

# Positionspapier: Empfehlungen und Forderungen für eine Novelle des EEG

Erforderliche Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz mit Blick auf  
die Windenergie an Land

Juni  
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/distelAPPArath/1959 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**

Philine Derouiche  
Fachreferentin Energierecht  
eeg@wind-energie.de

Georg Schroth  
Leiter Abteilung Energiepolitik  
eeg@wind-energie.de

### **Datum**

Juni 2020

## Inhaltsverzeichnis

<b>Einleitung</b> .....	<b>6</b>
<b>Grundsätzliches</b> .....	<b>8</b>
<b>1 Mit dem EEG Pariser Klimaschutzziele erreichen</b> .....	<b>8</b>
<b>2 Anhebung des EE-Ausbauziels auf 65 Prozent am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 und Streichung der 2025- und 2035-Ziele</b> .....	<b>8</b>
Vorschlag des BWE:.....	9
<b>Ausschreibungen Windenergieanlagen an Land</b> .....	<b>9</b>
<b>3 Ausschreibungsvolumen erhöhen</b> .....	<b>9</b>
<b>4 Niedrigen Zubau aufholen und Ausschreibungen nachholen</b> .....	<b>10</b>
<b>5 Fristverlängerung im Einzelfall und generell durch BNetzA ermöglichen</b> .....	<b>10</b>
5.1 Fristverlängerung aufgrund von Beklagung (§ 36e Absatz 2 EEG2017) .....	10
5.2 Weitere Fristverlängerungen ermöglichen .....	11
5.2.1 Herstellerinsolvenz .....	11
5.2.2 Covid-19-Pandemie .....	11
5.2.3 Flexible Regelung erforderlich .....	12
5.3 Vorschlag des BWE .....	12
5.3.1 Ergänzung des § 85 EEG um einen neuen Absatz 2a.....	12
5.3.2 Vergütungsbeginn anpassen.....	13
5.3.3 Redaktionelle Änderungen.....	13
<b>6 Rückgabe des Zuschlages bei Hersteller-Insolvenz ermöglichen</b> .....	<b>14</b>
<b>7 Netzausbaugebiet abschaffen</b> .....	<b>14</b>
<b>8 Einführung eines Instruments zur regionalen Steuerung (Regionalbonus)</b> .....	<b>15</b>
<b>9 Anpassung des Referenzertragsmodells</b> .....	<b>15</b>
<b>10 § 36f EEG – Änderung der Genehmigung nach Zuschlagserteilung</b> .....	<b>15</b>
<b>EEG-Umlage</b> .....	<b>17</b>
<b>11 EEG-Umlage / EEG-Konto Grundsatzfrage</b> .....	<b>17</b>
<b>12 EEG-Umlage bei nicht aus dem Netz bezogenen, unvermeidbaren, parkinternen Verbräuche zur Stromerzeugung in Windparks</b> .....	<b>18</b>
12.1 Eigenversorgung/Kraftwerkseigenverbrauch zwischen mehreren WEA eines Betreibers vor dem Netzverknüpfungspunkt.....	18
12.2 Querlieferungen in Pooling-Parks und Anschluss mehrerer Windparks über einen Netzverknüpfungspunkt.....	19
12.3 Geringe Stromverbräuche durch Dritte im Rahmen des Anlagenbetriebs .....	20
12.4 Bewertung der aktuellen Rechtslage und Gründe für den BWE-Änderungsvorschlag.....	21
12.4.1 Grundsätzlich .....	21

12.4.2	Unverhältnismäßiger Aufwand .....	21
12.4.3	Stromerzeugungsanlage nach § 3 Nummer 43b EEG zu eng gefasst .....	22
12.4.4	Forderung: Unvermeidliche Querlieferungen in Windparks von EEG-Umlage befreien .....	23
12.5	Klarstellung: Strommindererträge aufgrund von Effizienzverlusten auf dem Weg zum Netzverknüpfungspunkt sind keine EEG-Umlage-belasteten Verbräuche .....	25
12.6	„Echte“ Drittbelieferungen bleiben EEG-Umlage-belastet .....	26
12.7	Regelungsvorschlag des BWE für nicht aus dem Netz bezogene parkinterne Verbräuche .....	27
12.7.1	Neuer § 61k EEG .....	27
12.7.2	Andernfalls: Zumindest schätzweiser Erfassung ermöglichen .....	27
12.7.3	Meldung beim ÜNB ausreichend .....	28
12.8	Praxisgerechte Lösung für Weiterleitungsfälle im Windpark aufnehmen .....	28
	Lösungsvorschlag des BWE: .....	29
<b>Alternative Nutzungs- und weitere Vermarktungsmöglichkeiten .....</b>		<b>30</b>
<b>13</b>	<b>Anpassung § 15 Absatz 1 EEG – 100 % EinsMan-Entschädigung .....</b>	<b>30</b>
<b>14</b>	<b>§ 51 Absatz 1 EEG: Sechs-Stunden-Regel (Negative Preise) streichen.....</b>	<b>30</b>
<b>15</b>	<b>Marktentwicklungsmodell .....</b>	<b>31</b>
<b>16</b>	<b>Power-to-Gas .....</b>	<b>32</b>
16.1	Hemmnisse überwinden – Marktanlauf starten .....	32
16.1.1	Existierende Maßnahmen rechtssicher und praxistauglich überarbeiten .....	32
16.1.2	Befreiungen bei Strombezug über das öffentliche Netz .....	32
16.1.3	Direktlieferungs- und Eigenverbrauchskonzepte .....	33
16.1.3.1	Problem: Unmittelbare räumliche Nähe bzw. Zusammenhang.....	33
16.1.3.2	Problem: Messen und Abrechnen .....	34
16.1.3.3	Problem: Eigenversorgungsverbot .....	34
16.1.3.4	Problem: Personenidentität.....	35
16.1.4	Existierende Förderprogramme.....	35
16.1.4.1	Problem: Überregulierung .....	36
16.2	Effektive Instrumente für den Marktanlauf implementieren .....	36
16.2.1	Netzdienliche Befreiung von Steuern, Abgaben und Umlagen im Rahmen von Innovationsausschreibungen .....	36
16.2.2	Strommarktorientiertes Marktanreizprogramm .....	37
16.3	Nachfrage nach grünen Gasen stärken .....	38
<b>Regionale Wertschöpfung, Teilhabe und Akzeptanz .....</b>		<b>40</b>
<b>17</b>	<b>Vorschlag einer gesetzlichen Regelung zur Stärkung der regionalen wirtschaftlichen Effekte von WEA (RegWirG).....</b>	<b>40</b>
17.1	Hintergrund.....	40
17.2	Hauptpunkte .....	40
17.3	Regelungsvorschlag des BWE .....	41

<b>18</b>	<b>Vorschlag zur Unterstützung der direkten Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern und Kommunen an Windenergieanlagen an Land („Listenmodell“)</b> .....	<b>43</b>
18.1	Modellprinzip .....	43
18.2	Vergütung .....	44
18.3	Kriterien für die Bürgerenergieprojekte.....	44
18.3.1	Maximale WEA-Anzahl, Projektgebiet und Beteiligungsradius.....	44
18.3.2	Mindestanteil bürgerlicher und kommunaler Finanzbeteiligung .....	44
18.3.2.1	Mindestzahl der Gesellschafter .....	44
18.3.2.2	Wohnsitznachweis.....	45
18.3.2.3	Haltefrist.....	45
18.3.2.4	Gewerbsteuer .....	45
18.4	Besonderheit bei einer Projektgröße ab 50 Gesellschafterinnen und Gesellschaftern.....	45
18.5	Überwachung der Einhaltung der vorgenannten Kriterien.....	45
18.6	Umsetzungsfrist / Sicherheit / Pönale .....	45
	<b>Weiterbetrieb .....</b>	<b>47</b>
<b>19</b>	<b>Repowering vor Weiterbetrieb .....</b>	<b>47</b>
<b>20</b>	<b>Sofortmaßnahme aufgrund der Covid-19-Krise.....</b>	<b>47</b>
	<b>Weiteres .....</b>	<b>48</b>
<b>21</b>	<b>Innovationsausschreibungen innovationsfreundlich umsetzen .....</b>	<b>48</b>
21.1	Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen bei gleichzeitiger Entlastung.....	48
21.2	Fixe Marktprämie nur in Kombination mit volumenabhängiger Förderung .....	49
<b>22</b>	<b>Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung .....</b>	<b>49</b>
22.1	Ausstattungspflicht.....	49
22.2	Anlagenbegriff .....	50
<b>23</b>	<b>Kein Netzausbauzuschuss .....</b>	<b>50</b>
<b>24</b>	<b>Nennleistungs-Upgrades bei Windenergieanlagen an Land nach Zuschlag oder Errichtung</b>	<b>51</b>
<b>25</b>	<b>Regionale Flexibilitätsmärkte einführen – Engpässe bewirtschaften .....</b>	<b>52</b>

## Einleitung

Die von der überwältigenden Mehrheit der Bevölkerung getragenen Ziele der Bundesregierung, des Bundestags und des Bundesrats zum Klimaschutz und zum Ausbau der Erneuerbaren Energien lassen sich nur erreichen, wenn im Bund und in den Ländern ausreichend Flächen bereitgestellt, Hemmnisse gegen die Genehmigung und Umsetzung von Windenergieprojekten beseitigt werden und gleichzeitig Akzeptanz gesichert wird. In dem **Positionspapier: Empfehlungen und Forderungen für eine Novelle des EEG** erläutert der Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) erforderliche Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hinsichtlich des Erreichens der Klimaschutz- und Ausbauziele von Windenergie an Land sowie zur Beschleunigung der Energiewende als Konjunkturprogramm.

Das EEG 2000 wurde am 1. April 20 Jahre alt. Es hat Deutschland nicht nur zum Vorreiter beim Ausbau der Erneuerbaren Energien gemacht, sondern auch ganz wesentlich dazu beigetragen, dass Deutschland seine Klimaschutzziele 2020 mit dem Konjunkturereinbruch infolge der COVID-19-Pandemie doch noch erreichen kann. Das EEG 2000 war gleichzeitig Basis für den Aufbau und Ausbau der global führenden deutschen Windindustrie. Durch immer größer werdende Hemmnisse bei der Genehmigung von Windenergieprojekten, durch Verzögerungen aufgrund von Klagen von Betroffenen gegen die Umsetzung von genehmigten Windenergieprojekten und nicht zuletzt durch die Verzögerungen der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vorgeschlagenen Maßnahmen zur Stärkung der Windenergie an Land ist der Ausbau der Onshore-Windenergie immer weiter eingebrochen. Nach Zahlen des BMWi und Branchenberechnungen sind in den letzten drei Jahren insgesamt über 40.000 Jobs in der Windindustrie verlorengegangen. Mit der Novelle der AVV-Kennzeichnung, dem Beilegen eines eineinhalb Jahre währenden Streits um bundesweite Abstandsregelungen, mit neuen Berechnungsmethoden beim Flugradar und dem Vorschlag zur Beteiligung von Kommunen und Bürgern an Windenergieprojekten sind nun endlich wieder die Möglichkeiten gegeben, die weiteren Hürden abzubauen und zu mehr genehmigten und umgesetzten Windenergieprojekten zu kommen. Die Windenergie kann so mit der anstehenden Novelle des EEG 2020 einen wesentlichen Beitrag zur Beschleunigung der Energiewende leisten und zum Konjunkturmotor werden.

