Stellungnahme

BWE
Bundesverband WindEnergie

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

Kabinettsbeschluss vom 23.09.2020

Oktober
2020

BWE
Bundesverband WindEnergie

Impressum
Bundesverband WindEnergie e.V.
Neustädtische Kirchstraße 6
10117 Berlin
030 21234121 0
info@wind-energie.de
www.wind-energie.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto
Pixabay/DarkmoonArt

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

Ansprechpartner

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

Philine Derouiche
Syndikusrechtsanwältin
Fachreferentin Energierecht

Datum
16.10.2020

Inhaltsverzeichnis

Einleitung 6

1. Bund-Länder-Kooperationsausschuss als zentralen Schritt zur Koordinierung der Energiewende für mehr Flächen und Genehmigungen durchsetzen 7

2. Anpassung des § 51 rückgängig machen und Strommarktdesign anpassen 7

3. Repoweringstrategie erarbeiten und Überbrückung durch Weiterbetrieb ermöglichen 8

4. Ausbaupfad für Windenergie an Land auf 87 GW erhöhen 9

5. Ausschreibungsvolumen schon vor 2024 nachholen 10

6. Bei parkinternen Verbräuchen EEG-Umlage schätzen 10

7. Finanzelle Beteiligung von Kommunen prozentual bemessen 10

8. Gute Vorschläge für Leistungsupgrades praktikabel umsetzen 11

9. Fernsteuerbarkeitsanforderungen überarbeiten 12

10. Öffentliches Interesse / öffentliche Sicherheit mit Leben füllen 12

Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 14.09.2020 13

1 § 1 EEG – Zweck und Ziel des Gesetzes (Nummer 3) 13

2 § 3 EEG – Begriffsbestimmungen (Nummer 4) 14

2.1 Nr. 3a – „ausgeförderte Anlagen“ 14

2.2 Nr. 34, Nr. 42a und 43a – „Marktwert“, „Spotmarktpreis“ und „Strombörse“ 16

3 § 4 – Ausbaupfad und § 4a (neu) – Strommengenpfad (Nummer 5) 16

4 § 9 – Technische Vorgaben (Nummer 9) 17

4.1 „stufenlose Regelung“ 17

4.2 Intelligente Messsysteme 17

4.3 Nachrüstpflicht muss angemessen sein 18

5 § 10b – Vorgaben zur Direktvermarktung (Nummer 10) 18

5.1 Forderung einer „stufenlosen Regelung“ 18

5.2 Quasi Betriebsverbot für ausgeförderte Anlagen im Weiterbetrieb 19

5.3 Pflicht zur Ausstattung mit „intelligenten Messsystemen“ 19

5.4 Fehlende Verpflichtung des Netzbetreibers das intelligente Messsystem einzubauen, wenn es nach § 10b gefordert ist 20

6 § 15 – Härtefallregelung (Nummer 12) 21

7 § 20 – Marktprämie (Nummer 14) 21

8 § 21 – Einspeisevergütung (hier: ausgeförderte Anlagen) (Nummer 15) 22

9 § 21c – Verfahren für den Wechsel (Nummer 17) 22

10 § 22 – Wettbewerbliche Ermittlung der Marktprämie (Nummer 18) 23

11 § 23a (i.V.m. § 20 und Anlage 1) – Besondere Bestimmung zur Berechnung der Marktprämie (Nummer 19) 23

12 § 23b – Besondere Bestimmungen zur Einspeisevergütung bei ausgeförderten Anlagen (Nummer 21)……. 25

13 § 27a – Zahlungsanspruch und Eigenversorgung (Nummer 26) 26

14 § 28 – Ausschreibungsvolumen für Windenergie (Nummer 28)..... 26

15 § 36b – Höchstwert für Windenergieanlagen an Land (Artikel 1 Nummer 34) 27

16 Streichung des § 36c –Netzausbaugebiet (Nummer 35) 28

17 Neuer § 36d – Zuschlagsverfahren Windenergie an Land (Nummer 37)..... 28

18 § 36e – Erlöschen von Zuschlägen für Windenergieanlagen an Land (Nummer 38)..... 28

18.1 Neu: mehrfache Verlängerung aufgrund von Rechtsbehelfen Dritter gegen die Genehmigung29

18.2 Neu: Verlängerung aufgrund von Herstellerinsolvenz möglich 30

18.3 Flexible Regelung erforderlich..... 31

18.4 Vorschlag des BWE 32

18.4.1 Ergänzung des § 85 EEG um einen neuen Absatz 2a 32

18.4.2 Vergütungsbeginn anpassen..... 33

18.4.3 Redaktionelle Änderungen 33

19 § 36f – Änderungen nach Erteilung des Zuschlags für Windenergieanlagen an Land (Nummer 39)..... 33

20 § 36g – Besondere Ausschreibungsbestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften (Nummer 40)..... 34

21 § 36h Anzulegender Wert für Windenergieanlagen an Land (Artikel 1 Nummer 41) 35

22 Neuer § 36j – Zusatzgebote (Nummer 43) 35

23 Neuer § 36k – Finanzielle Beteiligung der Kommunen (Nummer 43)..... 36

24 § 51 – Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen (Artikel 1 Nummer 81)..... 38

24.1 Bestandsanlagen und Neuanlagen an einem Netzverknüpfungspunkt..... 40

24.2 Zusätzliche Einführung von regionalen Flexibilitätsmärkten 40

25 § 53 – Verringerung der Einspeisevergütung (Nummer 83) 41

26 § 55 – Pönalen (Nummer 87)..... 41

26.1 Zuschlagsverlängerung (Nummer 87 lit. f) 41

26.2 Ausgeförderte Anlagen (Nummer 87 lit. h)..... 42

27 § 97 Kooperationsausschuss und § 98 – Jährliches Monitoring zur Zielerreichung (Nummer 125) 42

28 § 99 – Erfahrungsbericht (Nummer 125)..... 42

29 § 100 – Allgemeine Übergangsbestimmungen (Nummer 126)..... 43

29.1 Rückwirkung erforderlich im Zusammenhang mit § 36e 43

29.2 Absatz 4 - Technische Nachrüstung für Bestandsanlagen 43

29.3 Weiteres..... 44

Darüberhinausgehender Regelungs- und Änderungsbedarf 45

EEG-Umlage..... 45

30 EEG-Umlage / EEG-Konto Grundsatzfrage 45

31 EEG-Umlage bei nicht aus dem Netz bezogenen, unvermeidbaren, parkinternen Verbräuche zur Stromerzeugung in Windparks 46

