverlässigen Messwerte des Anlagenzählers (SCADA-Werte) und der weiterhin geeichten Zählleinrichtung am Netzverknüpfungspunkt ist diese Methode auch ausreichend zur Sicherstellung der EEG-Umlage-Zahlungen durch die Betreiber. Die Bundesnetzagentur hat den Rückgriff auf SCADA-Werte im Zusammenhang mit der Berechnung von Ausfallarbeit bei Einspeisemanagement-Maßnahmen unter bestimmten Bedingungen bereits für zulässig erachtet.<sup>32</sup>

### **27.7.2.2 Übergangsvorschriften**

Wichtig ist außerdem die Formulierung einer Übergangsvorschrift in §§ 100 ff. EEG, wonach § 24 Absatz 3 Satz 3 und 4 NEU sowie § 61 | Absatz 5 NEU (Effizienzverluste) auch für sämtliche Altanlagen gelten, die nicht unter das neue EEG 2020 fallen.

### **27.7.3 Meldung beim ÜNB ausreichend**

Abschließend müsste auch folgendes Problem gelöst werden:

Bei Drittbelieferungen wechselt der zuständige Netzbetreiber vom Verteilnetzbetreiber (VNB) zum Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), weswegen in diesen Fällen Betreiber oft schon allein deshalb gegen Meldepflichten verstoßen, weil dem ÜNB ihr Sachverhalt (anders als dem VNB) nicht bekannt ist. Zudem ist die Zuständigkeit fraglich, wenn zum Beispiel nicht eindeutig ist, ob der unmittelbare räumliche Zusammenhang als Voraussetzung für die Eigenversorgung gegeben ist oder nicht. Wenn dieser gegeben ist, handelt es sich um Eigenversorgung und der VNB ist zuständig. Wenn der unmittelbare räumliche

---

<sup>30</sup> i.S.d. § 3 Nummer 1: EE-Anlagen

<sup>31</sup> zuvor: § 12 Absatz 6 EEG 2004; § 19 Absatz 3 EEG 2009 und 2012; § 32 Absatz 3 EEG 2014

<sup>32</sup> Leitfaden zum Einspeisemanagement, Version 3.0

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden3\\_0\\_E/Leitfaden3\\_0final.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden3_0_E/Leitfaden3_0final.pdf?__blob=publicationFile&v=3) S. 11

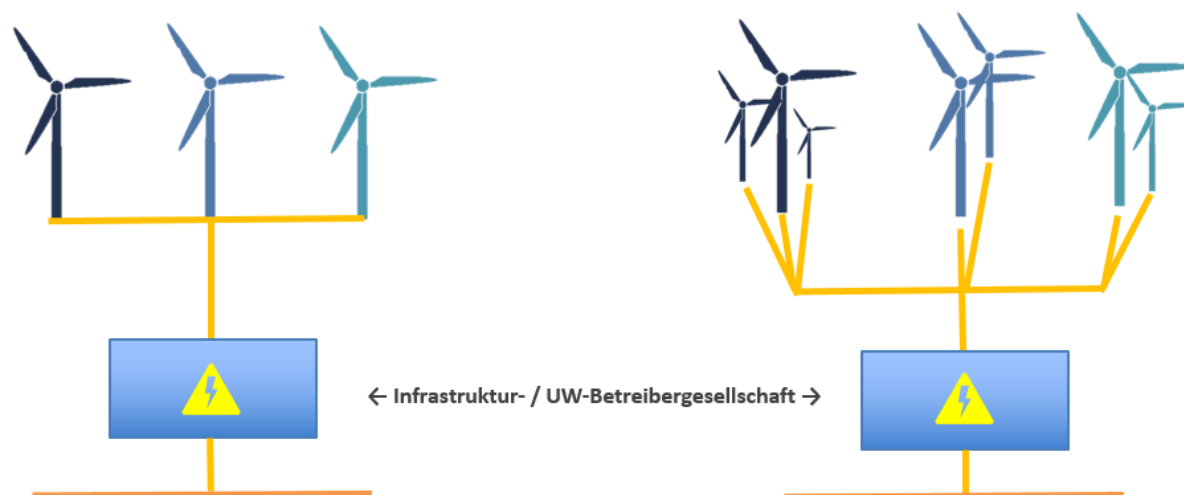
Zusammenhang nicht vorliegt, handelt es sich um einen sonstigen Letztverbrauch (100% EEG-Umlage nach § 61 Absatz 1 Nr. 2) und der ÜNB ist zuständig.