Um den notwendigen Ausbau der Erneuerbaren Energien und vor allem der Windenergie wieder voranzubringen, müssen Projekte genehmigt und realisiert werden. Die aktuelle Situation der Genehmigungen steht diesem Ziel allerdings entgegen. Der Ausbau der Windenergie an Land in Deutschland ist seit Anfang 2018 dramatisch zurückgegangen und droht weiter zurückzugehen. Daher verweisen wir ergänzend auf den vom BWE im Juli 2019 vorgestellten [„BWE-Aktionsplan für mehr Genehmigungen von Windenergie an Land“](#). Die hier vorgestellten Lösungsansätze müssen dringend umgesetzt werden. Das BMWi hat dies bereits im Herbst 2019 erkannt und in einem 18-Punkte-Plan die vom BWE geforderten Maßnahmen aufgelistet.

Es ist gut, dass sich die Koalitionsfraktionen inzwischen auf einen Kompromiss zu den Abstandsregelungen geeinigt haben und damit endlich die weiteren energiepolitischen Themen angegangen werden können.

Die Systematik der Ausschreibungen muss an vielen Stellen angepasst werden. Dabei ist das Nachholen von fehlenden Volumina, um einen durchschnittlichen Zubau von 4.700 MW pro Jahr Windenergie an Land zu erreichen, ebenso essenziell wie der Ausgleich eines möglichen Rückbaus von Bestandsanlagen. Nur so können wir in die Größenordnungen der Zielerreichung des Pariser Klimaschutzabkommens kommen.

Die Fragen der Akzeptanz, sowohl bei den Kosten der EEG-Umlage als auch vor Ort, sind dem BWE deutlich bewusst.

Für die Akzeptanz und Teilhabe vor Ort haben wir mit dem sogenannten [RegWirG \(Vorschlag einer gesetzlichen Regelung im EEG 2017 zur Stärkung der regionalen wirtschaftlichen Effekte von WEA\)](#) schon deutlich vor der Veröffentlichung der Eckpunkte durch das BMWI zur finanziellen Beteiligung von Kommunen einen fundierten Vorschlag erarbeitet, der auch nach den Eckpunkten des BMWI noch richtig ist. Zur weiteren Akzeptanz und Förderung der Bürgerenergie schlägt der BWE zusätzlich das sogenannte Listemodell vor, mit welchem Bürgerenergie-Projekten eine Teilnahme an den Ausschreibungen ermöglicht werden soll. Für weitere Formen der Teilhabe hat der BWE den [Aktionsplan Teilhabe](#) veröffentlicht, in dem er weitere Vorschläge zur Einbindung der Menschen vor Ort macht.

Die Energiewende der vergangenen 20 Jahre war ein langfristiges Konjunkturprogramm, das in erster Linie den Stromsektor nachhaltig umstrukturiert hat und ihn bis heute umbaut. Das EEG war bisher das Herzstück dieser Entwicklung. Heute sind die Erneuerbaren die wichtigste Stromquelle in Deutschland mit einer weiter wachsenden Bedeutung für die Energieversorgung und mit der Windkraft als deren wesentlicher Faktor. Nicht umsonst wurde eine national innovative und global führende Industrie und Branche mit bis zu 150.000 Beschäftigten allein in der Windindustrie als Aushängeschild des deutschen Maschinen- und Anlagenbaus aufgebaut. In den letzten Jahren wurde das Zugpferd der Energiewende durch administrative Hemmnisse gezügelt und durch Klagen gebremst. Es lässt sich jedoch durch zügige Umsetzung der von Bund und Ländern vereinbarten Maßnahmen zur Stärkung der Windenergie in Deutschland ganz ohne neue finanzielle Stimulierungspakete wieder auf Trab bringen.

## Grundsätzliches

### 1 Mit dem EEG Pariser Klimaschutzziele erreichen

Der Erfolg der Energiewende ist unter den soliden Rahmenbedingungen von Stromeinspeisegesetz und Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) möglich geworden. Die Bundespolitik hat trotz wechselnder Regierungsmehrheiten für ein stabiles rechtliches Fundament und damit für Investitionssicherheit am Standort Deutschland gesorgt. Länder und Kommunen haben dieses Fundament genutzt, um den Ausbau der Erneuerbaren Energien vor Ort zu unterstützen. In einem breit aufgefächerten Markt, der von vielen mittelständischen Akteuren und Unternehmen aller Rechtsformen gekennzeichnet ist, wurde so der Ausbau der Windenergie in allen Regionen unseres Landes vorangebracht. Eine zunehmend dezentral erfolgende Stromerzeugung trägt zur Stärkung der Wirtschafts- und Finanzkraft in vielen bis dato strukturschwachen ländlichen Regionen bei. Die damit einhergehenden Wertschöpfungspotenziale wurden bereits erfolgreich in mehreren Studien nachgewiesen.

Parallel zum Aufbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen ist insbesondere in der im deutschen Maschinenbau verankerten Windenergie eine kraftvolle, innovationsgetriebene und weiterwachsende Industrie mit heute mehr als 150.000 Beschäftigten entstanden. Mit den Instrumenten, die das EEG bereitstellt, muss die Dynamik der Vergangenheit genutzt werden, um die konjunkturelle Delle nach dem Ausbruch der Corona-Pandemie abzufedern und gleichzeitig die auf der 21. UN-Klimakonferenz im Jahr 2015 beschlossenen Reduktionsziele zu erreichen. Der BWE setzt sich deshalb für einen Einstiegspreis von 60 € pro Tonne CO<sub>2</sub> in allen Sektoren ein.<sup>1</sup> Denn nur mit einem solchen Einstiegspreis lassen sich die gewünschten und nötigen Lenkungswirkungen erzielen.

### 2 Anhebung des EE-Ausbauziels auf 65 Prozent am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 und Streichung der 2025- und 2035-Ziele

Die lange geforderte gesetzliche Verankerung des 65%-Ziels wurde durch das Kohleausstiegsgesetz in das EEG aufgenommen. Dies begrüßt der BWE ausdrücklich. Dabei ist die Bezugsgröße von entscheidender Bedeutung. Der BWE verweist auch in diesem Zusammenhang auf das [2030-Szenario des Bundesverbandes Erneuerbare Energie](#), das einen Bruttostromverbrauch im Jahre 2030 von mindestens 740 TWh ausweist. Das bedeutet, dass 65 % 481 TWh ergeben.<sup>2</sup>

Entsprechend ist hierbei ein jahresgenauer Ausbaupfad wichtig, anhand dessen sich die Zielerreichung überprüfen lässt, sowie die Anhebung des Ausbauziels für die Windenergie an Land, um das 65%-Ziel überhaupt erreichen zu können. Außerdem müssen sich die Länder im Rahmen einer Bund-Länder-Vereinbarung zu verbindlichen Ausbauzielen bekennen. Hierzu sollte eine feste Institution eines Kooperationsausschusses die Erfüllung der Ziele immer wieder überprüfen, um Verbindlichkeit und Unumkehrbarkeit zu erreichen. Dies sollte im EEG verankert werden.

---

<sup>1</sup> vgl. das Konzeptpapier des BEE: [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere\\_Stellungnahmen/BEE/201907\\_BEE-Konzeptpapier\\_CO2-Bepreisung.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/201907_BEE-Konzeptpapier_CO2-Bepreisung.pdf)

<sup>2</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)

## Vorschlag des BWE:

§ 1 Abs. 3 wird wie folgt neu gefasst:

*„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). Dafür legen die Länder ihre Ziele in Abstimmung mit den Ausbauzielen nach § 1 Abs. 2 Nr. 1-3 fest, sie legen zudem ihre Strategie zur Zielerreichung, insbesondere durch Darlegung der auszuweisenden bebaubaren Flächen von mindestens 2 % der Landesflächen für Windenergie an Land für den Zubau dar und melden jährlich die tatsächlich erreichten Mengen. Gibt es eine Lücke zwischen den Zielen der Länder und dem Ziel der Ausweisung von mindestens 2 % tatsächlich bebaubarer Flächen je Bundesland für Windenergie an Land und dem Bundesziel nach § 1 Abs. 2 Nr. 1-3, 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 Dezember 2020. Der erste Bericht wird im Oktober 2021 vorgelegt. Der Ausschuss wird von einem beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie einzurichtenden Sekretariat unterstützt.“*

## Ausschreibungen Windenergieanlagen an Land

### 3 Ausschreibungsvolumen erhöhen

Um das Ziel von 65 % Erneuerbare Energien bis 2030 zu erreichen, müssen seit 2018 nach Berechnungen des BEE<sup>3</sup> mindestens 4.700 MW Windenergie an Land pro Jahr zugebaut werden. Dieses Volumen ist aber nur ausreichend, wenn die anderen Erneuerbare-Energien-Technologien auch entsprechend ausgebaut werden. So muss die Photovoltaik mit 10.000 MW, die Offshore-Windenergie mit 2.000 MW und Bioenergie mit 600 MW pro Jahr ausgebaut werden. Die in den letzten Jahren nicht zugebauten Mengen müssten hier noch addiert werden. Nur so ist das 65%-Ziel zu erreichen und die Klimazielssetzung in greifbarer Nähe.

Die Windenergie an Land muss von 2.900 MW ausgeschriebener Menge auf eine Menge erhöht werden, die eine jährlich installierte Leistung von mindestens 4.700 MW (BEE-Szenario 2030)<sup>4</sup> pro Jahr sichert. Nicht ausgeschriebene, nicht bezuschlagte und nicht realisierte Volumen in Bezug auf 4.700 MW seit dem Jahr 2018 müssen noch hinzugenommen werden.

---

<sup>3</sup> <https://www.bee-ev.de/presse/mitteilungen/detailansicht/bee-legt-szenario-zur-umsetzung-des-65-ziels-im-jahr-2030-vor>

<sup>4</sup> ebd.

## 4 Niedrigen Zubau aufholen und Ausschreibungen nachholen

Die aktuell sehr niedrigen Zubauraten müssen, um die Zielerreichung im Jahr 2030 nicht zu verfehlen, in der Systematik der Ausschreibungen durch größere Ausschreibungsmengen in den Folgejahren ausgeglichen werden. Dies geschieht aktuell schon, soweit die Mengen noch nicht bezuschlagt wurden. Für den Fall hingegen, dass die Zuschläge nicht realisiert wurden, ist eine erneute Ausschreibung der Mengen bisher noch nicht möglich. 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. Eine um drei Jahre verzögerte Neuausschreibung des nicht bezuschlagten Volumens allein reicht zur verlässlichen Mengensteuerung nicht aus und verzögert das Erreichen der Ausbauziele.

## 5 Fristverlängerung im Einzelfall und generell durch BNetzA ermöglichen

Bisher sind Verlängerungen der Umsetzungsfrist bezuschlagter Projekte lediglich bei Beklagung nach Zuschlag möglich (§ 36e Absatz 2 EEG2017).