31.1 Eigenversorgung/Kraftwerkseigenverbrauch zwischen mehreren WEA eines Betreibers vor dem Netzverknüpfungspunkt 46

31.2 Querlieferungen in Pooling-Parks und Anschluss mehrerer Windparks über einen Netzverknüpfungspunkt 47

31.3 Geringe Stromverbräuche durch Dritte im Rahmen des Anlagenbetriebs 48

31.4 Bewertung der aktuellen Rechtslage und Gründe für den BWE-Änderungsvorschlag 49

31.4.1 Grundsätzlich 49

31.4.2 Unverhältnismäßiger Aufwand 49

31.4.3 Stromerzeugungsanlage nach § 3 Nummer 43b EEG zu eng gefasst 50

31.4.4 Forderung: Unvermeidliche Querlieferungen in Windparks von EEG-Umlage befreien 51

31.5 Klarstellung: Stromminderерträge aufgrund von Effizienzverlusten auf dem Weg zum Netzverknüpfungspunkt sind keine EEG-Umlage-belasteten Verbräuche 53

Regelungsvorschlag des BWE: 54

31.6 „Echte“ Drittbelieferungen bleiben EEG-Umlage-belastet 55

31.7 Regelungsvorschlag des BWE für nicht aus dem Netz bezogene parkinterne Verbräuche 55

31.7.1 Neuer § 61k EEG 55

31.7.2 Andernfalls: Zumindest schätzweiser Erfassung ermöglichen 56

31.7.3 Meldung beim ÜNB ausreichend 57

31.8 Praxisgerechte Lösung für Weiterleitungsfälle im Windpark aufnehmen 58

Lösungsvorschlag des BWE: 59

Alternative Nutzungs- und weitere Vermarktungsmöglichkeiten 60

32 Marktentwicklungsmodell 60

33 Power-to-Gas 60

Weiterbetrieb 62

34 § 24 – Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen (i.V.m. § 21b Zuordnung zu einer Veräußerungsform, Wechsel) 62

Weiteres 63

35 Innovationsausschreibungen innovationsfreundlich umsetzen 63

35.1 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen bei gleichzeitiger Entlastung 64

35.2 Fixe Marktprämie nur in Kombination mit volumenabhängiger Förderung 64

36 Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung 65

36.1 Ausstattungspflicht 65

36.2 Anlagenbegriff 65

37 Regionale Flexibilitätsmärkte einführen – Engpässe bewirtschaften 66

Einleitung

Am 23.09.2020 hat das Bundeskabinett den Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Änderung des EEG und weiterer energierechtlicher Vorschriften (nachfolgend RegE) beschlossen. Dieser enthält wichtige Änderungen gegenüber dem Referentenentwurf, der am 14.09.2020 in die Verbändeanhörung gegeben wurde und zu dem der BWE bereits ausführlich Stellung genommen hat.

Einige Punkte des Entwurfes sollen außerdem im laufenden parlamentarischen Verfahren geklärt werden.

Wir möchten daher die Gelegenheit nutzen, nachfolgend die Änderungen im Regierungsentwurf zu bewerten und die BWE Positionen hierzu darzustellen.

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

Der BWE begrüßt die weitere Ergänzung des Zwecks des Gesetzes durch die Feststellung, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien im öffentlichen Interesse liegt. Ohne ausgewiesene Flächen in den Bundesländern und Genehmigungen nützen die Ziele und Maßnahmen des EEG wenig. Daher kommt einem Kooperationsausschuss zwischen Bund und Ländern im § 97 EEG 2021 RegE zur Umsetzung der Flächenziele und Maßnahmen zur Beschleunigung der Genehmigungsprozesse eine zentrale Bedeutung zu. Der BWE begrüßt die Einrichtung dieses Ausschusses ausdrücklich.

Die Änderungen, die das BMWi am Erneuerbaren Energien Gesetz vornimmt, sind so weitreichend, dass an einigen Stellen ein ausführlicher Stakeholder-Dialogprozess über die Folgen der Änderungen geführt werden müsste. § 51 EEG 2021 RegE zu den Änderungen bei negativen Preisen ist dafür beispielhaft. Die Komplexität solcher Änderungen und die Auswirkungen auf die sie betreffenden Akteure werden vom RegE noch nicht berücksichtigt.

Darüber hinaus ist eine Konsistenz der Zielsetzung mit den Maßnahmen innerhalb des Gesetzes noch nicht gegeben. Die Energiewende ist ein zu wichtiges Projekt, um es mit Experimenten in Gesetzen zu gefährden. Der vorgelegte Gesetzentwurf des EEG 2021 reicht nicht aus, um den einige Tage vor der Verabschiedung des Entwurfs durch das Bundeskabinett, am 11.09.2020 verkündeten Zielsetzungen der Vorschläge „Klima schützen & Wirtschaft stärken“ zu entsprechen.

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

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

Die Wichtigsten Punkte

1. Bund-Länder-Kooperationsausschuss als zentralen Schritt zur Koordinierung der Energiewende für mehr Flächen und Genehmigungen durchsetzen

Da die Bundesländer eine entscheidende Rolle bei der Umsetzung der Energiewende spielen, begrüßt der BWE es sehr, dass mit dem § 97 EEG 2021 RegE zur Überprüfung dieser Ziele ein Kooperationsausschuss eingeführt wird, der die Berichte zur Flächenverfügbarkeit der Länder aus § 98 EEG 2021 RegE sammelt und überprüft. Diese Berichtspflicht der Länder ist der erste Schritt einer intensiveren Kooperation, die die Ministerpräsidenten der Länder gemeinsam mit der Bundeskanzlerin am 17. Juni 2020 beschlossen hatten. Der mit einem Sekretariat ausgestattete Ausschuss begleitet und überprüft den Ausbau der Erneuerbaren Energien, um eine hohe Verbindlichkeit und Unumkehrbarkeit der Energiewende zu erreichen. Der BWE sieht darin einen entscheidenden Schritt, um bei der unzureichenden Genehmigungssituation für Windenergie an Land weiterzukommen. Dies ist die Basis für den weiteren Ausbau der Windenergie an Land und das Erreichen der Klimaschutzziele.