**Daher wäre eine Regelung hilfreich, wonach mit „pflichtbefreiender Wirkung“ einheitlich beim ÜNB gemeldet werden kann oder dass eine Meldung beim falschen Netzbetreiber nicht als sanktionierter Pflichtverstoß gewertet wird.**

## 27.8 Praxisgerechte Lösung für Weiterleitungsfälle im Windpark aufnehmen

Insbesondere in Pooling-Situationen bedienen sich die Windenergieanlagenbetreiber zumeist einer Infrastrukturgesellschaft, die unter anderem für den Betrieb der gemeinsamen Infrastruktur (z. B. Umspannwerk, Kabeltrassen) zuständig ist. Es gibt außerdem Situationen, in denen mehrere Windparks über ein gemeinsames Umspannwerk in das öffentliche Netz einspeisen. Das Umspannwerk wird entsprechend von einem Dritten betrieben.

In beiden Fällen läuft der **Strombezug aus dem Netz** in Stillstandszeiten des Windparks daher über die Betreibergesellschaft des Umspannwerkes (Strombezugsvertrag mit dem Netzbetreiber), die ihrerseits den Strom an die nachgelagerten Betreiber weiterverteilt. In manchen Windparks übernimmt diese Funktion eine der Betreibergesellschaften selbst und leitet den von ihr bezogenen Strom anteilig an die anderen Betreiber weiter.



Quelle: eigene Darstellung des BWE

Hier besteht also das Problem, dass Strom aus dem Netz bezogen wird (normal umlagebelastet), dann – häufig ohne Bewusstsein der hiermit einhergehenden rechtlichen Folgen – an die WEA im Windpark „weitergereicht“ wird und sich hierdurch die „Verantwortlichkeit“ für die Abführung der EEG-Umlage und die hiermit einhergehenden Meldepflichten verschiebt, nämlich vom „Netzstromlieferanten“ auf den „Weiterreicher“. So würde die Infrastrukturgesellschaft eigentlich die Pflicht treffen, die an die Windenergieanlagen abgegebenen Strommengen mess- oder schätzweise aus ihrer bezogenen Strommenge „auszusondern“ und für diese Mengen nicht die EEG-Umlage an ihren Stromlieferanten abzuführen, sondern diese selbst beim Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) anzumelden und abzuführen – was auch noch mit dem „Vor-Lieferanten“ geklärt werden müsste. Das bedeutet in der Praxis vielfach, dass für jede aus dem Netz bezogene Kilowattstunde die volle EEG-Umlage bezahlt wird, dies jedoch vom „Falschen“, teilweise auch an den „Falschen“ (also den falschen ÜNB). Der eigentlich Melde- und Abführungspflichtige verstößt somit

gegen seine gesetzlichen Pflichten, obwohl die EEG-Umlage auf dem EEG-Umlage-Konto in voller Höhe ankommt. Ob und inwieweit in solchen Fällen sogar eine „*Nachentrichtung*“, ggf. sogar Doppelbelastung durch den eigentlich Belasteten im Ergebnis die Rechtsfolge sein könnte, ist derzeit u. E. noch nicht abschließend geklärt.

### **Lösungsvorschlag des BWE:**

#### **Diese praktischen Probleme ließen sich einfach lösen.**

Wichtig wäre hier, dass eine Vermutungsregelung eingeführt wird, dass bei umlagebelastetem Netzbezug von einem Dritten die „*Leistung und Mitteilung auf fremde Schuld*“ als vereinbart gilt (also eine Vermutungsregelung, dass bei voll EEG-Umlage-belastetem Bezug ein Weiterlieferant nicht zum melde- und abführungspflichtigen Schuldner wird, sondern der „*Vorlieferant*“ ganz normal die EEG-Umlage melden und abführen kann, ohne dass hier für irgendwen in der Lieferkette Rechtsunsicherheiten bestehen).

An dieser Stelle könnte sich am – ansonsten zu Recht vielgescholtenen – Stromsteuerrecht orientiert werden, in dem der Strombezug in solchen Konstellationen nach § 1a StromStV häufig als „normaler“ Letztverbrauch behandelt wird, wodurch eben der versteuerte Bezug möglich bleibt und der ansonsten verpflichtete „*letzte Versorger in der Kette*“ für diese Mengen dann eben auch ausnahmsweise nicht zum Steuerschuldner wird.