Sowohl die Insolvenz des Anlagenherstellers Senvion als auch die Covid-19-Krise haben gezeigt, dass darüber hinaus Fristverlängerungen bei besonderen Fällen auf Antrag möglich sein müssen. Die Probleme der Vorhabenträger im Rahmen der Senvion-Insolvenz sind bis heute nicht gelöst und nach einem ersten Entwurf des sog. Kohleausstiegsgesetzes versandet. Den Verzögerungen aufgrund der Covid-19-Pandemie hat der Gesetzgeber aktuell Rechnung getragen, indem er die Umsetzungsfristen sowie die Pönale- und Vergütungsbeginn-Fristen über eine Änderung des EEG für Ausschreibungen vor dem 01.03.2020 verlängert hat.<sup>5</sup> Dies ist keine langfristige Lösung und bietet nicht die erforderliche Flexibilität sowie die dringend benötigte Rechtssicherheit.

Zusätzlich bedarf es auch einer Anpassung der Rahmenbedingungen bei einer Fristverlängerung aufgrund einer Beklagung.

### 5.1 Fristverlängerung aufgrund von Beklagung (§ 36e Absatz 2 EEG2017)

Nach **§ 36e Absatz 2 Satz 1 EEG** kann zwar auf Antrag die Realisierungsfrist von 30 Monaten bei Einlegung von Rechtsmitteln Dritter nach Zuschlagserteilung einmalig von der BNetzA verlängert werden. Die Verlängerung soll aber höchstens für die Dauer der Gültigkeit der Genehmigung ausgesprochen werden (§ 36e Absatz 2 Satz 2 EEG). Eine weitere Verlängerung durch die BNetzA ist nicht möglich, auch nicht im Fall einer Verlängerung der Geltungsdauer der BImSchG-Genehmigung.

**Aufgrund der langen Verfahrensdauern bei den Verwaltungsgerichten besteht hier das Risiko, dass der Vorhabenträger den Zuschlag durch eine Verzögerung aufgrund eines Rechtsbehelfs verliert.**

**Die Regelung ist insgesamt zu verbessern (Gesamtorschlag vgl. Kap. 5.3).**

---

<sup>5</sup> Bundestag Drucksache 19/18964

## 5.2 Weitere Fristverlängerungen ermöglichen

### 5.2.1 Herstellerinsolvenz

Im Rahmen der Insolvenz des Anlagenherstellers Senvion war bereits das Bedürfnis nach einer Fristverlängerungsmöglichkeit über die geltende Regelung hinaus deutlich geworden. Darauf hatte die Politik im ersten Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes reagiert und § 36e EEG2017 bereits um folgenden Absatz 3 ergänzt:

*„Auf Antrag, den der Bieter vor Ablauf der Frist nach Absatz 1 gestellt hat, verlängert die Bundesnetzagentur einmalig die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, wenn*

- 1. über das Vermögen eines Herstellers von Windenergieanlagen an Land ein Insolvenzverfahren eröffnet worden ist und*
- 2. soweit die Genehmigung auf Windenergieanlagen an Land des Herstellers ausgestellt war.*

*Die Verlängerung soll höchstens für 18 Monate ausgesprochen werden.“*

Diese Änderung unterblieb jedoch zunächst, da aufgrund der ungelösten Diskussion um eine bundesweite Mindestabstandsregelung die EEG-Themen einstweilen wieder aus dem Kohleausstiegsgesetz herausgelöst wurden.

### 5.2.2 Covid-19-Pandemie

Im ersten Quartal 2020 entwickelte sich die Covid-19-Pandemie auch in Deutschland immer weiter. Nach Einschätzung von Windenergieanlagenherstellern sind Produktionskapazitäten aufgrund der weltweiten Covid-19-Krise reduziert. Inlandstransporte sind aufgrund der Maßnahmen zur Eindämmung der Pandemie beeinträchtigt bzw. verzögern sich. Verzögerungen im Qualifizierungsprozess der Komponenten entstehen aufgrund von Reisebeschränkungen. Der Hafenbetrieb ist aufgrund der reduzierten Anzahl von Arbeitskräften überlastet.

Es wird erwartet, dass eine anhaltende Beeinträchtigung durch die Covid-19-Pandemie deutliche Auswirkungen auf kritische Lieferketten und Prozesse haben wird. Sollten unter anderem die bestehenden Reisebeschränkungen um inländische Reiseverbote in vielen Märkten, die für Hersteller relevant sind, erweitert werden, sind Auswirkungen auf diese Lieferketten und Prozesse gewiss.

Probleme gibt es und wird es nicht nur mit dem Material, sondern vor allem auch mit dem Personal geben. Auf vielen Baustellen arbeiten inzwischen Montagefirmen mit Kollegen aus Polen, Rumänien, Portugal, Griechenland, die Kräne kommen z. B. aus Italien und Österreich. Wenn die Grenzen geschlossen bleiben, wird auch die Anreise der Monteure erschwert, wenn nicht gar unmöglich. Nicht absehbar ist, ob die Polizei in Zukunft noch Kapazitäten hat, Schwertransporte zu begleiten.

Diese Verzögerungen belasten die Windbranche zusätzlich zu den bereits vorhandenen Verzögerungen in Genehmigungsverfahren und durch Klagen.<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> vgl. BWE-Aktionsplan für mehr Genehmigungen von Windenergieanlagen an Land

Die Verzögerungen werden auch noch über das Ende der Covid-19-Krise hinaus anhalten, wenn man stillgelegte Baustellen wieder aktiviert. Denn die Firmen sind überlastet und müssen zunächst die Rückstände abarbeiten.

Aufgrund von Lieferengpässen werden sich der Bau der Anlagen und ihre Inbetriebnahme verzögern. Dadurch kann die Umsetzungsfrist des § 36e Absatz 1 EEG nicht eingehalten werden. Die Vorhaben würden entsprechend ihre Zuschläge verlieren und müssten ferner Pönalen zahlen.

### **5.2.3 Flexible Regelung erforderlich**

Diese Ereignisse zeigen, dass es zwingend erforderlich ist, flexiblere 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.

Dass dies unabdingbar und die Bundesnetzagentur (BNetzA) hier der richtige Entscheidungsträger ist, zeigt der Umstand, dass die BNetzA im Rahmen der Covid-19-Krise „Fristverlängerungen beschlossen“ hat.<sup>7</sup> Der BWE begrüßt diese Maßnahmen der BNetzA. Die pauschale Verlängerung um 6 Monate, wie sie gesetzlich umgesetzt wird, halten wir langfristig aber nicht für eine effiziente Lösung.

Für die Zukunft ist 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.

## **5.3 Vorschlag des BWE**

### **5.3.1 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*

---

<sup>7</sup> Pressemitteilung der BNetzA vom 23.03.2020

*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>8</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>9</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.

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.

### **5.3.2 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 EEG2017), siehe § 36i EEG2017. 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.**

### **5.3.3 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>10</sup>

---

<sup>8</sup> Eine Fristverlängerung hilft bei Rechtsbehelfen Dritter nur dann, wenn der Rechtsbehelf erfolglos bleibt. Insbesondere für erfolgreiche Rechtsbehelfe Dritter wäre eine Übertragungsmöglichkeit sinnvoll.

<sup>9</sup> Hier sind auch Verlängerungsmöglichkeiten für Solaranlagen und Biomasseanlagen einbezogen, da auch diese in der Covid-19-Krise unter den Lieferengpässen und Installationsverzögerungen leiden.

<sup>10</sup> Die Fristen gelten auch im Rahmen der technologieneutralen Ausschreibungen und Innovationsausschreibungen (§ 3 GemAV oder § 3 InnAusV, § 5 Abs. 3 InnAusV).

## 6 Rückgabe des Zuschlages bei Hersteller-Insolvenz ermöglichen

Wie zuvor ausgeführt, sind Fristverlängerungen gerade im Rahmen von Hersteller-Insolvenzen erforderlich. In bestimmten Konstellationen ist alternativ 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 im Kohleausstiegsgesetz geplant war, dass Zuschläge auch bei Neugenehmigung bestehen bleiben (vgl. Kap. 10), 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 zur Inbetriebnahme nach Erhalt des Zuschlags (vgl. Kap. 5).

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

## 7 Netzausbauggebiet abschaffen

Der Bundesverband WindEnergie lehnt weiterhin alle Formen von Netzausbauregionen und eine damit verbundene Ausbaudeckelung ab, solange nicht alle Maßnahmen für eine effiziente Auslastung der Netze ergriffen wurden. Die Begrenzung des Ausbaus für Onshore-Windenergieanlagen ist nicht sachgerecht und in der aktuellen Lage der Windenergie an Land kontraproduktiv.

Im Ergebnis werden durch das Netzausbauggebiet auch die landesspezifischen Ausbauziele gefährdet. So plant bspw. Schleswig-Holstein einen weiteren Netto-Zubau von rund 3,5 GW bis 2025. Das entspricht 580 MW jährlich. Hinzu kommt der weitere nötige Zubau zur Kompensation von Stilllegungen von Post-EEG-Anlagen und Repowering-Maßnahmen. Innerhalb der Beschränkungen eines NAG wäre dies nicht möglich.

Andere Erneuerbare Energien sowie die konventionellen Energien sollten, wenn auf die Beibehaltung des Netzausbaugebietes bestanden wird, ebenfalls einbezogen werden, damit die Lasten gerechter auf alle Energieträger verteilt werden können.

**§ 36c ist entsprechend zu streichen.**

## **8 Einführung eines Instruments zur regionalen Steuerung (Regionalbonus)**

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 im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD sowie im Beschluss der Ministerpräsidentenkonferenz vom 17. Juni 2020 verankerte Komponente zur regionalen Steuerung. Die in den Ausschreibungen jährlich bezuschlagten Mengen sollten bei der Windenergie an Land am Anteil für die südlichen Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern, Saarland, Rheinland-Pfalz, Hessen und Thüringen in Höhe von 25 % vor der Einführung des Ausschreibungssystems orientiert sein. Dafür sollte für Projekte in südlichen Bundesländern ein Abschlag von dem Gebotswert in Höhe von 0,5 Cent/kWh in Ausschreibungen gewährt werden, um ihre Chance in der Bezuschlagung zu erhöhen.

Der BWE fordert darüber hinaus ein enges Monitoring, um die spezifischen Gründe für den mangelnden Ausbau zu untersuchen.

## **9 Anpassung des Referenzertragsmodells**

Mit dem Referenzertragsmodell wird auch im EEG 2017 im Sinne eines dezentralen Ausbaus der Windenergie ein Ausgleich zwischen sehr guten, guten und weniger guten Standorten in Deutschland geschaffen. Als Bezugspunkt im aktuellen EEG dient der 100%-Referenzstandort, auf den alle Gebote abzustellen sind. Das Referenzertragsmodell hat sich bewährt und kann mit angepassten Korrekturfaktoren sowie einer Differenzierung auch auf 60%-Standorte weiteres Potenzial an genehmigungsfähigen Projekten entfalten. Beides (und gerade Letzteres) trifft Standorte südlich der Mainlinie besonders, weil hier Standorte mit einer Güte zwischen 60 % und 70% die Regel sind. Die besseren Standorte liegen hier im Bereich von 70-90 % – sie sind aber die Ausnahme. Die genauen Korrekturfaktoren wären noch gutachterlich zu ermitteln. Mit diesen Maßnahmen rücken weitere Flächen, die von Anwohnern akzeptiert werden und naturschutzrechtlich unbedenklich sind, in den wirtschaftlichen Fokus und könnten somit genutzt werden.