Um die Ziele des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu erreichen, ist ein zweijahresgenauer Ausbaupfad wie er in § 4 EEG 2021 in den Regierungsentwurf (EEG 2021 RegE) nun aufgenommen wurde, sehr wichtig. Auch die jahrgenauen Strommengenzwischenziele sind als Orientierungsgröße wichtig, auch wenn witterungsabhängige Erzeugung bei der Bewertung der Zielerreichung berücksichtigt werden muss. Wir begrüßen die Festlegung von Strommengenzielen, auch wenn die aktuell vorgesehenen Strommengen wesentlich zu niedrig sind.

Insgesamt kann der Bund-Länder-Kooperationsausschuss erreichen, dass bei Ausschreibungsvolumen, Flächenausweisung und Maßnahmen für mehr Genehmigungen frühzeitig nachzusteuern ist.

2. Anpassung des § 51 rückgängig machen und Strommarktdesign anpassen

Die bisherige 6-Stunden-Regel in § 51 EEG 2017 hat die gewünschte Wirkung verfehlt, erschwert die Finanzierbarkeit von Projekten und beeinträchtigt die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs bereits erheblich. Eine Verkürzung des Zeitraums auf nunmehr eine Stunde würde dies ohne Einbettung in ein flexibilisiertes Strommarktdesign, in dem Stromspitzen mit Hilfe von Sektorkopplungslösungen nutzbar werden, weiter verschärfen. Das genaue Ausmaß der Folgen für die Erneuerbaren Energien sowie die Marktakteure ist nicht zuverlässig abschätzbar. Experimente mit unbekanntem Ausgang sind als Wette auf die Zukunft gegenwärtig nicht zu rechtfertigen, da sie den Ausbau der Windenergie und aller anderen Erneuerbaren Energien hemmen und damit vermeiden würden, dass ein verfügbares Maximum an CO_2-freiem Strom in das System eingespeist werden kann. § 51 ist daher aus dem EEG auszugliedern und im Rahmen der Anpassung des EnWG mit dem Strommarktdesign insgesamt anzupassen (vgl. unten).

Alternativ plädiert der BWE dafür, einen Kompensationsmechanismus - ähnlich wie er in Frankreich genutzt wird - zu etablieren. Hierbei sollte die aufgrund von Schaltungen während negativer Stunden entgangene Einspeisung am Ende jeden Jahres über einfache Abrechnungsmechanismen entsprechend der

Einspeisemanagement-Entschädigungen ausgeglichen werden bis das Strommarktdesign zur Vermeidung andauernder Phasen negativer Preise angepasst wurde. Den beihilferechtlichen Vorgaben der EU würde damit Rechnung getragen, da diese besagen, dass kein Anreiz zur Einspeisung bei negativen Preisen bestehen soll. Eine nachgeholte Entschädigung ist möglich.

Es muss vorrangig eine Möglichkeit geschaffen werden, den bei negativen Stunden nicht nutzbaren Strom aus Windenergie alternativ einzusetzen. So könnte die Einführung regionaler Flexibilitätsmärkte auf Grundlage der Erfahrungen aus dem SINTEG-Programm eine Möglichkeit darstellen. Dabei müssten aber die Strompreisbestandteile flexibilisiert werden: Steuern, Abgaben und Umlagen müssen an den Börsenpreis gekoppelt werden, sodass eine Nutzung des Stroms in anderen Sektoren attraktiv wird. Damit wäre der Formel Umschalten statt Abschalten endlich genüge getan.

Die aktuell hohe und prognostizierte weitere Zunahme der Häufigkeit und Dauer der Ereignisse negativer Stunden am Spotmarkt machen Finanzierungen immer schwieriger. So lange das Strommarktdesign unzureichende Flexibilitäten bei thermischen Kraftwerken bewirkt und die Einführung von Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite (Speicher, Sektorenkopplung/P2X) noch nicht ermöglicht, wird sich diese Entwicklung nicht ändern.

Ein Kompensationsmechanismus würde Sicherheit in die Finanzierungen tragen und damit weiterhin Windenergie Projekte mit Projektfinanzierungen ermöglichen, ohne Maßnahmen zur Vermeidung von negativen Preisen zu erschweren. Der Druck zur Anpassung des Marktdesigns für Erneuerbare Energien bleibt damit hoch.

Der BWE unterstützt die Forderung des BEE nach einer Pönalisierung für konventionelle Kraftwerke, um zusätzliche Flexibilitäten am Strommarkt zu akquirieren und somit negative Strompreise zu verhindern.

3. Repoweringstrategie erarbeiten und Überbrückung durch Weiterbetrieb ermöglichen

Der Ersatz alter durch neue Windenergieanlagen auf bestehenden, infrastrukturell gut erschlossenen und akzeptierten oder gegebenenfalls neuen Flächen hat für den BWE Priorität (vgl. insgesamt im Detail unten). Der Bund sollte nach der Analyse der Flächenverfügbarkeit in den einzelnen Bundesländern (§ 98 EEG 2021 RegE) eine Repoweringstrategie erarbeiten, die einen besonderen Fokus auf die Sicherung der Bestandsflächen und verkürzte Genehmigungsverfahren legt. Die aktuell im Kabinettsbeschluss des EEG 2021 vorgeschlagene Regelung für ausgeförderte Windenergieanlagen bietet leider gerade für viele der zuerst aus der Vergütung fallenden ältesten Windenergieanlagen keine ausreichende Möglichkeit durch temporären Weiterbetrieb eine Brücke zu einer erfolgreichen Repoweringstrategie zu bauen. Die einmalige Verlängerung der Vermarktung durch den Netzbetreiber bis 31.12.2021 reicht auf Basis derzeit bestehender Marktwerte und aktueller Annahmen zur Entwicklung des Marktwerts im Jahr 2021 nicht aus, um substantiell Bestandsanlagen aus dem Jahre 2000 gesichert am Netz zu halten. Auch ist die zeitliche Befristung nicht geeignet, in der Regional- und Landesplanung die planungsrechtlichen Grundlagen für die weitere Nutzung der Bestandsflächen zu schaffen.

Vorzugswürdig ist ein Weiterbetrieb durch Direktvermarktung unter Nutzung der Grünstromeigenschaft, sofern dies im jeweiligen Fall auskömmlich möglich ist. Hier bestehen durch den aktuellen Entwurf aber noch praktische Hindernisse, die unbedingt ausgeräumt werden müssen. Wichtig ist daher, dass die technische

Umsetzung des Weiterbetriebs durch Direktvermarktung möglich ist, § 10b neu EEG 2021 RegE fordert eine stufenweise Regelbarkeit für die Direktvermarktung, die nicht jede Anlage erfüllen kann. Es bedarf einer entsprechenden Ausnahme.