## Alternative Nutzungs- und weitere Vermarktungsmöglichkeiten

### 28 Marktentwicklungsmodell

Das Ziel der Bundesregierung, die Erneuerbaren Energien zunehmend am Markt zu orientieren, findet sich in der bisherigen Gesetzgebung nicht wieder. Ein zentraler Aspekt wäre die Weitergabe der Grünstromeigenschaft. Direktvermarktungsverträge mit Industriekunden büßen aktuell dadurch Attraktivität ein, dass eine Weitergabe der Grünstromeigenschaft über das öffentliche Netz im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung nicht möglich ist. Nur physikalisch grüne Strommengen können von Unternehmen auf dem weiteren Verwertungspfad genutzt werden, so z. B. für die Verbesserung ihrer CO<sub>2</sub>-Bilanz oder zur Erfüllung von Quotenverpflichtungen. Herkunftsnachweise erfüllen hingegen lediglich einen informatorischen Zweck und werden vom Gesetzgeber nicht weiter privilegiert behandelt.

Die grüne Eigenschaft des Windstroms muss auf Basis von Echtzeitdaten vom Erzeuger bis zum Letztverbraucher nachgewiesen werden können, damit dieser für Unternehmen im Rahmen ihrer Dekarbonisierungsstrategie nutzbar gemacht werden kann. Erst dann lohnt es sich für Industriebetriebe und andere Abnehmer, im großen Maßstab Stromlieferverträge mit Windparks im Weiterbetrieb abzuschließen. Hierfür bietet das „Marktentwicklungsmodell“ den geeigneten Rahmen. Der vom Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) für den BWE entwickelte Rechtsrahmen ermöglicht nicht nur EEG-Anlagen im Marktprämiensystem den Weg in den Markt und die Weitergabe der grünen Eigenschaft des Stroms. Auch für Anlagen, die keine Vergütung mehr bekommen – aber nach wie vor unter das Regime des EEG fallen –, bietet die durchgängige und lückenlose Bilanzierung der Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch in einem sortenreinen Bilanzkreis neue werthaltige Vermarktungsoptionen.

Durch die Weitergabe der Grünstromeigenschaft durch Echtzeitbilanzierung könnte Windstrom im Rahmen der Sektorenkopplung maßgeblich zur Dekarbonisierung von Produktionsprozessen beitragen und so von Industriebetrieben wertbringend nutzbar gemacht werden. Mithilfe des sogenannten Marktentwicklungsmodells<sup>33</sup> könnte beispielsweise Wasserstoff aus Power-to-Gas-Anlagen in industriellen Prozessen als grünes Produkt weiter verwertet werden, was die Wertigkeit und somit die Erlöschancen des eingesetzten Windstroms erhöhen würde.

### 29 Power-to-Gas

Ziel des BWE ist ein auf 100 Prozent Erneuerbare Energien basierendes Energiesystem. Dafür müssen die Sektoren miteinander gekoppelt werden, um mit Strom aus Wind- und Solarenergie die noch überwiegend auf konventionellen Energien basierenden Sektoren Wärme, Mobilität sowie die Industrie zu dekarbonisieren. Power-to-Gas (PtG) ist eine der Schlüsseltechnologien, die sich eignet, um Windstrom in größerem Maßstab in anderen Sektoren zu nutzen. Das mit Hilfe von Elektrolyseuren hergestellte „grüne Gas“ (Wasserstoff oder weiterverarbeitet zu synthetischem Methan) lässt sich problemlos und effizient längerfristig und in großen Mengen speichern und auch über lange Strecken transportieren. Grüne Gase können dabei insbesondere in den Anwendungen zum Einsatz kommen, in denen die direkte Stromverwendung technisch schwierig, weniger effizient und volkswirtschaftlich teurer ist, also z. B. beim

---

<sup>33</sup> vgl. IKEM (2017): Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich (<https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/03-sektorenkopplung/ikem-zusammenfassung-marktentwicklungsmodell-mem.pdf>)

Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr. Auch die Industrie wird in großem Maßstab auf den Einsatz erneuerbarer Gase angewiesen sein. Die Technik für die PtG-Prozesse steht zur Verfügung, Transport- und Speicherkapazitäten sind vorhanden und die Industrieunternehmen wollen investieren. Viele Akteure auch aus der Windenergiebranche sind bereit und willens, Investitionen zu tätigen, um den nächsten Schritt einer integrierten Energiewende zu gehen. Insbesondere für von Abregelungen betroffene Anlagen oder Anlagen ohne EEG-Vergütung kann die Technologie eine interessante und systemdienliche Erlösoption darstellen. Dabei hat die PtG-Technologie den entscheidenden Vorteil, dass die Produktion genau in den Regionen stattfinden kann, in denen heute Strom aus Windenergie aufgrund von Netzengpässen ungenutzt bleibt. Die Speicherung und der Verbrauch hingegen erfolgen an den Orten und zu den Zeitpunkten, wo diese sinnvoll sind. Hierfür können oft bestehende Infrastrukturen und Anlagen (Gasnetz, Gasspeicher, Gasverbraucher) genutzt werden.