## **10 § 36f EEG – Änderung der Genehmigung nach Zuschlagserteilung**

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

Im ersten Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes war daher zunächst auch eine Änderung des § 36f Absatz 2 EEG 2017 enthalten:

*„Satz 1 gilt entsprechend für Neugenehmigungen von Windenergieanlagen an Land an demselben Standort.“*

**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 Kohleausstiegsgesetz gemachte Einschränkung: „an dem selben Standort“ hält der BWE hingegen nicht für zielführend. Zunächst ist der Begriff „Standort“ im EEG nicht definiert. Sollte hierbei auf das Flurstück abgestellt werden, ist dies 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.**

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.

## EEG-Umlage

### 11 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.

## **12 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>11</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.**

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

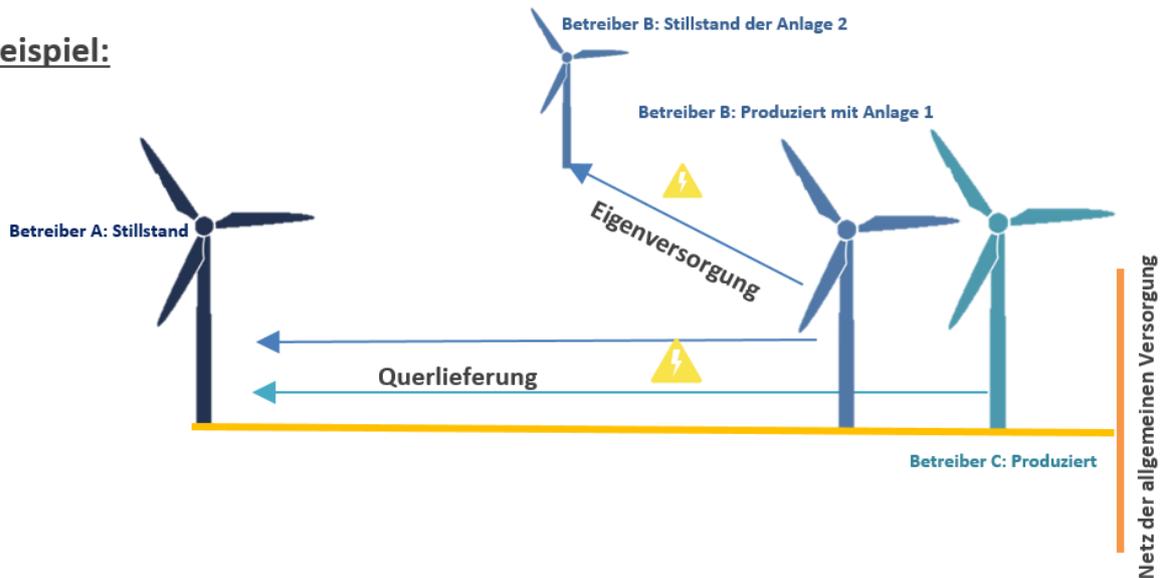
Wichtig für die vorliegende Stellungnahme ist zunächst die Konstellation, in der sich Windenergieanlagen in einem Windpark (eines Betreibers) in bestimmten Situationen mit (selbst erzeugtem) Strom „versorgen“.

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>11</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>12</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 = Drittbefreiung, 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.**

## 12.2 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.

<sup>12</sup> § 3 Nr. 43b EEG

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

### **12.3 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.**

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

### **12.4.1 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.

### **12.4.2 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>13</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.

### **12.4.3 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

---

<sup>13</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.“

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 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>14</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.

#### **12.4.4 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.

---

<sup>14</sup> BT-Drs: 18/1891, S. 208

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 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.**

## **12.5 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>15</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 „Lieferrn“ 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>16</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>17</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.**

## 12.6 „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.

<sup>15</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>16</sup> <https://www.duden.de/rechtschreibung/verbrauchen>

<sup>17</sup> Bundesfinanzhof Beschluss vom 24.2.2016, VII R 7/15

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

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

Der BWE regt daher insgesamt an, die Ausnahme zur Zahlung der EEG-Umlage auf bisher als Drittbelieferungen eingestufte parkinterne Verbräuche auszudehnen sowie klarzustellen, 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.

### **12.7.1 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.*

### **12.7.2 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>18</sup>

<sup>18</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

### 12.7.3 Meldung beim ÜNB ausreichend

Abschließend müsste auch folgendes Problem gelöst werden:

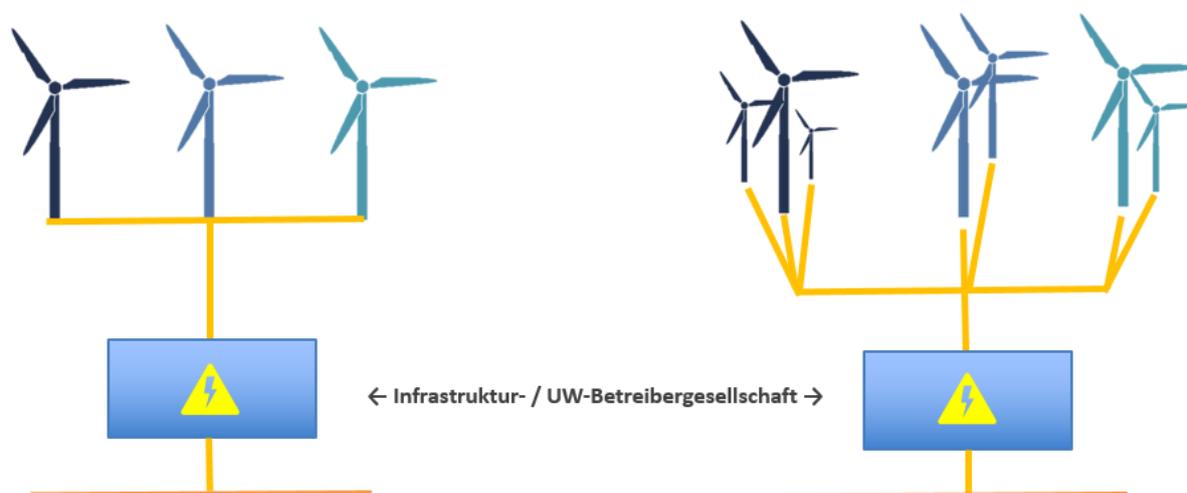
Bei Drittbelieferungen wechselt der zuständige Netzbetreiber vom Verteilnetzbetreiber (VNB) zum Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), weswegen in diesen Fällen Betreiber oft schon allein deshalb gegen Meldepflichten verstoßen, weil dem ÜNB ihr Sachverhalt (anders als dem VNB) nicht bekannt ist. Zudem ist 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 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.**

### 12.8 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

### 13 Anpassung § 15 Absatz 1 EEG – 100 % EinsMan-Entschädigung

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 geschlossen 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).

Der BWE kommt daher zu dem Ergebnis, dass aufgrund der unmittelbaren Wirksamkeit von EU-Verordnungen in den Mitgliedsstaaten (ohne dass es einer nationalen Regelung bedarf) die Regelung der E-Binnenmarkt-VO ab dem 01.01.2020 die Regelungen des EEG (§ 15 Abs. 1) sticht. Ab diesem Zeitpunkt sind auch für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01.01.2012 bei Einspeisemanagementmaßnahmen 100 % der entgangenen Einnahmen anzusetzen.

**Es sollte daher eine Änderung des § 15 Absatz 1 EEG erfolgen und dieser an den EU-Rechtsrahmen angepasst werden.**

### 14 § 51 Absatz 1 EEG: Sechs-Stunden-Regel (Negative Preise) streichen

Nach § 51 Absatz EEG verringert sich der anzulegende Wert auf null für den gesamten Zeitraum, in dem die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ sind, wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist.

Seit Einführung dieser sog. Sechs-Stunden-Regel 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 Regelung hat daher erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebes und damit auch auf die Risikobetrachtung im Rahmen der Finanzierung von Projekten.

Auch in der konkreten Direktvermarktung ist die Regel schwer handhabbar. Zwar können Direktvermarkter negative Preise im Vorfeld gut prognostizieren, wie lange die Phase der negativen Preise allerdings anhalten wird, lässt sich weniger gut vorhersagen. Die Dauer ist abhängig vom Verhalten der Marktteilnehmer, welches das Angebot des Stroms beeinflusst, und von der Entwicklung des kurzfristigen Strombedarfs, der die Nachfragemenge definiert.

Die Entscheidung, einspeisende Anlagen abzuschalten – also das Angebot zu verringern –, erfolgt erst bei Preisen im negativen Bereich deutlich unter 0 €/MWh, da die Kosten für das Abschalten und die Risiken für den Direktvermarkter mitberücksichtigt werden. Das heißt, die Entscheidung hängt von individuellen Berechnungen des Direktvermarkters ab. Die Zunahme der Fälle, in denen § 51 greift, zeigt zudem, dass das Ziel der frühzeitigen Abschaltung der Anlagen, um negative Preise zu minimieren bzw. diese mindestens zu reduzieren, nicht wirkt.

Der Grund, warum § 51 nicht die gewünschte Wirkung zeigt, ist im Besonderen, dass kein Direktvermarkter mit seinem Handeln den Strompreis über 0 €/MWh anheben möchte, da er ansonsten aufgrund des Nicht-Zustandekommens des §51-Zeitfensters zu einer vollständigen Entschädigung gegenüber dem Anlagenbetreiber verpflichtet wäre. Somit läuft der § 51 dem politischen Ansinnen entgegen, Erneuerbare-Energien-Anlagen dazu zu bewegen, in Zeiten mit negativen Preisen nicht einzuspeisen.

Im ersten Quartal 2020 lagen über 10 % der Windstromeinspeisung in Deutschland in Zeiten des § 51 EEG, dies entspricht mehr MWh als im gesamten letzten Jahr. Bereits 2019 war nahezu eine Verdopplung zu 2018 zu verzeichnen

**Wegen der genannten Punkte kann die Lösung nur sein, dass § 51 EEG vollständig gestrichen wird.**

## 15 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 Sektorkopplung maßgeblich zur Dekarbonisierung von Produktionsprozessen beitragen und so von Industriebetrieben wertbringend nutzbar gemacht werden. Mithilfe des sogenannten

Marktentwicklungsmodells<sup>19</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.