Eine Absicherung des Weiterbetriebs sollte auch für diese Anlagen im bisherigen Marktprämiensystem ermöglicht werden.

Der BWE hatte für eine solche Überbrückung einen Maßnahmenplan vorgelegt, mit welchem sich verhindern lässt, dass durch die Folgen der Covid-19-Pandemie auf dem Strommarkt viele Bestandsanlagen vom Markt gehen müssen. Darin schlägt der BWE als kurzfristige Sofortmaßnahme vor, für Anlagen mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2000 einen anzulegenden Wert (AW) für die nächsten 2-3 Jahre festzulegen. Der festzulegende AW soll kostenorientiert bestimmt werden und sich an den Werten orientieren, die die Fachagentur Wind an Land in ihrer Studie „Was tun nach 20 Jahren" erarbeitet hat. Damit könnte die Brücke zu einem strategischen Repowering auf Grundlage der Berichte des § 98 EEG 2021 RegE erfolgen.

In die Direktvermarktung können trotz der vorgeschlagenen Ausnahme nicht alle Bestandsanlagen der ersten Stunde wechseln, da diese technisch für die Direktvermarktung nicht umrüstbar sind.[1] Für diese WEA reicht der Jahresmarktwert allein, wie im Regierungsentwurf vorgesehen, derzeit nicht aus, um eine Deckung der Betriebskosten im Übergangszeitraum zu ermöglichen. Deshalb sollten auch diese den oben beschriebenen anzulegenden Wert über den Netzbetreiber als feste Einspeisevergütung erhalten.

Anlagen, die aus sonstigen Gründen nicht die Direktvermarktung nutzen können, sollten diese Einspeisevergütung unter den besonderen Voraussetzungen entsprechend des § 38 Absatz 2 EEG 2014 erhalten.

4. Ausbaupfad für Windenergie an Land auf 87 GW erhöhen

Mit § 4 des Referentenentwurfs war an Stelle von mittelfristigen detaillierten jährlichen Ausbauvolumen eine langfristig zu installierende Leistung bis zum Zieljahr 2030 vorgesehen. Im Regierungsentwurf sind nunmehr für alle zwei Jahre konkrete Zwischenziele für die installierte Leistung je Technologie vorgesehen.
Es bleibt nach dem Regierungsentwurf für Windenergie an Land bei einem Ausbauziel von 71 GW installierter Leistung im Jahr 2030, das zum Erreichen der Klimaschutz- und Erneuerbare-Energien Ziele von Deutschland und der EU deutlich zu niedrig angesetzt ist. Dieser Wert und die im Regierungsentwurf vorgeschlagenen zweijährigen Zwischenwerte für die Ausbaupfade und die jährlichen Strommengen wurden auf der Grundlage eines viel zu niedrig angenommenen Bruttostromverbrauchs von 580 TWh für das Jahr 2030 berechnet. Mit Blick auf das 2030-Szenario des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE), das einen Bruttostromverbrauch im Jahre 2030 von mindestens 740 TWh ausweist, bedeuten 65% Erneuerbare Energien am Stromverbrauch 481 TWh und eine dafür nötige installierte Leistung von Windenergie an Land von 87 GW[2] -also deutlich mehr als hier vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vorgeschlagen und im Regierungsentwurf angenommen. Nach Berechnungen des BEE[3] müssten seit 2018 mindestens 4.700 MW Windenergie an Land pro Jahr zugebaut werden. Die seit 2018 nicht ausgeschriebenen Mengen müssen

[1] Diese Anlagen sind ausschließlich vom Netzbetreiber via eines Funk-Rundsteuerempfänger steuerbar. (vgl. § 6 EEG 2009)
[2] https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/202004_BEE-Szenario_2030_Aktualisierung.pdf
[3] https://www.bee-ev.de/presse/mitteilungen/detailansicht/bee-legt-szenario-zur-umsetzung-des-65-ziels-im-jahr-2030-vor

neben durchschnittlichen Volumen von jährlich mindestens 4.700 MW dringend zusätzlich ausgeschrieben werden, wenn die aktuellen Ziele erreicht werden sollen.

5. Ausschreibungsvolumen schon vor 2024 nachholen

Zusätzlich gefährden die aufgrund der Genehmigungslage zu niedrigen Zubauzahlen seit 2018 die Zielerreichung im Jahre 2030. Darum ist es wichtig, fehlende Mengen in den Folgejahren auszugleichen, damit Akteure einen ambitionierten Ausbaupfad wahrnehmen. Der BWE begrüßt, dass nach dem Regierungsentwurf neben nicht bezuschlagten auch nicht realisierte Volumina durch die Bundesnetzagentur identifiziert und wieder ausgeschrieben werden sollen (vgl. unten). Die Genehmigungssituation erholt sich langsam wieder, weshalb es ein falsches Signal an Landesregierungen, Genehmigungsbehörden und Projektierer wäre, diese positive Entwicklung durch zu geringe Ausschreibungsmengen in den Jahren nach 2021 zu gefährden. Hatte das BMWi noch in früheren Entwürfen des EEG 2021 eine Nachholung der nicht-bezuschlagten Mengen in Ihrem Gesetzesentwurf verankert, wird mit dem aktuellen Kabinettsbeschluss dieser Vorschlag verschoben und eine Nachholung setzt erst ab dem Jahr 2024 ein. Wichtige Volumina aus den Jahren 2019 und 2020 in Höhe von knapp 3.000 MW würden damit verloren gehen. Das Aussetzen des Aufschlags nicht bezuschlagter Volumen bis 2024 würde den Großteil der für die Zielerreichung erforderlichen Installationen auf die zweite Hälfte des Jahrzehnts verlagern. Stattdessen sollten Volumen möglichst zeitnah neu ausgeschrieben werden.

6. Bei parkinternen Verbräuchen EEG-Umlage schätzen

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 getragenen menschlichen Handlung beruhen, die einen bestimmten Zweck verfolgen würde. Die EEG-Umlage fällt daher nicht an. Dies sollte gesetzlich klargestellt werden. Dies fordert der BWE bereits seit Langem und hat nunmehr hierzu einen konkreten Gesetzesvorschlag erarbeitet.

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

Zumindest sollte geregelt werden, dass eine mess- und eichrechtskonforme Erfassung nicht erforderlich ist, sondern eine Schätzung vorgenommen werden kann. Auch hierzu legt der BWE einen ausformulierten Regelungsvorschlag vor. Dies ist für die Erfassung der Strommengen bisher nicht vorgesehen und verursacht unverhältnismäßige Kosten im Vergleich zur dadurch generierten EEG-Umlage.