Der Aufbau der PtG-Strukturen, insbesondere von Anlagen zur Produktion von erneuerbaren Gasen, muss heute beginnen, um den Bedarf in Zukunft decken zu können. Ein starker Heimatmarkt, der diese Technologien selbst nachfragt, ist außerdem eine wichtige Voraussetzung für den Erfolg deutscher Hersteller von PtG-Technologie, die heute zur Weltspitze gehören. Exportchancen können genutzt und Wertschöpfung vor Ort generiert werden. Auch wenn davon auszugehen ist, dass ein großer Teil des zukünftigen Bedarfs an grünen Gasen aus dem Ausland stammt, wächst durch die heimische PtG-Produktion die Unabhängigkeit Deutschlands von Energieimporten. Die Bereitstellung eines geeigneten Marktrahmens für die Entwicklung der PtG-Technologie ist also auch industriepolitisch von Bedeutung.

Es bestehen jedoch noch erhebliche Hemmnisse für den Marktanlauf, die sich aus einem Mix von zu hohen Strombezugskosten, untauglichen Begünstigungen, schwacher Nachfrage, überalterten Normen und unklarer Genehmigungslage zusammensetzen. Der aktuelle Förderrahmen bestehend aus einer Reihe von Einzelmaßnahmen und zögerlichen Begünstigungen entspricht vielmehr einem Flickenteppich als einer klaren Markteinführungsstrategie.

Ziel muss ein energierechtlicher Rahmen sein, in dem PtX-Anlagen entsprechend ihrer zentralen Rolle in der Energiewende so behandelt werden, dass sie ihre netz- und systemdienliche Funktion voll entfalten können. Dazu gehören neben einer einheitlichen energierechtlichen Definition von Energiespeichern, eine grundlegende Reform des Steuern- und Umlagesystems und die wirksame Bepreisung von klimaschädlichem CO<sub>2</sub>. Kurzfristig braucht es zudem eines Förderrahmens, der den Marktanlauf der PtG-Technologie beschleunigt. Im Rahmen eines geeigneten Förderprogramms ließen sich durch Skalierungseffekte die Wirkungsgrade der Elektrolyseure weiter verbessern, Produktionskosten zu senken und die Technologie für den Ausbau im GW-Maßstab fit gemacht werden, der nach 2025 einsetzen muss. All dies wird aber nur funktionieren, wenn dem zusätzlichen EE-Strombedarf durch Sektorenkopplungstechnologien Rechnung getragen wird und der Ausbau der Windenergie massiv beschleunigt wird. Mit dem Nationalen Innovationsprogramm für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien (NOW) besteht ein möglicher Rahmen für die Umsetzung weiterer effizienter Maßnahmen für den Marktanlauf von P2X-Technologien. Diesen gilt es zu nutzen und/oder zu erweitern.

Der BWE hat mit seinem [Positionspapier Wind-to-Gas: Maßnahmen für den Marktanlauf](#) Vorschläge unterbreitet. In dem Papier werden die Haupthemmnisse für Power-to-Gas-Projekte im gegenwärtigen Energiesystem dargestellt und Maßnahmen vorgeschlagen, die den Marktanlauf beschleunigen können. Diese Maßnahmen sind ein Baustein auf dem Weg zu einem neuen, flexibilisierten Energiemarktdesign, in dessen Mittelpunkt die Erzeugung und sektorenübergreifende Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien steht.

## Weiterbetrieb

### 30 Repowering vor Weiterbetrieb

Der Ersatz alter durch neue Windenergieanlagen auf bestehenden, infrastrukturell gut erschlossenen und akzeptierten Flächen hat für den BWE Priorität. Denn Ziel ist ein moderner Anlagenpark mit hoch effizienten Windenergieanlagen. Dafür braucht es erleichterte und flexiblere Regelungen für das Repowering, wie sie u. a. die Europäische Union und im Juni 2020 auch die Ministerpräsidentenkonferenz einfordern. Denn mit Windenergie bebaute Flächen haben nach 20 Jahren Betrieb genau die Akzeptanz und Bürgerbeteiligung, die sich heute in neuen Flächen erst schwer aufbauen lässt.