## **16 Power-to-Gas**

### **16.1 Hemmnisse überwinden – Marktanlauf starten**

#### **16.1.1 Existierende Maßnahmen rechtssicher und praxistauglich überarbeiten**

Die Umwandlung von Strom in einen anderen Energieträger gilt energierechtlich als Letztverbrauch. Somit unterliegt der Bezugsstrom für Power-to-Gas-Anlagen (PtG-Anlagen) bisher prinzipiell sämtlichen Regelungen zu Steuern, Abgaben und Umlagen mit den entsprechend einhergehenden hohen finanziellen Belastungen. In Abhängigkeit der Betriebsweise und der gewählten Elektrolysetechnologie machen die Strombezugskosten bei voller Abgabenlast etwa 65 Prozent der gesamten Produktionskosten<sup>20</sup> aus. Die Höhe der Strombezugskosten ist daher die entscheidende Einflussgröße, wenn es um die Wirtschaftlichkeit eines Projekts und Wettbewerbsfähigkeit des Endprodukts geht. Änderungen bei den Strompreisbestandteilen wirken sich also unmittelbar auf die Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen aus.

Existierende Sonderregelungen sollen die Abgabenlast senken, sind in der Praxis aber häufig untauglich, da man in allen Fällen auf rechtliche Unklarheiten bzw. Überregulierungen stößt. Sie ermöglichen die Umsetzung vereinzelter Projekte, reichen aber nicht aus, um grüne Gase in die Wettbewerbsfähigkeit zu führen und den gewünschten Marktanlauf auszulösen. Damit sie ihre (begrenzte) Wirkung entfalten können, sind sie zu überarbeiten.

#### **16.1.2 Befreiungen bei Strombezug über das öffentliche Netz**

Prinzipiell gilt, dass der Bezugsstrom von PtG-Anlagen nach überwiegender Auffassung von den reinen Netznutzungsentgelten befreit (§ 118 Abs. 6 EnWG) sein muss. Erst kürzlich wurde eine gesetzliche Regelung rückgängig gemacht, die diese Rechtsauslegung beenden sollte. Die genaue Reichweite der aktuellen Regelung und die im Einzelnen geltenden Voraussetzungen für diese Befreiung bleiben damit allerdings unklar bzw. umstritten. Insbesondere gilt dies bei Projekten, in denen das erzeugte Gas – wie in den meisten Projekten – nicht rückverstromt, sondern in der Industrie, zur Wärmeerzeugung oder im Verkehrssektor genutzt wird. Die EEG-Umlage entfällt zudem, wenn das Gas aus PtG-Anlagen ins Gasnetz eingespeist wird, nach der Entnahme wieder verstromt und für diesen Strom am Ende der Nutzungskette die EEG-Umlage gezahlt wird (§ 61l Abs. 2 EEG 2017). Dies macht aus Effizienz- und Wirtschaftlichkeitsgründen heute in der Regel aber wenig Sinn. Gegebenenfalls kommt in Großprojekten, die immer energiewendendienlich angelegt sein sollten, auch die Anwendung der besonderen Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen (Herstellung von Industriegasen) mit den einhergehenden Entlastungen bei der EEG-Umlage

---

<sup>19</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>)

<sup>20</sup> Energy Brainpool GmbH & Co. KG (2018): AUF DEM WEG IN DIE WETTBEWERBSFÄHIGKEIT: ELEKTROLYSEGAZE ERNEUERBAREN URSPRUNGS, Berlin

in Betracht. Die Stromsteuer wiederum entfällt für den zur Elektrolyse eingesetzten Strom in Unternehmen des produzierenden Gewerbes (§ 9a StromStG).

### **16.1.3 Direktlieferungs- und Eigenverbrauchskonzepte**

In dezentralen, verbrauchsnahe Konzepten mit eigenen Stromleitungen können unter bestimmten Umständen mangels Netznutzung die netzgekoppelten Strompreisbestandteile entfallen, also die Netzentgelte und die mit ihnen erhobenen gesetzlichen Abgaben und Umlagen. Bei kleineren Windenergieanlagen (bis zu 2 MW) kann dann außerdem eine Stromsteuerbefreiung in Betracht kommen, wobei heute keine Neuanlagen dieser Leistungsklasse mehr errichtet werden. Verbleibender und nicht in der PtG-Anlage genutzter Windstrom kann ins Netz eingespeist und über das EEG vermarktet werden. Voraussetzung für das Vorliegen einer Direktlieferung sind die Stromlieferung über eine Direktleitung sowie der Verbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Windenergieanlage.

In Eigenversorgungskonzepten mit Windenergieanlagen, die nicht unter das Ausschreibungsregime fallen, kann zusätzlich zu den Netzentgelten (inkl. den mit ihnen erhobenen Abgaben und Umlagen) 60 Prozent der EEG-Umlage entfallen, in manchen – in der Praxis kaum vorkommenden – Fällen auch die gesamte EEG-Umlage. Außerdem gilt eine Stromsteuerbefreiung, und zwar seit dem Inkrafttreten der Stromsteuernovelle am 1.7.2019 nicht nur für kleinere Windenergieanlagen, sondern auch für Anlagen mit mehr als 2 MW Leistung. Auch bei Eigenverbrauchskonzepten kann verbleibender, nicht in der PtG-Anlage genutzter Windstrom ins Netz eingespeist und über das EEG vermarktet werden. Voraussetzung für das Vorliegen einer Eigenversorgung: Der unmittelbare räumliche Zusammenhang muss ebenfalls darstellbar und eine Personenidentität der Anlagenbetreiber gegeben sein.

#### **16.1.3.1 Problem: Unmittelbare räumliche Nähe bzw. Zusammenhang**

Es handelt sich hierbei um einen unbestimmten Rechtsbegriff mit unterschiedlicher Auslegung, der insbesondere für die Windenergie bislang kaum sinnvoll und rechtssicher definiert ist. Das Erfordernis der unmittelbaren räumlichen Nähe bzw. des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs ist im Energierecht in verschiedenen Kontexten und Bezugsgrößen formuliert. Während im Stromsteuerrecht ein räumlicher Zusammenhang durch einen Umkreis von 4,5 km definiert ist, fehlt eine entsprechend klare Grenze im EEG.

Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass der Rechtsbegriff eine geringe räumliche Entfernung oder unmittelbare Umgebung einschließt, nicht aber räumliche Distanzen und Hindernisse zwischen Anlage und Verbrauch. Im Zweifelsfall sei aber eine Einzelfallbetrachtung notwendig. In der Praxis können so z. B. bereits angrenzende und zu querende Verkehrswege den räumlichen Zusammenhang auf ein praxisuntaugliches Minimum reduzieren. Dies passt offensichtlich nicht zur Eigenschaft eines Windparks, der sich häufig zwangsläufig „in der Fläche erstreckt“. Es besteht keinerlei sachlicher Anlass, wieso nicht auch innerhalb eines Windparks bei hinreichend räumlich-funktionalem Zusammenhang eine Eigenversorgung möglich sein sollte. Dies würde auch zur aktuellen branchenweiten Handhabung passen, nach der windparkinterne Verbräuche desselben Betreibers selbstverständlich als Eigenversorgung behandelt werden.

- **Maßnahme:** Durch eine Streichung oder zumindest großräumige Neu-Definition des Begriffs der unmittelbaren räumlichen Nähe bzw. des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs im Energie- und Stromsteuerrecht ließen sich Direktleitungen auch über größere Distanzen rechtssicher betreiben und PtG-Projekte unter Inanspruchnahme der damit verbundenen Begünstigungen besser planen und umsetzen.

### **16.1.3.2 Problem: Messen und Abrechnen**

Eine „saubere“ Abgrenzung von Eigenversorgungs- und gelieferten Strommengen sowie der einzelnen Lieferbeziehungen untereinander ist messtechnisch häufig schwierig. Diese sogenannten Mischmodelle, die vor Ort produzierte Erneuerbare Energien mit über den Strommarkt bezogenen EE-Strom kombinieren oder bei denen der vor Ort produzierte Strom teilweise ins Netz gespeist wird, sind problembelastet, da einzelne Strommengen getrennt voneinander zu erfassen und abzurechnen sind. Dies erfordert ein hochkomplexes Mess- und Abrechnungskonzept, das auf den jeweiligen Einzelfall angepasst werden muss.

Seit Ende 2018 existiert eine gesetzliche Ausnahme von der Messpflicht bei der Abgrenzung von EEG-umlagepflichtigen und EEG-Umlage privilegierten Strommengen, die jedoch nicht bei der Abrechnung gemischt genutzter Speicher greift: Eine schätzweise Abgrenzung verschiedener Strommengen ist nur unter bestimmten technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen möglich. Aber auch hier ergeben sich durch eine Reihe unbestimmter Rechtsbegriffe und die noch unklare Auslegung dieser Neuregelungen Unsicherheiten.

- **Maßnahme:** Es bedarf eines pragmatischen, aber rechtssicheren Abrechnungs- und Messkonzepts bzw. Schätzkonzepts für Eigenversorgungs- und Direktlieferungsmodelle. Im Rahmen des aktuell in Arbeit befindlichen Hinweises der Bundesnetzagentur zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlage-Pflichten sollten dringend praxistaugliche Regeln vorgesehen werden.

### **16.1.3.3 Problem: Eigenversorgungsverbot**

Das Eigenversorgungsverbot für neue Anlagen, deren anzulegender Wert in Ausschreibungen ermittelt wurde, macht den Betrieb einer PtG-Anlage durch den Betreiber dieser Anlagen unmöglich. Ein Verstoß gegen das Eigenversorgungsverbot zieht – außerhalb eng gesteckter Grenzen – den Verlust des EEG-Marktprämienanspruchs für den in das Stromnetz eingespeisten Strom über das gesamte Kalenderjahr nach sich. Innovative Eigenversorgungskonzepte mit Neuanlagen, mit denen auch die Abregelung von Anlagen vermindert werden könnte, werden so erschwert.

- **Maßnahme:** Das Eigenversorgungsverbot sollte aufgehoben werden, da so Sektorenkopplung mit ausgeschriebenen EE-Anlagen blockiert wird. *Alternativ* wäre eine explizite Ausnahme für PtG-Anwendungen denkbar.

#### 16.1.3.4 Problem: Personenidentität

Eine vollumfängliche Eigenversorgung mit entsprechenden Privilegien bei der EEG-Umlage liegt nur vor, wenn PtG-Anlage und Windenergieanlage von demselben Anlagenbetreiber betrieben werden. Die tatsächliche Sachherrschaft, die Bestimmung der Arbeitsweise sowie das wirtschaftliche Risiko müssen bei dieser Person liegen. Diese erforderliche Personenidentität ist häufig nicht sinnvoll darstellbar und erschwert ebenfalls innovative Projekte. Zudem verhindert die heute vorgegebene Personenidentität die Entwicklung von auf Sektorenkopplungsanlagen spezialisierten Akteuren.

- **Maßnahme:** Die Personenidentität, die heute beim Betrieb von innovativen Eigenversorgungskonzepten an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt i. d. R. als Vorgabe gilt, ist weder praxisgerecht noch zielführend. Sie sollte daher aufgehoben werden.

#### 16.1.4 Existierende Förderprogramme

Sowohl das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) als auch das Bundesverkehrsministerium (BMVI), das Bundesumweltministerium (BMU) und das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) haben Förderprogramme aufgelegt, die die PtG-Technologie in unterschiedlicher Weise adressieren.