Hierzu hatten wir in unserer Stellungnahme zum Referentenentwurf vom 14.9.2020 (Punkt 27.5. S. 50f.) bereits konkrete Vorschläge unterbreitet (oder vgl. unten).

7. Finanzelle Beteiligung von Kommunen prozentual bemessen

Der BWE hält weiterhin auch die tatsächliche Beteiligung von Bürgern vor Ort für eine tragende Säule der Energiewende (vgl. unten). 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 diese Beteiligung wirklich zu steigern. Eine Überarbeitung findet im RegE nicht statt. Wir verweisen daher auf unser „Listenmodell" im Aktionsplan Teilhabe und den Vorschlages einer gesetzlichen Regelung im EEG 2017 zur Stärkung der regionalen wirtschaftlichen Effekte von WEA (RegWirG).

Nach dem Regierungsentwurf enthält der neue § 36k EEG 2021 keine verpflichtende Zahlung des Bieters an die Standortgemeinde mehr. Nunmehr wird ihm eine Zahlung/ werden ihm Angebote an die „betroffenen Gemeinden" mit Begrenzung auf bis zu 0,2 Cent/kWh und die Erstattung dieses Betrages vom Netzbetreiber ermöglicht.

Grund für diese Änderungen dürften die auch vom BWE immer wieder geäußerten verfassungsrechtlichen Bedenken gegen den ursprünglichen Vorschlag einer Zahlung an die Gemeinde (so noch im Referentenentwurf enthalten) sein.[4]

Der aktuelle Vorschlag löst die strafrechtliche Unsicherheit von Projektierern beim Angebot von Beteiligungen an die Gemeinden aus Sicht des BWE nicht in Gänze, da die Beteiligung nun zum einen freiwillig und der Betrag in der Spanne bis 0,2 Cent/kWh frei wählbar und zum anderen der Projektierer entscheiden kann, welche Gemeinde „betroffen" ist. Mit einer Verpflichtung und einer Definition der betroffenen Gemeinde wäre den Projektierern weit mehr Sicherheit beim Angebot von Beteiligungen gewährt. Der aktuelle Vorschlag sollte daher verpflichtend umgesetzt werden, mit klar definiertem Zahlungsempfänger und Zahlungsbetrag. Der BWE hält weiterhin eine prozentuale Zahlung für den richtigen Weg.

Außerdem ist weiterhin sicherzustellen, dass Projektierer in Bundesländern mit eigenen Regelungen zur finanziellen Beteiligung nicht doppelt zahlen, damit es hier nicht zu Wettbewerbsverzerrungen im bundeseinheitlichen Ausschreibungsverfahren kommt. Eine Erstattung nach § 36k Absatz 2 EEG 2021 RegE sollte auch bei einer Verpflichtung möglich bleiben.

8. Gute Vorschläge für Leistungsupgrades praktikabel umsetzen

Der BWE begrüßt die Möglichkeit zu Leistungsupgrades von bezuschlagten Windenergieanlagen (§ 22 Absatz 2) sowie die Möglichkeit der Abgabe zusätzlicher Gebote für bereits bezuschlagte Windenergieanlagen in Bezug auf nachträgliche Leistungsupgrades mit einem Zusatzgebot nach Inbetriebnahme (§36j EEG 2021 RefE). Der BWE weist auf eine weiterhin etwas unklare Formulierung in dieser Regelung hin. Nach dem vorgeschlagenen Wortlaut ist nicht eindeutig, ob der Anlagenbetreiber mit einem Zusatzgebot mit der gesamten installierten Leistung inklusive des Upgrades oder nur mit der installierten Leistung des Upgrades der Anlage in die Ausschreibung gehen soll, der über den bezuschlagten Leistungswert hinausgeht. Hier bitten wir um Klarstellung wie vorgeschlagen. Zudem ist fraglich, warum nur einmalig Zusatzgebote abgeben werden können, wenn diese Gebote ggf. gar nicht bezuschlagt wurden. Hier halten wir eine Anpassung für erforderlich, die mehrfache Gebote ermöglicht.

[4] Bereits zum BMWi Eckpunktepapier zur Beteiligung hatte der BWE verfassungsrechtliche Bedenken geäußert (Link) und diese in seinen Stellungnahmen wiederholt (Vorabstellungnahme EEG und Stellungnahme zum RefE).

9. Fernsteuerbarkeitsanforderungen überarbeiten

Mit den §§9 und 10b EEG 2021 RefE wurden Anforderungen zur Fernsteuerbarkeit von Anlagen vorgeschlagen. Diese Anforderungen sind grundsätzlich bei Neuanlagen aufgrund der Anlagentechnologie technisch umsetzbar. Bei vielen Bestandsanlagen ist eine stufenlose, teilweise auch eine stufenweise Regelung technisch nicht umsetzbar. Der Regierungsentwurf hat diese Problematik noch nicht gelöst. Deshalb bedarf es auch hier einer Überarbeitung der Regelungen im Detail. Insbesondere Anlagentypen bei denen eine stufenlose oder stufenweise Regelung technisch nicht umsetzbar oder diese wirtschaftlich nicht darstellbar ist, müssen von der Verpflichtung einer stufenlosen Regelung ausgenommen werden (vgl. hierzu Punkt29.2).

10. Öffentliches Interesse / öffentliche Sicherheit mit Leben füllen

Der BWE begrüßt die weitere Ergänzung des Zwecks des Gesetzes durch die Feststellung, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien im öffentlichen Interesse liegt. Ohne ausgewiesene Flächen in den Bundesländern und Genehmigungen würden die Ziele und Maßnahmen des EEG wenig nützen. Daher kommt es beim weiteren Ausbau der Windenergie darauf an, diese Einordnung auch in anderen Bereichen umzusetzen, so z.B. bei Ausnahmetatbeständen des BNatSchG[5] oder in der Abwägung der Bauleitplanung.