Der BWE zeigt im Leitfaden „[Regionalplanung und Repowering – Planerische Gestaltungsmöglichkeiten](#)“ die Handlungsspielräume für die zuständigen Planungsbehörden auf, die genutzt werden müssen, um Repowering einen angemessenen Stellenwert einzuräumen.

An Standorten ohne Repowering-Option – etwa, weil die Flächen außerhalb heute definierter Vorranggebiete liegen oder aufgrund restriktiver planungs- und genehmigungsrechtlicher Regelungen – ist dann der Weiterbetrieb die einzige Möglichkeit zur weiteren Nutzung der Fläche und der dort bestehenden Infrastruktur für Windenergie.

Der Weiterbetrieb kann dabei auch eine Brücke für das Repowering sein, wenn dieses erst in einigen Jahren möglich ist. Volkswirtschaftlich und ökologisch ist es sinnvoll, dass auch solche Altanlagen so lange grünen Strom produzieren, bis das Repowering genehmigt und umgesetzt ist. Hierzu hat der BWE einen [Maßnahmenplan Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 20 Jahren / 20+](#) erarbeitet und veröffentlicht.

Um zu verhindern, dass durch die Corona-Folgen auf dem Strommarkt viele Bestandsanlagen vom Markt gehen müssen, schlägt der BWE als kurzfristige Sofortmaßnahme vor, für Anlagen mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2000 einen anzulegenden Wert (AW) für die nächsten 2-3 Jahre festzulegen. Der festzulegende AW soll kostenorientiert bestimmt werden und sich an den Werten orientieren, die die FA Wind in ihrer Studie „Was tun nach 20 Jahren“ erarbeitet hat.<sup>34</sup> Dabei soll ein angemessener Ausgleich nach Standortqualität und Anlagengröße festgelegt werden.

Bei einer entsprechenden Ausgestaltung könnten die WEA wie bisher entweder in der Direktvermarktung im Marktprämienmodell oder in der Einspeisevergütung verbleiben. Die Ausgestaltung sollte als einfache Regelung in den Übergangsregelungen zum EEG erfolgen (§§ 100ff EEG; angesichts des Zeitdrucks sollte hier eine sehr einfache und schnelle Lösung gefunden werden. Die betroffenen Betreiber benötigen sehr zeitnah eine Perspektive hinsichtlich der ab 01.01.2021 aus der EEG-Förderung fallenden WEA.

---

<sup>34</sup> Fachagentur Windenergie an Land (2018): Was tun mit Windenergieanlagen nach 20 Jahren? Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende: [https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA\\_Wind\\_Was\\_tun\\_mit\\_WEA\\_nach\\_20Jahren.pdf](https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Was_tun_mit_WEA_nach_20Jahren.pdf).

### **31 §24 – Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen (i.V.m. § 21b Zuordnung zu einer Veräußerungsform, Wechsel)**

Nach Ende des EEG-Vergütungszeitraumes kann es dazu kommen, dass einige Anlagen eines Windparks am selben Netzverknüpfungspunkt noch förderfähige und andere ausgeförderte sind. Diese speisen gemeinsam an einem Netzverknüpfungspunkt ein und sind bisher auch gemeinsam über eine Messeinrichtung abgerechnet worden.

§ 21b Absatz 2 EEG 2017 regelt die anteiligen Veräußerungsmöglichkeiten. Hierbei ist diese Konstellation nicht bedacht, wonach ausgeförderte Anlagen und noch förderfähige Anlagen zusammen gemessen werden können.

Die sonstige Direktvermarktung dürfte für Strommengen aus Weiterbetriebsanlagen die einzige Vermarktungsmöglichkeit sein. Gleichwohl besteht hier das Risiko, dass unter der aktuell geltenden Rechtslage eine anteilige Veräußerung für noch geförderte Anlagen und Weiterbetriebsanlagen nicht erfolgen kann, wenn die Anlagen (wie bis zum Ende der Förderung auch) über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt einspeisen und vor allem über eine Messeinrichtung abgerechnet werden.