Das Bundesverkehrsministerium hat bereits im Jahr 2007 damit begonnen, im Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) die PtG-Technologie im Mobilitätsbereich zu fördern. Bis 2016 standen Maßnahmen zur Technologieförderung und Demonstrationsprojekte im Vordergrund. Das Anschlussprogramm NIP II (2016-2026) setzt dies fort und hat sich zum Ziel gesetzt, die Wasserstoffmobilität zur Marktreife zu bringen. Neben Forschungs- und Entwicklungsvorhaben sollen zukünftig also auch Maßnahmen zur Marktaktivierung Unterstützung und Fördergelder erhalten. Die NOW GmbH (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie) koordiniert und steuert das NIP.

Die befristete Verordnung über eine Experimentierklausel im Zuge des Ende 2016 gestarteten Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) sieht Entlastungen bei Abgaben und Umlagen vor. SINTEG soll einen rechtlichen Probierrahmen für PtX-Projekte bieten. Fünf Schaufenster-Projekte mit zusammen über 300 Projektpartnern können noch bis Ende 2020 außerhalb des normalen Umlagesystems agieren – sprich sie profitieren (in engen Grenzen) von der Erlassung der Netzentgelte (inkl. Aufschläge) sowie 60 Prozent der EEG-Umlage, sofern sie von Akteuren innerhalb eines SINTEG-Projekts betrieben werden. Konkret bedeutet dies, dass Unternehmen für diese Projekte zunächst alle regulär auftretenden Umlagen und Entgelte bezahlen müssen. Auf Antrag können sie sich aber solche Beträge erstatten lassen, die aufgrund ihrer Tätigkeit im SINTEG-Programm zu Zeiten von Netzmaßnahmen der Netzbetreiber oder negativen Strompreisen am Spotmarkt zusätzlich angefallen sind. Dabei findet allerdings eine Anrechnung etwaiger Erlöse statt. Das SINTEG-Programm steht unter der Federführung des BMWi.

**Außerdem will das BMWi zwischen 2019 und 2022 bundesweit 20 Reallabore fördern.** Sie wurden im 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung als neue Fördersäule etabliert, um den Technologie- und Innovationstransfer von der Forschung in die Praxis zu beschleunigen. Zentrales Thema ist CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff. Es sollen deutlich mehr als die ursprünglich eingeplanten 100 Mio. Euro pro Jahr bereitgestellt

werden – u. a. zusätzliche 200 Mio. Euro für Reallabore in den Kohlerevieren. Zudem hat das BMWi eine neue Förderrichtlinie erarbeitet, die die EU-Kommission aber noch genehmigen muss. Mit der Richtlinie soll die Möglichkeit geschaffen werden, bis zu 50 Prozent der laufenden Betriebskosten eines Projektes zu fördern, und zwar über einen Zeitraum von zehn Jahren. Bisher wurden Forschungsprojekte durch Zuschüsse zu ihren Investitionskosten gefördert, in der Regel über lediglich fünf Jahre. Die Reallabore sollen aufzeigen, wo und wie regulatorische Hemmnisse überwunden werden können, um die Marktetablierung von Energieinnovationen zu beschleunigen.

#### **16.1.4.1 Problem: Überregulierung**

SINTEG-Projekte sehen sich einer deutlichen Überregulierung ausgesetzt, die ihre Bewegungsfreiheit und den Spielraum für Innovationen einschränkt. So sind die Zeiträume, in denen der Ausgleich wirtschaftlicher Nachteile in Anspruch genommen werden kann, eng begrenzt, womit die Projekte nach Ablauf der Förderdauer häufig unwirtschaftlich werden. Zudem müssen Einnahmen, die mit den im Rahmen der Projektstätigkeit erzeugten Produkten entstehen, der Förderung gegengerechnet werden.

- **Maßnahme:** Entscheidend für den Erfolg der Reallabore ist es, nicht praxisgerechte Überregulierungen zu vermeiden. Eine Förderung über die Betriebskosten ist zu begrüßen, ebenso die deutliche Erhöhung der Fördermittel, um Betriebsmodelle und Technologien in größerem Umfang zu erproben und Skaleneffekte zu ermöglichen.

### **16.2 Effektive Instrumente für den Marktanlauf implementieren**

Die oben beschriebenen Ausnahmen und Begünstigungsformen reichen allein nicht aus, um den PtG-Markt in Schwung zu bringen. Vielmehr braucht es ein effektives Instrument zur Beschleunigung des Marktanlaufs, das – in Volumen und Laufzeit begrenzt – einen klaren Rahmen für Investitionen in innovative PtG-Projekte schafft. Entsprechende Maßnahmen sollten sich zunächst auf netz- und systemdienliche kleinere Anlagen fokussieren, deren Bezugsstrom aus Erneuerbaren Energien stammt. Dies ist sinnvoll, um Fehlsteuerungen und Ineffizienzen zu vermeiden und die technologische Lernkurve in Gang zu setzen, bevor in einem nächsten Schritt auch Großanlagen in den Blick genommen werden.

Um den Betrieb von PtG-Anlagen marktgetrieben und wirtschaftlich darstellen zu können, müssen im Rahmen eines solchen Programmes preistreibende und preisverzerrende Steuern, Abgaben und Umlagen angemessen reduziert werden und somit die Strombezugskosten sinken. Regelungen zur Reduzierung der Abgabenlast müssen klar definiert, praktisch umsetzbar und möglichst weitreichend sein.

Der BWE schlägt daher folgende **Maßnahmen** vor:

#### **16.2.1 Netzdienliche Befreiung von Steuern, Abgaben und Umlagen im Rahmen von Innovationsausschreibungen**

Wenn Strom aus Windenergieanlagen vor dem Netzeinspeisepunkt in PtG-Anlagen umgewandelt wird, werden Steuern, Abgaben und Umlagen vollständig erlassen. Voraussetzung dafür: Die vom Netzbetreiber vorzuhaltende Netzanschlusskapazität für die Gesamtanlage (Windpark + Elektrolyseur) entspricht der Summe der Nennleistung aller Windenergieanlagen minus der Summe der Nennleistung aller PtG-Anlagen. Das heißt, die Netzanschlusskapazität des Windparks wird um die Leistung des Elektrolyseurs reduziert.

Damit wird netzdienliches Verhalten, d. h. die Umwandlung des Stroms und Kappung der Einspeisespitzen, in Zeiten mit hoher EE-Erzeugung sichergestellt, der Netzausbaubedarf verringert sich und gleichzeitig können die Elektrolyseure betriebswirtschaftlich optimal betrieben werden. Zudem reizt dies den Zubau von PtG-Anlagen insbesondere in windreichen Regionen mit stark ausgelasteten Netzen an. Das setzt selbstverständlich eine sorgfältige Standortanalyse und das Vorhandensein von Anwendungsfeldern für grünes Gas in näherer Umgebung zum Windpark voraus.

Umsetzen ließe sich dies für Neu- und Ü20-Bestandsanlagen im Rahmen der geplanten Innovationsausschreibungen. Teilnehmer mit Anlagenkombinationen aus Windenergieanlagen und PtG-Anlagen würden mit reduzierter Leistung (z. B. 20 MW WEA + 2 MW Elektrolyseur = 18 MW) auf den anzulegenden Wert bieten können. Die Marktprämie würde in diesem Fall bei Zuschlagserteilung also nur bis zu einer Einspeisung mit maximaler Leistung von 18 MW ausgezahlt werden. Die restlichen 2 MW des Windparks dürften bei Ausfall des Elektrolyseurs zwar einspeisen, sofern die Betriebsmittel dazu fähig sind und kein Netzengpass besteht, damit kein werthaltiger EE-Strom verlorengeht. Für sie bestünde jedoch kein Anspruch auf Auszahlung der Marktprämie und auch kein Anspruch auf Entschädigung bei Einspeisemanagement. Der Strom müsste zu Marktpreisen veräußert werden.

Der Bezugsstrom für die PtG-Anlage würde mit Zuschlagserteilung über einen Zeitraum von zehn Jahren von allen Abgaben, Umlagen und Steuern befreit, sofern der Strom aus dem angeschlossenen Windpark stammt. Für neue Windenergieanlagen bedarf es dafür einer Ausnahme vom Eigenversorgungsverbot (§27a EEG 2017). Für sie ergibt sich wie bisher ein Zahlungsanspruch der Marktprämie über zwanzig Jahre, für Bestandsanlagen über zehn Jahre.

Dieses Modell überlässt dem Betreiber die betriebswirtschaftliche Entscheidung, wann er den Windstrom der PtG-Anlage zuführt und wann er in das öffentliche Netz einspeist. Er wird auf Strompreissignale reagieren, indem er immer dann das öffentliche Netz bedient, wenn die Strompreise am Spotmarkt hoch sind. Andersherum wird bei hohem EE-Dargebot und entsprechend niedrigen Strompreisen der Elektrolyseur den Strom beziehen.

Eine generelle Abgaben- und Umlagebefreiung von Strom, der ansonsten abgeregelt worden wäre, erscheint nicht zielführend. Da sich Netzengpässe mit fortschreitendem Netzausbau verändern oder auflösen können, lässt sich darauf kein nachhaltiges Geschäftsmodell aufbauen.

## **16.2.2 Strommarktorientiertes Marktanreizprogramm**

Um neben windparknahen Elektrolyseuren mit dem damit einhergehenden begrenzten Anwendungsbereich auch solche zu ermöglichen, die Windstrom über das öffentliche Netz beziehen, unterstützt der BWE zusätzlich die Idee eines strommarktorientierten Marktanreizprogramms.

Im Rahmen dieses Programms könnten zwischen 2020 und 2025 Elektrolyseure mit einer jährlichen Gesamtleistung von 250 Megawatt von sämtlichen Steuern, Abgaben und Umlagen befreit werden. Diese Befreiung wird für jeweils zehn Jahre gewährt. Es gilt das „Windhundprinzip“. Die Teilnahme an dem Programm ist an folgende Bedingungen geknüpft:

- Der Elektrolyseur hat eine maximale Größe von 10 MW.
- Der Elektrolyseur befindet sich an einem netzdienlichen Standort.
- Die Befreiung von Steuern, Abgaben und Umlagen wird nur für die 3.000 günstigsten Strompreisstunden im Jahr gewährt, ansonsten gilt die volle Umlagepflicht.
- Die grüne Eigenschaft des Bezugsstroms muss belegt sein.

Der Strompreis gibt auch hier grundsätzlich das Signal für den Einsatz des Elektrolyseurs. Die Nachfrage nach PtG-Bezugsstrom ist also immer dann hoch, wenn auch das Angebot Erneuerbarer Energien groß ist und die Strompreise entsprechend niedrig sind. Die Abgaben- und Umlagebefreiung belohnt die flexible Fahrweise des Elektrolyseurs und damit die Integration von fluktuierendem EE-Strom. Das wiederum erhöht den Marktwert von Windstrom, was in der Folge die Marktprämienzahlungen aus dem EEG an direktvermarktete Windenergieanlagen (Neu- und Bestandsanlagen) reduziert. 3.000 Betriebsstunden gewährleisten eine praxisgerechte Auslastung des Elektrolyseurs und sind Bedingung dafür, dass dieser wirtschaftlich betrieben werden kann. Energy Brainpool hat für Greenpeace Energy einen sogenannten „[Triggerpreis](#)“ entwickelt. Dieser wird monatlich anhand einer Formel, die ausschließlich öffentlich zugängliche Daten heranzieht, ermittelt und stellt die Strompreishöhe dar, unterhalb derer der Bezugsstrom von Steuern, Abgaben und Umlagen befreit ist.