[5] § 45 BNatSchG: Ausnahme Zugriffsverbot; § 34 BNatSchG: Ausnahme Natura2000-Gebiete; § 61 BNatSchG Ausnahme Abstände Gewässer; §67 BNatSchG generelle Ausnahme von Verboten des BNatSchG

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

Nachfolgend nimmt der BWE Stellung zu den einzelnen Regelungen des vom Kabinett beschlossenen Regierungsentwurfes (nachfolgend: EEG 2021 RegE) mit Relevanz für die Windbranche und unterbreitet ggf. Änderungsvorschläge:[6]

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

Auch nach dem Regierungsentwurf werden in § 1 die Absätze 2 bis 3 durch neue Absätze 2 bis 4 ersetzt, wonach die Ziele des EEG wie folgt angepasst werden:

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

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

Nur mit einem ambitionierten Ausbau der Erneuerbaren Energien kann es noch gelingen die auf der 21. UN-Klimakonferenz 2015 beschlossenen Reduktionsziele für Treibhausgase zu erreichen. Die Energiewende als ein entscheidender Baustein des Klimaschutzes ist eine Erfolgsgeschichte, die nur dank der durch Stromeinspeisungsgesetz und Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geschaffenen soliden Rahmenbedingungen für den Ausbau der Erneuerbaren möglich wurde. Mit dem nun vorgelegten Entwurf eines EEG 2021 ist dies noch nicht der Fall. Die bisher nicht veröffentlichten Annahmen für den Stromverbrauch des Zieljahres 2030 scheinen zu niedrig zu sein, was sich aus den Korridoren im § 4 und 4a EEG 2021 RegE erschließen lässt. Sie führen zwar rechnerisch zu 65% Anteil Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahre 2030, aber wir erreichen damit die Klimaziele nicht, da die Bundesregierung die Bedeutung insbesondere der Sektorenkopplung unterschätzt. Hier muss das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie noch deutlich nacharbeiten. Der BWE verweist in diesem Zusammenhang auf das 2030-Szenario des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE), das einen Bruttostromverbrauch im Jahre 2030 von mindestens 740 TWh ausweist. Das bedeutet, dass 65% 481 TWh ergeben.[7]
Darüber hinaus setzt sich der BWE zusätzlich weiter für eine CO_2-Bepreisung mit einem Einstiegspreis von 60€ pro Tonne CO_2 in allen Sektoren ein. Denn nur mit diesem höheren Einstiegspreis lassen sich die gewünschten und für die Erreichung der Klimaziele nötigen Lenkungswirkungen und ein ausgeglichenes Marktumfeld erzielen.

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

[6] Soweit nicht anders gekennzeichnet, handelt es sich um Änderungen nach Artikel 1 des RegE
[7] https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/202004_BEE-Szenario_2030_Aktualisierung.pdf

Schließlich wird durch den RegE der **§ 1 Absatz 5** im Vergleich zum RefE angepasst:

> *Die* ***~~Nutzung~~ Errichtung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus*** *erneuerbaren Energien* ***~~zur Stromerzeugung~~*** *liegt im öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit.*

Die Anpassung in Absatz 5 begrüßen wir, da sie klarstellt, dass es um die Errichtung der Anlagen geht und diese Regelung Relevanz für die Genehmigung der Anlagen also die Errichtung hat.

2 § 3 EEG – Begriffsbestimmungen (Nummer 4)

2.1 Nr. 3a – „ausgeförderte Anlagen“

Die Begrifflichkeit der „ausgeförderten Anlagen“ hält der BWE für unpassend. Eine Verwendung des Begriffs in dieser Stellungnahme dient ausschließlich der Verständlichkeit, da RegE diese Begrifflichkeit verwendet. Der BWE hält vielmehr die Begrifflichkeit der *Weiterbetriebsanlage* für angemessen. Durch den Regierungsentwurf wird die Obergrenze der 100 kW gestrichen, sodass die Regelung auch auf Windenergieanlagen Anwendung findet.

Es ergibt sich nach dem RegE folgendes System für ausgeförderte Windenergieanlagen (vgl. im Einzelnen und zur Bewertung die Ausführungen zu den jeweiligen Vorschriften):

- Gemäß § 21 Absatz 1 Nummer 3 werden „ausgeförderte Anlagen“ der Vergütungsform der Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nr. 2 zugeordnet.
- Nach § 23b ist der anzulegende Wert fiktiv der Jahresmarktwert.
- Gemäß § 21c wird die „ausgeförderte Anlage“ automatisch der Veräußerungsform nach § 21b Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 und § 21 Absatz 1 Nummer 3 (Einspeisevergütung) zugeordnet. Damit wird eine „wilde“ Einspeisung vermieden.
- In § 21 Absatz 2 wird folgender neuer Satz angefügt:
- „Abweichend von Satz 1 Nummer 1 müssen die Betreiber von ausgeförderten Anlagen dem Netzbetreiber den gesamten in der Anlage erzeugten Strom zur Verfügung stellen, solange die zugehörige Messstelle der Anlage nicht mit einem intelligenten Messsystem nach dem Messstellenbetriebsgesetz ausgestattet ist.“

  Grundsätzlich hat der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber den gesamten in der Anlage produzierten Strom zur Verfügung zu stellen, wenn er die Einspeisevergütung für „ausgeförderte Anlagen“ in Anspruch nimmt. Wenn jedoch ein intelligentes Messsystem nach dem MsbG eingebaut ist, besteht keine Pflicht zur kompletten Abgabe des Stroms an den Netzbetreiber. Dann ist auch eine anteilige Nutzung zum Beispiel zum Eigenverbrauch möglich.
- Der Anlagenbetreiber muss dann nach § 55 Absatz 9 (neu) eine Pönale zahlen, wenn nicht der gesamte Strom dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt wird (z.B. wg. Eigenversorgung). Die Pönale entspricht der Höhe der allgemeinen Preisen im Netzgebiet je kWh.
- Hat der Betreiber die Anlage mit den technischen Einrichtungen nach § 9 ausgestattet, werden bei der Marktprämie lediglich 0,2 Cent anstatt 0,4 Cent / kWh als Vermarktungsentgelt abgezogen (§ 53 Absatz Satz 2).

Die Bundesregierung erkennt an, dass Anlagen, die zum 31.12.2020 aus der Förderung fallen aufgrund der besonderen Situation im Jahr 2020 nicht ohne eine Unterstützung am Markt bestehen können. Am 14.10. 2020 fand auf Einladung von Bundesminister Altmaier ein runder Tisch zum Thema „ausgeförderte Anlagen" statt. Tenor der Runde war, dass Repowering prioritär erleichtert werden muss und „ausgeförderte Anlagen" grundsätzlich in die Direktvermarktung gehen sollten. Anlagen denen dieser Weg aus verschiedenen Gründen versperrt ist, sollte ein zeitlich begrenzter Weiterbetrieb in anderer Form ermöglicht werden.