Hintergrund ist die Gefahr der sog. Bilanzkreisverunreinigung. Die prozentuale Aufteilung der verschiedenen Veräußerungsformen nach § 21b Absatz 2 EEG 2017 bei gemeinsamer Messung anhand von Standorterträgen / Referenzerträgen oder der installierten Leistung und damit die Zuordnung zu verschiedenen Bilanzkreisen erscheint unter der aktuellen Rechtslage zumindest fraglich. Nach aktueller Rechtslage dürfte daher die Installation von Unterzählern erforderlich sein. Dies dürfte vor dem Hintergrund der ohnehin eingeschränkten Erlösmöglichkeiten für Weiterbetriebsanlagen bei ungewisser Restlaufzeit unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen. Mit einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs ist zu rechnen.

Mit § 24 Absatz 3 wird die Möglichkeit der Aufteilung von Energiemengen aus nur einer Messeinrichtung zum Zwecke der Abrechnung bereits heute ermöglicht.

Der Regelung nach wird aber leider ausschließlich die Abrechnung bei fester Einspeisevergütung und bei Marktprämienanlagen regelt. Seit Einführung der Direktvermarktung mit Marktprämie und der sonstigen, förderfreien Direktvermarktung standen viele Windparkgesellschaften immer wieder vor dem Problem, die Mengen dieser beiden Vermarktungsformen über eine Messeinrichtung erfassen zu können und in getrennten, sortenreinen Bilanzkreisen bilanzieren zu müssen. Diese Schwierigkeiten haben Marktakteure bisher vermieden, in dem Sie nur reine Windparks mit Marktprämienanlagen und getrennt davon reine Windparks in der sonstigen Direktvermarktung vermarktet haben. Das hat leider dazu geführt, dass nur sehr wenige Strommengen aus Windenergieanlagen in der sonstigen Direktvermarktung vermarktet wurden und innovative Vermarktungsformen keine Chance hatten. In dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass diese Vermarktung vom Gesetzgeber ausdrücklich gewünscht ist, da diese das EEG-Konto nicht belastet.

**Damit zukünftig auch aus Windparks mit gemeinsamer Messeinrichtung mehr Anteile in der sonstigen Direktvermarktung vermarktet werden können und es auch keine Probleme für die Bilanzierung von Weiterbetriebs- und geförderten Anlagen gibt, bedarf es nur geringer Korrekturen.**

**Dazu muss in § 24 Abs. 3 EEG 2017 klargestellt werden, dass die Zuordnung der eingespeisten Mengen zu den einzelnen WEA auch bei der sonstigen Direktvermarktung nach den Referenzerträgen erfolgen kann.**

**Alternativ sollte auch für diese marktprämienfreien Anlagen ebenso die Möglichkeit bestehen, über das Verhältnis der installierten Leistung abrechnen und bilanzieren zu können.**

Damit die Aufteilung der Strommengen – wie geschildert – auch aus mehreren Anlagen an einem Netzverknüpfungspunkt mit einer Messeinrichtung schlussendlich möglich ist, muss § 21b Absatz 1 Nummer 4 EEG 2017 darauf begrenzt werden, dass der Strom generell in Bilanzkreisen vermarktet wird, in denen ausschließlich „Strom aus Anlagen erneuerbarer Energien“ bilanziert wird, wie es in § 24 Absatz 3 letzter Hauptsatz beschrieben ist. Eine Einschränkung wie bisher auf Marktprämienanlagen bedarf es nicht und ist mit dem Ziel nicht vereinbar, innovative Vermarktungsmodelle zu fördern.

## Weiteres

### 32 Innovationsausschreibungen innovationsfreundlich umsetzen

Mit Inkrafttreten der Innovationsausschreibungsverordnung im Januar 2020 und der ersten geplanten Ausschreibung am 01.09.2020 droht ein Versuch zu Verbesserung der Marktintegration Erneuerbarer Energien zu scheitern. Der Zweck der Innovationsausschreibungen, insbesondere innovative Technologien und Vermarktungsmodelle zu fördern, scheint mit der Verordnung nicht gänzlich erfüllt. Weder wird effektiv an einem versorgungssicheren Energiesystem gearbeitet, noch werden die Preise für Strom aus Erneuerbaren Energien durch das Aussetzen der Zahlungen bei negativen Preisen sinken. Das damit einhergehende erhöhte Risiko macht zusätzliche Erlöse in den verbleibenden geförderten Stunden und damit höhere Förderbeträge nötig.

Doch Industrie und Gewerbe fordern mittlerweile zu Recht eine Beschleunigung des Zubaus von Windkraft und Photovoltaik, um zusätzlichen grünen Strom zu nutzen und für ihre Prozesse anrechnen zu können. Umso entscheidender ist es jetzt, einen beschleunigten systemdienlichen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung voranzutreiben. Dabei gilt es, im Verbund mit neuen Vermarktungsmechanismen, der Nutzung flexibler Lasten und Power-to-X-Systemen, Innovationspotenziale zu nutzen.