Das zeitlich und im Volumen gesteuerte Marktanzreizprogramm ist ein passendes Instrument, um die Wirkung einer flexibel reduzierten Abgabenlast auf Strom aus dem öffentlichen Netz zu erproben. Verbesserungen von Produktionsverfahren und Wirkungsgraden können auf diesem Weg zu überschaubaren Kosten angereizt werden. Ist erst einmal der Marktlauf gelungen, werden Skaleneffekte ausgelöst und die Preise für Elektrolyseure sinken. Neue Geschäftsmodelle entstehen und der Markt kann sich entwickeln.

### **16.3 Nachfrage nach grünen Gasen stärken**

Grundvoraussetzung für den Erfolg der PtG-Technologie ist neben der Reduzierung der Kosten eine wachsende Nachfrage nach grünen Gasen auf dem Gasmarkt. Dafür müssen die Kosten für fossiles Erdgas signifikant erhöht werden und muss zudem der Marktwert grüner Gase steigen. Ziel muss sein, dass diejenigen Technologien im Energiemarkt über Wettbewerbsvorteile verfügen, die CO<sub>2</sub>-frei und flexibel im Sinne der Energiewende produzieren.

Die Verwertung von Windstrom in industriellen Prozessen sowie in Mobilitäts- und Wärmeanwendungen wird heute dadurch gehemmt, dass eine Weitergabe der grünen Eigenschaft von EE-Strom über das öffentliche Netz nur im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung und mithilfe von Herkunftsnachweisen möglich ist. Herkunftsnachweise erfüllen jedoch lediglich einen informatorischen Zweck für den Endkunden und beziehen sich auf elektrische Energie. Sie belegen, dass eine bestimmte EE-Strommenge produziert wurde. Es ist jedoch nicht möglich, in PtG-Anlagen produzierten Wasserstoff oder Methan über Marketingzwecke hinaus als grün zu deklarieren. Daher können diese grünen Gase zwar in Gasprodukten genutzt werden, etwa um den Hinweis auf „grünen“ Wasserstoff bei Gasnetzeinspeisung und -ausspeisung an die Kunden zu geben, nicht aber zum Erreichen verbindlicher Quoten (EE-Ausbauziele der EU), zur Einhaltung anderer gesetzlicher Verpflichtungen (EEWärmeG, EnEV) oder schlicht zum rechtssicheren Nachweis, dass „grüner“ Wasserstoff vermarktet wurde. Das verhindert die Nutzung grüner Gase in industriellem Maßstab. Die Nachfrage nach grünem Wasserstoff basiert daher heute vielmehr auf bilateralem Vertrauen, Innovationsfreudigkeit von Unternehmen und der individuellen Zahlungsbereitschaft.

**→ Maßnahmen:**

- Eine wirksame CO<sub>2</sub>-Bepreisung in allen Sektoren kann die Kosten der fossilen Energieerzeugung verursachergerecht abbilden und helfen, grüne Gase wirtschaftlich konkurrenzfähig zu machen. Um Verbraucher nicht zusätzlich zu belasten, kann dies u. a. durch die Abschaffung der Stromsteuer flankiert werden. **Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) hat dazu ein [Konzept vorgelegt](#).**
- Die Bereitstellung von Flexibilitäten muss stärker honoriert werden. Im Rahmen einer Reform des Systems der Steuern, Abgaben und Umlagen muss geprüft werden, inwiefern eine Flexibilisierung der Entgelte und Umlagen dazu beitragen kann, dass sich Erzeugung und Verbrauch stärker synchronisieren. Netzentgelte und/oder EEG-Umlage würden durch einen Multiplikator an den Großhandelspreis der Strombörse EPEX Spot gekoppelt. Sie würden also bei hohem EE-Angebot sinken und bei niedrigem EE-Angebot steigen. Es würde im Ergebnis dann mehr nachgefragt werden, wenn günstiger grüner Strom verfügbar ist, und die Netze würden entlastet. Dadurch würde der Marktwert von grünem Strom gerade dann steigen, wenn er produziert wird, und somit würden auch die Erlöse für die Bestandsanlagenbetreiber steigen.
- Eine Weiterentwicklung der Herkunftsnachweise ist dringend erforderlich. Ein einheitliches, im besten Falle europäisches Nachweissystem muss die Anrechnung von grünen, strombasierten Gasen auf verbindliche Quoten und Ziele ermöglichen. Die grüne Eigenschaft des Windstroms muss auch bei Strombezug über das öffentliche Netz vom Erzeuger bis zum Letztverbraucher nachgewiesen werden können.

## Regionale Wertschöpfung, Teilhabe und Akzeptanz

### **17 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 entständen.<sup>21</sup>

#### **17.1 Hintergrund**

Das Anliegen des BWE ist eine direkte Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern an der Windenergie. Bereits umfassend örtlich verankerte Bürgerenergiegesellschaften müssen daher von neuen finanziellen Beteiligungsformen ausgenommen werden, insbesondere wenn sie schon durch ihre Struktur ein sehr hohes Maß an örtlicher Wertschöpfung generieren.

#### **17.2 Hauptpunkte**

Der BWE schlägt vor, 1–2 Prozent des jährlichen Umsatzes von Windenergieanlagen für Maßnahmen zur Stärkung der regionalen Wertschöpfung im Sinne regionalwirtschaftlicher Effekte im Gebiet der Standort- und/oder der angrenzenden Gemeinden zu verwenden. Dabei handelt es sich um eine knappe Regelung im EEG, die an die Teilnahme an der Ausschreibung geknüpft ist. Anders als z. B. eine Änderung des Konzessionsabgabensystems stößt sie keine allgemeine Systemveränderung an, die den Gesetzgebungsprozess erleichtern dürfte.

In einem bundesweiten Ausschreibungssystem für die Förderung des Stroms aus Erneuerbaren Energien kommt es dabei auf einheitliche Voraussetzungen für alle Marktteilnehmer an. Deshalb lehnt der BWE Regelungen einzelner Bundesländer als wettbewerbsverzerrend ab. Er befürwortet eine bundeseinheitliche Regelung und schlägt hierfür das EEG als passendes Gesetz vor. Der Gesetzgebungsvorschlag des BWE ist in folgenden Punkten strikt:

- Er sieht einen für alle Marktteilnehmer gleichen, fixen Prozentanteil des Umsatzes vor, der für Maßnahmen zur Stärkung der regionalen Wertschöpfung aufzuwenden ist.
- Weiterhin sieht er eine fixe Laufzeit für diese Maßnahmen vor: ab der Inbetriebnahme bis zum Ende der Förderung.

---

<sup>21</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)

- Zudem sieht der Vorschlag eine Verteilung zu x % auf die Standort- und angrenzenden Gemeinden und zu y % auf sonstige Maßnahmen vor (also zugunsten der Bevölkerung, der Vereine, der regionalen Wirtschaft; bspw. 30 % zu 70 % etc.). Jedes Bundesland kann eine genaue Aufteilung für seine Kommunen festlegen.
- Zudem enthält der Vorschlag einen abschließenden Katalog an potenziellen Maßnahmen, die aus dem Prozentsatz für die regionale Wertschöpfung zu finanzieren sind.
- Weiter kann der Anlagenbetreiber konkrete Maßnahmen zur Steigerung der regionalen Wertschöpfung vorschlagen. Dabei ist er zum Dialog mit der örtlichen Gemeinschaft bzw. dem Gemeinderat verpflichtet. Jedes Bundesland kann zudem festlegen, dass Einvernehmen mit den Standortgemeinden zu schaffen ist. In dem Fall muss die jeweilige Gemeindevertretung dem Konzept für die Maßnahmen der regionalen Wertschöpfung zustimmen, damit es verwirklicht werden kann.

### **17.3 Regelungsvorschlag des BWE**

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

*(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.*

## **18 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. Er schlägt daher ein anderes Modell unter Anpassung des § 36g EEG 2017 vor.

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 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.

### **18.1 Modellprinzip**

In Anlehnung an die Regelungen für Pilot-Windenergieanlagen wird folgendes Modell für Bürgerenergiegesellschaften vorgeschlagen:

Ein BEG-Projekt mit bestehender BImSchG-Genehmigung meldet sich bei der BNetzA zu einer BEG-Liste eines bestimmten Jahres nach dem Windhund-Prinzip an. Die Liste sieht als Kontingent 30 Prozent der Ausschreibungsmenge für BEG pro Jahr vor. Solange dieses BEG-Kontingent nicht erschöpft ist, erhalten alle die Voraussetzungen nach Ziffer 18.3. erfüllenden BEG einen Listeneintrag für das laufende Jahr. Ab Überschreitung der 30-Prozent-Kontingentgrenze eines Jahres erfolgt eine Eintragung auf der BEG-Liste für das Folgejahr.

Alternativ: Die BEG trägt sich in die Liste des laufenden Jahres ein und hat damit einen Vergütungsanspruch in Höhe des durchschnittlichen höchsten Zuschlagpreises der letzten drei Ausschreibungsrunden, ausgehend vom Datum der Eintragung auf die Liste. Ist die Liste für dieses Jahr bereits ausgeschöpft, verschiebt sich die Förderzusage auf das darauffolgende Jahr zu gleichen Konditionen.

Gehen mehrere Anmeldungen für Bürgerenergie-Projekte ein, deren Projektgebiete sich überschneiden (siehe Ziffer 18.3.1.), wird nur das erste dieser Projekte in die aktuelle Liste bei der BNetzA eingetragen. Die

weiteren Projekte werden in der Reihenfolge ihrer Anmeldung für die zukünftigen Jahreslisten der BNetzA vorgemerkt (Zwei-Jahres-Abstand).

Die Förderzusage liegt dann vor, wenn der BEG nach erfolgreichem Listeneintrag (ohne spätere Streichung von der BEG-Liste vor der letzten Ausschreibungsrunde) die Vergütungshöhe mitgeteilt wird.

Nicht von BEG in Anspruch genommene Volumina eines Jahres werden dem allen Bietern offenen Ausschreibungsvolumen der nächsten Ausschreibungsrunde aufgeschlagen. Die BNetzA kann diese Volumina auch auf die nachfolgenden drei Ausschreibungsrunden aufteilen.

## **18.2 Vergütung**

Die auf der jeweiligen Jahresliste der BNetzA eingetragenen BEGs erhalten eine Förderzusage in der Ausschreibungsrunde dieses Jahres.

## **18.3 Kriterien für die Bürgerenergieprojekte**

### **18.3.1 Maximale WEA-Anzahl, Projektgebiet und Beteiligungsradius**

Die Ausnahme von der Ausschreibungspflicht kann nur jeweils für maximal sechs WEA mit maximal 18 MW Nennleistung in einem Umkreis mit maximal 25 km Radius um die Fundament-Mittelpunkte (Projektgebiet) im nachstehend definierten Zeitraum in Anspruch genommen werden.