Für den BWE bleibt es richtig und wichtig, dass der Ersatz alter durch neue Windenergieanlagen auf bestehenden, infrastrukturell gut erschlossenen und akzeptierten oder gegebenenfalls neuen Flächen Priorität hat. 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.

Der Bund sollte nach der Analyse der Flächenverfügbarkeit in den einzelnen Bundesländern (§ 98 EEG 2021 RegE) eine Repoweringstrategie erarbeiten, die einen besonderen Fokus auf die Sicherung der Bestandsflächen und verkürzte Genehmigungsverfahren legt. Die aktuell im Kabinettsbeschluss des EEG 2021 vorgeschlagene Regelung für ausgeförderte Windenergieanlagen bietet leider gerade für viele der zuerst aus der Vergütung fallenden ältesten Windenergieanlagen keine ausreichende Möglichkeit durch temporären Weiterbetrieb eine Brücke zu einer erfolgreichen Repoweringstrategie zu bauen. Die einmalige Verlängerung der Vermarktung durch den Netzbetreiber bis 31.12.2021 reicht auf Basis derzeit bestehender Marktwerte und aktueller Annahmen zur Entwicklung des Marktwerts im Jahr 2021 nicht aus, um substantiell Bestandsanlagen aus dem Jahre 2000 gesichert am Netz zu halten. Auch ist die zeitliche Befristung nicht geeignet, in der Regional- und Landesplanung die planungsrechtlichen Grundlagen für die weitere Nutzung der Bestandsflächen zu schaffen.

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.

Vorzugswürdig ist ein Weiterbetrieb durch Direktvermarktung unter Nutzung der Grünstromeigenschaft, sofern dies im jeweiligen Fall auskömmlich möglich ist. Hier bestehen durch den aktuellen Entwurf aber noch praktische Hindernisse, die unbedingt ausgeräumt werden müssen. Wichtig ist daher, dass die technische Umsetzung des Weiterbetriebs durch Direktvermarktung möglich ist, § 10b neu EEG 2021 RegE fordert eine stufenweise Regelbarkeit für die Direktvermarktung, die nicht jede Anlage erfüllen kann. Es bedarf einer entsprechenden Ausnahme.(siehe unten Nr. 29.2)

Eine Absicherung des Weiterbetriebs sollte auch für diese Anlagen im bisherigen Marktprämiensystem ermöglicht werden.

Der BWE hatte für eine solche Überbrückung einen Maßnahmenplan vorgelegt, mit welchem sich verhindern lässt, dass durch die Folgen der Covid-19-Pandemie auf dem Strommarkt viele Bestandsanlagen vom Markt gehen müssen. Darin schlägt der BWE als kurzfristige Sofortmaßnahme vor, für Anlagen mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2000 einen anzulegenden Wert (AW) für die nächsten 2-3 Jahre festzulegen. Der festzulegende AW soll kostenorientiert bestimmt werden und sich an den Werten orientieren, die die

Fachagentur Wind an Land in ihrer Studie „Was tun nach 20 Jahren“ erarbeitet hat. Damit könnte die Brücke zu einem strategischen Repowering auf Grundlage der Berichte des § 98 EEG 2021 RegE erfolgen.

In die Direktvermarktung können trotz der vorgeschlagenen Ausnahme nicht alle Bestandsanlagen der ersten Stunde wechseln, da diese technisch für die Direktvermarktung nicht umrüstbar sind.[8] Für diese WEA reicht der Jahresmarktwert allein, wie im Regierungsentwurf vorgesehen, derzeit nicht aus, um eine Deckung der Betriebskosten im Übergangszeitraum zu ermöglichen. Deshalb sollten auch diese den oben beschriebenen anzulegenden Wert über den Netzbetreiber als feste Einspeisevergütung erhalten.

Anlagen, die aus sonstigen Gründen nicht die Direktvermarktung nutzen können, sollten diese Einspeisevergütung unter den besonderen Voraussetzungen entsprechend des § 38 Absatz 2 EEG 2014 erhalten.

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

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

3 § 4 – Ausbaupfad und § 4a (neu) – Strommengenpfad (Nummer 5)

Im RegE sind mit den §§ 4 und 4a **konkrete installierte Leistungen für alle 2 Jahre** je Technologie sowie die jährlich zu produzierende Arbeit aus Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 vorgesehen:

57 Gigawatt im Jahr 2022,
62 Gigawatt im Jahr 2024,
65 Gigawatt im Jahr 2026,
68 Gigawatt im Jahr 2028 und
71 Gigawatt im Jahr 2030.

In § 4a wird außerdem ein Strommengenpfad geregelt:

259 TWh im Jahr 2021,
269 TWh im Jahr 2022,
281 TWh im Jahr 2023,
295 TWh im Jahr 2024,
308 TWh im Jahr 2025,
318 TWh im Jahr 2026,
330 TWh im Jahr 2027,
350 TWh im Jahr 2028 und
376 TWh im Jahr 2029.

Der Wert von 71 GW installierter Leistung Windenergie an Land in § 4 EEG 2021 RegE sowie 376 TWh in § 4a EEG 2021 RegE für die Jahre 2030 bzw. 2029 sind deutlich zu niedrig angesetzt. Wie auch oben ausgeführt, lassen die Korridore darauf schließen, dass der angenommene Bruttostromverbrauch im Jahre 2030 viel zu

[8] Diese Anlagen sind ausschließlich vom Netzbetreiber via eines Funk-Rundsteuerempfänger steuerbar. (vgl. § 6 EEG 2009)

niedrig berechnet wurde. Mit Blick auf das 2030-Szenario des BEE, das einen Bruttostromverbrauch im Jahre 2030 von mindestens 740 TWh ausweist, bedeuten 65% am Bruttostromverbrauch **481 TWh** und eine dafür nötige installierte Leistung von Windenergie an Land von **87 GW**[9] – also deutlich mehr als hier vom BMWi vorgeschlagen. Hier sollte unbedingt noch einmal nachgebessert werden.

Die Anhebung des Pfades für Offshore Wind wird ausdrücklich begrüßt.

4 § 9 – Technische Vorgaben (Nummer 9)

Der RegE gestaltet den § 9 EEG neu.