Der erzeugte regenerative Strom muss dazu intelligent vor Ort mithilfe der Sektorenkopplung in das System eingebunden werden. Die Netzinfrastruktur ist dabei optimal auszunutzen. Anstatt einen neuen Fördermechanismus wie die fixe Marktprämie zu etablieren, sollten die Innovationsausschreibungen den Markteinstieg der Erneuerbaren vollenden und der erste Baustein eines neuen Flexibilitätsmarktes sein. Daher muss der Fokus unserer Überzeugung nach auf einer möglichst systemdienlichen und lokalen Nutzung der Energie liegen. Die Zielsetzung auf eine reine Senkung der Fördersumme ist ungenügend, nicht innovativ und wird durch das vorgestellte Verfahren vermutlich nicht erreicht. Ziel muss es sein, regenerativen Strom zu **nutzen, anstatt ihn abzuschalten**.

**Um Innovationen sowie System- und Netzdienlichkeit mit dem neuen Ausschreibungsdesign zu fördern, müssten folgende Kriterien Berücksichtigung finden:**

- die Stetigkeit der Energieerzeugung unter Einbeziehung von flexiblen Lasten (Volllaststunden),
- die Netzdienlichkeit und Flexibilität,
- die Erprobung neuer Vermarktungskonzepte,
- eine Bürgerbeteiligung sowie
- Konzepte zur Wahrung und Schaffung der Akzeptanz.

### **32.1 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen bei gleichzeitiger Entlastung**

Diese Kriterien können in erster Linie durch die abgabenseitige Entlastung flexiblen Marktverhaltens erreicht werden. Daher sollte auf Steuern und Umlagen bei Negativpreisen verzichtet werden. So werden Industrie, gepoolte Kleinverbraucher, Speicher und Power-to-X-Anlagen in die Sektorenkopplung eingebunden. Dies steigert die Akzeptanz und ermöglicht ein systemdienliches Verhalten der Anlagen durch eine marktwirtschaftliche Risikooptimierung. Außerdem wird damit eine energiewendedenliche Versorgungssicherheit gewährleistet. Wir regen daher an, § 9 der Verordnung zu Innovationsausschreibungen wie folgt anzupassen:

#### *§ 9 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen bei gleichzeitiger Entlastung*

- (1) Für Anlagen, die Zahlungen aufgrund eines Zuschlags in der Innovationsausschreibung erhalten, verringert sich die fixe Marktprämie für einen Zeitraum, in dem der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion negativ ist, auf null.*
- (2) Strom, für den im Sinne von Absatz (1) die Marktprämie null beträgt, ist von der EEG-Umlage, der KWK-Umlage, der Umlage nach §19 StromNev, der Offshore-Haftungsumlage, der Umlage für abschaltbare Lasten sowie der Strom- und Umsatzsteuer befreit und kann in Anlagen, die sich in räumlicher Nähe befinden, verwendet und umgewandelt werden.*

### **32.2 Fixe Marktprämie nur in Kombination mit volumenabhängiger Förderung**

Für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren ist Planungs- und Investitionssicherheit von zentraler Bedeutung. Eine fixe Marktprämie in der vorliegenden Ausführung bewirkt letztlich nur eine Risikoverschiebung, die in die Gebote eingepreist wird, und ist daher abzulehnen. Eine Ausgestaltung in der experimentellen Ausschreibung wäre nur in Kombination mit einer volumen- bzw. arbeitsabhängigen Förderung denkbar. Statt wie bei der derzeitigen zeitabhängigen Förderung würde ein Anreiz für Vermarkter bestehen, die Anlagen stärker an den Preiserwartungen auszurichten. Dadurch würde sich das Aufkommen von Negativpreisen reduzieren und ein Anreiz für die Dispatch-Fähigkeit von EE-Anlagen geschaffen. Hinzu kommt ein genau bestimmbares Fördervolumen.

Anreize für eine marktorientierte Produktion sind im Ausschreibungsmodell zwar im negativen Sinne vorgesehen, nämlich durch den Wegfall der Förderung bei Negativpreisen. Allerdings fehlen positive Anreize zur Verwendung des bei Negativpreisen wetterabhängig produzierten Stroms. Ohne diesen Anreiz wird die

Möglichkeit, diesen Strom sinnvoll einzubinden, nicht gegeben sein. Dies wäre gerade für die Energieeffizienz und die Nutzung inländisch produzierter Energieträger äußerst problematisch.