Um einem Missbrauch vorzubeugen und die Errichtung größerer Windparks in kleineren Etappen zu verhindern, soll im Projektgebiet innerhalb eines Zeitraumes von zwei Jahren nach Eintragung in die BEG-Liste in diesem Projektgebiet nur ein Projekt (bzw. max. 6 WEA mit max. 18 MW) mit den Privilegierungen der BEG möglich sein.

Die Gesamtfläche der 25-km-Umkreise um die jeweiligen WEA-Standorte einer BEG bilden das Projektgebiet, in dem auch die zu beteiligenden Bürger Erstwohnsitz haben sollen. Es bleibt daher auch bei Ausweitung des Radius für die Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger dabei, dass die Ausnahme von der Ausschreibungspflicht nur für maximal sechs WEA mit maximal 18 MW Nennleistung im Projektgebiet innerhalb eines Zeitraumes von zwei Jahren in Anspruch genommen werden darf.

### **18.3.2 Mindestanteil bürgerlicher und kommunaler Finanzbeteiligung**

Der lokale Gesellschafterkreis aus dem Umkreis (max. 25 km) muss mindestens 60 Prozent des Eigenkapitals und 60 Prozent der Stimmen halten. Von den verbliebenen 40 Prozent müssen mindestens 10 Prozent der Gemeinde/n in dem Projektgebiet gemäß 18.3.1. (25 km Radius) angeboten werden (entsprechend § 36g Abs.3 Nr. 3 b EEG 2017), wobei die Stimmen an das Eigenkapital gekoppelt sein müssen.

#### **18.3.2.1 Mindestzahl der Gesellschafter**

Der lokale Gesellschafterkreis aus dem Umkreis (max. 25 km) muss bei Gründung der Bürgerenergiegesellschaft, spätestens aber vor Einreichung des BImSchG-Antrags für ihr Projekt, mindestens aus zehn und sechs Monate nach Erhalt der Förderzusage mindestens aus 50 natürlichen Personen bestehen.

### **18.3.2.2 Wohnsitznachweis**

Die lokalen Gesellschafter/innen gem. b und c) einschließlich des/der Geschäftsführer/s/in/innen müssen bei Kapitaleinzahlung und Stellung des Genehmigungsantrages ihren ersten Wohnsitz seit mindestens zwei Jahren in dem Projektgebiet gemäß 18.3.1. haben.

### **18.3.2.3 Haltefrist**

Innerhalb von zwölf Jahren nach Inbetriebnahme der maximal sechs WEA dürfen weder das gesamte Projekt noch Anteile an der Betreibergesellschaft an Personen mit erstem Wohnsitz außerhalb des Projektgebiets gemäß 18.3.1. veräußert werden. Veränderungen durch Wegzug, Erbschaft oder Insolvenz der Privatperson/Gesellschaft sind unbeachtlich. Dies dient auch der Gewährleistung einer Bankenfinanzierbarkeit im Wege der Projektfinanzierung. Die Haltefrist beträgt grundsätzlich zwölf Jahre, wobei § 65 Abs. 2 S. 2 GenG unberührt bleibt.

### **18.3.2.4 Gewerbesteuer**

Es sollen 100 Prozent der Gewerbesteuer in den Standortgemeinden verbleiben, d. h., der Geschäftsleitungssitz gem. § 10 AO muss in einer der Standortgemeinde liegen, auf die das Projektgebiet gemäß 18.3.1. fällt (25-km-Umkreis).

## **18.4 Besonderheit bei einer Projektgröße ab 50 Gesellschafterinnen und Gesellschaftern**

Für Bürgerenergiegesellschaften gilt nach § 36g Absatz 1 Nr. 3 b) EEG 2017 das Doppelbeteiligungsverbot. Dieses soll für BEG nach Ziffer 18.3 mit einer Gesellschafteranzahl von mehr als 50 Gesellschafterinnen und Gesellschaftern nicht gelten, da der Nachweis hier sehr schwierig zu führen ist.

Da die lokale Wertschöpfung bei BEGs dieser Größenordnung ohnehin bereits sehr hoch ist, sind diese Projekte außerdem von einer möglichen gesetzlichen Regelung zur Stärkung der regionalen Wertschöpfung und Akzeptanz befreit, die eine zusätzliche finanzielle Belastung darstellt (Bsp.: RegWirG vgl. oben).

## **18.5 Überwachung der Einhaltung der vorgenannten Kriterien**

Die Einhaltung der vorgenannten Kriterien gemäß Ziffer 18.3 ist der BNetzA per Eigenerklärung alle drei Jahre nachzuweisen. Auf Verlangen müssen der BNetzA entsprechende Nachweise vorgelegt werden.

## **18.6 Umsetzungsfrist / Sicherheit / Pönale**

Bezüglich dieser Regelungen bleibt es bei den für alle Bieterinnen und Bieter geltenden Voraussetzungen unter folgender Maßgabe: Die Umsetzungs- und die Pönalefristen beginnen erst zu laufen, wenn die Förderzusage – also die Mitteilung der Vergütungshöhe – vorliegt. Ebenso ist die Sicherheitsleistung von den BEG erst bei Erhalt der Förderzusage zu erbringen (nicht bei Listeneintrag, denn für diesen ist schon die BImSchG-Genehmigung Voraussetzung und im Falle einer Rücknahme des Antrags auf Listeneintrag – siehe

Ziffer 18.1 – wird das entsprechende Volumen für nachrückende BEG verwendet bzw. der allgemeinen Ausschreibung des Folgejahrs zugerechnet, siehe Ziffern 18.1 und 18.3 – es geht also nicht verloren).

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

## Weiterbetrieb

### 19 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.

### 20 Sofortmaßnahme aufgrund der Covid-19-Krise

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>22</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>22</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).

## Weiteres

### 21 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.

#### 21.1 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.*

## **21.2 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.

## **22 Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung**

### **22.1 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.**

## 22.2 Anlagenbegriff

Neben der Frage, was unter dem Begriff „ausstatten“ zu verstehen ist, stellt sich die Frage, welcher **Anlagenbegriff** bezüglich der Ausstattungspflicht gilt.<sup>23</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 Anlagenausstattung 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.

## 23 Kein Netzausbauzuschuss

Im ersten Entwurf des sog. Kohleausstiegsgesetzes vom November 2019 war eine Verordnungsermächtigung zur Einführung eines Netzausbauzuschusses enthalten (Artikel 3, Nr. 3; § 17 Abs. 4 (neu) EnWG):

*„Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung zu regeln, unter welchen Voraussetzungen Anschlussnehmer bei der Herstellung des Netzanschlusses einer Stromerzeugungsanlage oder einer wesentlichen Erhöhung der Anschlussleistung einer solchen Anlage einen netzkostenorientierten Netzausbauzuschuss zu zahlen haben.“*

Es handelt sich hier also um eine Zahlung vom Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber.

*„Die Verpflichtung kann im Rahmen der Verordnung auf Netzanschlüsse innerhalb geographischer Gebiete beschränkt werden, die durch eine Überlastung des Übertragungsnetzes gekennzeichnet sind oder in denen die maximale Rückspeisung von Strom aus Erzeugungsanlagen größer als die Höchstlast im Netz ist.“*

Netzausbauzuschüsse würden hiernach also primär für Erzeugungsanlagen gelten, die in Gebieten stehen, in denen die Rückspeisung durch EE-Anlagen höher ist als die Höchstlast. Dieser Vorstoß war ausdrücklich auf EE-Anlagen ausgerichtet, wie sich aus der Begründung ergab. Der genaue Anwendungsbereich, die Berechnung der Höhe des Zuschusses sowie die zeitliche Gültigkeit sollen in der Verordnung geregelt werden – ohne Zustimmung von Bundestag und Bundesrat.

---

<sup>23</sup> § 9 Absatz 8 EEG 2017NEU fordert, dass „die Anlagen“ mit „Einrichtungen der bedarfsgerechten Nacht Kennzeichnung auszustatten“ sind.

In Zeiten problematischer Rahmenbedingungen für WEA wollte der Gesetzgeber damit eine weitere Kostenbelastung schaffen, insbesondere für Projekte in Regionen mit hoher EE-Einspeisung. Das verteuert die Projekte und hebt die erprobte und bewährte Aufteilung der Kosten aus (die Kosten vor dem Netzanschluss trägt der WEA-Betreiber, dahinter der Netzbetreiber). Betroffen wären vermutlich WEA und auch PV-Freiflächen, es kann aber nach dem o. g. Wortlaut volatile, steuerbare Anlagen und auch Speicher treffen. Begründet werden dürfte der Vorstoß mit einem Verschieben der Kosten in die jeweiligen Umlagen. Der Betreiber muss die Kosten, welche er gegenüber dem Netzbetreiber tragen muss, in sein Gebot einpreisen. Das senkt dann die Netzentgelte. Im Gegenzug steigt aber die EEG-Umlage.

Eine Steuerung wird weder regional noch überregional stattfinden. Regional sind Windvorranggebiete und vorhandene Flächen ausschlaggebend. Überregional dürfte es neben den vorhandenen Flächen auch noch darauf ankommen, wo sich die Projektentwicklung geografisch befindet.

**Der BWE lehnt einen Netzausbauzuschuss aus diesen Gründen ab.**

## **24 Nennleistungs-Upgrades bei Windenergieanlagen an Land nach Zuschlag oder Errichtung**

Nennleistungs-Upgrades sind eine effiziente Möglichkeit zur Optimierung des Betriebs von Windenergieanlagen. Die in § 21b Absatz 3 EEG2017 skizzierte Methode zur Berechnung der Vergütung von Strom unter Nutzung verschiedener Veräußerungsformen bei Upgrades nach Zuschlag oder Errichtung von Windenergieanlagen ist unklar und nicht sachgerecht. Der vorgesehene Abzug des prozentualen Anteils des erzeugten Stroms auf Basis der Anwendung des prozentualen Anteils des Upgrades bei der Vergütung macht technische Weiterentwicklungen von Windenergieanlagen unwirtschaftlich. Bei der Anpassung des EEG im Zuge des Energiesammelgesetzes sollten die Voraussetzungen für die Einführung einer Methode geschaffen werden, die Nennleistungs-Upgrades wirtschaftlich umsetzbar macht und gleichzeitig nicht zu einer Belastung des EEG-Kontos führt. Dazu unterstützen die Hersteller eine Methode, die im Arbeitskreis „Schnittstelle EEG“ des Fachausschuss Betriebsdaten und Standortertrag der FGW vorgeschlagen wurde. Diese Methode ermöglicht es, auf Basis etablierter Methoden zusätzliche Strommengen aus der veränderten installierten Kapazität zu berechnen und gegenüber den nach EEG vergüteten Strommengen abzugrenzen. Denkbar sind hier auch die im BMWI Workshop diskutierten Ansätze der Abgabe von zusätzlichen Angeboten in Ausschreibungsverfahren sowie die Einführung von Bagatellgrenzen.

## **25 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 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.