## **33 Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung**

### **33.1 Ausstattungspflicht**

Die Bundesnetzagentur hat mit dem Festlegungsverfahren BK6-19-142 beschlossen, dass „die *Ausstattungsverpflichtung des § 9 Absatz 8 EEG 2017 alle Schritte umfasst, die erforderlich sind, um das BNK-System unter Beachtung aller rechtlichen Voraussetzungen zulässigerweise in Betrieb zu nehmen.*“

Der BWE ist der Auffassung, dass diese Auslegung des Begriffs „ausstatten“ in § 9 Abs. 8 Satz 1 EEG nicht sachgerecht ist. Nach Auffassung des BWE muss hier Folgendes gelten: Vom Vorhabenträger und Betreiber kann nach Auffassung des BWE nichts Unmögliches verlangt werden. Es würde für ihn eine unzumutbare Härte begründen, die Verfahrensdauer der Ausstattung in bestimmten Abschnitten nicht beeinflussen zu können und trotzdem dem Risiko ausgesetzt zu sein, den Anspruch auf die Einspeisevergütung zu verlieren.

**Wir schlagen daher vor, dass Voraussetzung für die Rechtsfolge des § 52 Absatz 2 Nr. 1a EEG ein Verschulden des Betreibers ist, die Rechtsfolge also nur eintritt, wenn der Betreiber den Pflichtverstoß nicht zu vertreten hat.**

### **33.2 Anlagenbegriff**

Neben der Frage, was unter dem Begriff „ausstatten“ zu verstehen ist, stellt sich die Frage, welcher **Anlagenbegriff** bezüglich der Ausstattungspflicht gilt.<sup>35</sup> Der Wortlaut „die Anlagen“ legt den Schluss nahe, dass jede einzelne WEA mit einer eigenen technischen Einrichtung ausgestattet werden muss. Dies wäre jedoch insbesondere aus Kostengesichtspunkten vollkommen unverhältnismäßig und im Übrigen auch technisch nicht notwendig. Eine gemeinsame Nutzung von technischer Anlagenausrüstung ist in Windparks die Regel und wird auch betreiberübergreifend vereinbart.

Nach Auffassung des BWE ist die Formulierung „ihre Anlagen“ daher dahingehend auszulegen, dass der Betreiber die Möglichkeit hat, mit der Installation einer BNK-Einrichtung seine Ausstattungspflicht für mehrere Windenergieanlagen zu erfüllen, soweit seine Systemlösung den luftverkehrsrechtlichen Anforderungen entspricht. Eine entsprechende Klarstellung im § 9 Absatz 8 EEG regen wir an.

## **34 Regionale Flexibilitätsmärkte einführen – Engpässe bewirtschaften**

Die Einführung regionaler Flexibilitätsmärkte stellt aus unserer Sicht ein Schlüsselement des zukünftigen Energiesystems dar. Die SINTEG-Projekte liefern dazu gleich mehrere Blaupausen, wie beispielsweise die von ARGE Netz und Schleswig-Holstein Netz AG entwickelte ENKO-Plattform. Hier kann vonseiten der Verbraucher Flexibilität angeboten werden, die dann durch den Netzbetreiber vor einem drohenden

---

<sup>35</sup> § 9 Absatz 8 EEG 2017NEU fordert, dass „die Anlagen“ mit „Einrichtungen der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung auszustatten“ sind.

Netzengpass abgerufen wird. Dadurch werden Kosten für Einspeisemanagement gespart und die regionalen Akteure in die Energiewende eingebunden. Entscheidend hierfür ist unter anderem die Ausweitung der Verordnung zu zuschaltbaren Lasten (Nutzen statt Abschalten) auf alle elektrischen Verbraucher. Selbst Kleinstverbraucher können im Verbund in Zusammenarbeit mit einem Aggregator systemrelevante Leistungen bereitstellen und an Flexibilitätsmärkten teilnehmen. Es ist nicht ersichtlich, weshalb diese Möglichkeit ausschließlich konventionellen KWK-Anlagen zuteilwird. Die Kosten für den weiterhin notwendigen Netzausbau sind dabei gerecht zu verteilen. Flexible, netzdienlich agierende Verbraucher sollten belohnt werden analog zu den Anlagen, die zur Teilnahme am Regelenergiemarkt befähigt sind. Sonderbelastungen sind zu vermeiden.