4.1 „stufenlose Regelung“

Bereits in der BWE Stellungnahme zum RefE hatte der BWE kritisiert, dass der Begriff „stufenlos“ in der Praxis schwierig ist. Technisch ist jede – auch dynamische – Regelung mit minimalsten Stufen verbunden. Da die technischen Vorgaben bzw. Netzanschlussregeln, die im VDE/FNN erarbeitet werden, ohnehin die technisch bestmögliche Fernsteuerung erfordern, ist eine weitergehende Verpflichtung für Neuanlagen nicht erforderlich. Mindestens aber sollte klargestellt werden, dass der Begriff „stufenlos“ erfüllt ist und damit die Anforderungen nach dem EEG, wenn nach dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage die Leistung vorgegeben werden kann.

Änderungsvorschlag des BWE:

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

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

Dies gilt ebenso für § 9 Absatz 1a EEG 2021 RegE sowie § 100 Abs. 4 Satz 2 Nr. 2 EEG 2021 RegE.

4.2 Intelligente Messsysteme

Zur Umsetzung der genannten Anforderungen durch die Ausstattung mit intelligenten Messsystemen (Smart Meter Gateways) verweist der BWE auf die aktuelle Diskussion zur Ausgestaltung und technischen Standardisierung von Smart Meter Gateways im Rahmen des BMWi / BSI organisierten Task-Force Prozesses. Im Rahmen der Taskforce Smart Grid und separaten Gesprächen mit dem BMWi / BSI hat der BWE gemeinsam mit zahlreichen anderen Verbänden bereits mehrfach gefordert, dass es auch zukünftig möglich sein muss über einen alternativen Kanal (alternative WAN-Schnittstelle) mit den Geräten bzw. Anlagen kommunizieren zu können. Es wurde mehrfach versichert, dass die alternative WAN-Schnittstelle ermöglicht wird, wenn dies nach erfolgter Risiko- bzw. Bedrohungsanalyse keine Bedrohung darstellt.

[9] https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/202004_BEE-Szenario_2030_Aktualisierung.pdf

In der Begründung des EEG Regierungsentwurfes heißt es nun[10]: *„Das Ziel einer konsistenten und ambitionierten Digitalisierungsstrategie erfordert, dass möglichst viele Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen ausschließlich über zertifizierte Smart-Meter-Gateways und nach den technischen Richtlinien und Schutzprofilen des BSI interoperabel und sicher ferngesteuert werden*."

Es darf keinesfalls im EEG quasi „durch die Hintertür" die Möglichkeit einer alternativen WAN-Schnittstelle ausgeschlossen werden.

4.3 Nachrüstpflicht muss angemessen sein

Die Formulierung in § 9 Absatz 1 Nummer 2 *„**sobald** die technische Möglichkeit besteht*" suggeriert, dass immer wieder eine Nachrüstpflicht für Anlagen besteht, sobald eine neue technische Möglichkeit entsteht. Jedenfalls ist hier eine Verhältnismäßigkeitsprüfung entsprechend dem aktuellen § 20 Absatz 3 EEG 2017 (*„gegen angemessenes Entgelt am Markt verfügbar*") einzufügen. Dies gilt gleichermaßen für die gleichlautende Formulierung in § 10b und § 100 Absatz 4.

5 § 10b – Vorgaben zur Direktvermarktung (Nummer 10)

Der neue § 10b EEG 2021 RegE regelt die technischen Anforderungen an Anlagen in der Direktvermarktung. Die jetzige Ausgestaltung führt insbesondere bei älteren Windkraftanlagen zu folgenden Problemen.

5.1 Forderung einer „stufenlosen Regelung"

Viele Windenergieanlagen wurden bereits zur Teilnahme an der Direktvermarktung nachgerüstet, so dass diese nun stufenweise – aber eben nicht „stufenlos"- regelbar sind. Bei Anlagen mit Teilumrichter, Stall-Anlagen sowie bei direkt an das Netz gekoppelten Anlagen ist aufgrund der Anlagentechnologie eine stufenlose Regelung i.d. Regel technisch nicht umsetzbar.

Hier sollten aus Gründen des Bestands- und Vertrauensschutzes keine unnötigen zusätzlichen Anforderungen erhoben werden.

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

Änderungsvorschlag des BWE:

Wir schlagen folgende Änderung in § 10b Absatz 1 Nummer 1 lit. b EEG 2021 RegE vor:

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

[10] RegE vom 23.10.2020, S. 116

In den Übergangsvorschriften besteht hier auch noch Anpassungsbedarf. Nach § 100 Absatz 2 Nummer 3 ist § 10b auch auf Bestandsanlagen anwendbar (vgl. unten).

5.2 Quasi Betriebsverbot für „ausgeförderte Anlagen“ im Weiterbetrieb

Es gibt Anlagentypen, bei denen eine stufenweise Regelung technisch nicht umsetzbar ist, sondern lediglich ein vollständiges Abschalten. Das ist insbesondere bei „ausgeförderten Anlagen“ im Weiterbetrieb der Fall. Zudem gibt es bei älteren Anlagen teilweise nicht genug Platz, um eine Fernwirkanlage nachzurüsten. Denn die Station am Netzverknüpfungspunkt ist teilweise so knapp bemessen, dass ein Schrank für die Fernwirkanlage (ca. 40 cm mal 30 cm) plus weitere benötigte Komponenten dann nicht mehr hineinpassen.

Hier käme die Verpflichtung zur stufenlosen oder stufenweisen Regelung einem praktischen Betriebsverbot gleich, sobald die Anlagen keine Einspeisevergütung mehr in Anspruch nehmen können.

Nach dem derzeitigen Stand des RegE haben daher Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2000 oder früher nur für das Jahr 2021 die Möglichkeit, die Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen zu erhalten und müssten dann abgebaut werden. Eine Direktvermarktung nach diesem Zeitraum kommt für diese Anlagentypen aufgrund der Anforderungen des § 10b EEG 2021 RegE nicht in Betracht.

Außerdem hat die Regelung den Effekt, dass für bestimmte Anlagentypen nur die Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen zur Verfügung steht, aber der Weg in die sonstige Direktvermarktung versperrt oder jedenfalls erheblich erschwert ist. Damit würde die derzeitige Regelung die eigentlich gewünschte Marktintegration verhindern. Daraus lässt sich allgemein die Forderung ableiten, dass für bestehende Anlagen die technischen Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit nicht strenger sein dürfen als die Anforderungen an das EinsMan/Redispatch 2.0, weil andernfalls ein Anreiz gesetzt wird, in der Einspeisevergütung zu bleiben und die Direktvermarktung zu vermeiden.

Anlagentypen, bei denen eine stufenlose oder stufenweise Regelung technisch nicht umsetzbar ist, müssen von der Verpflichtung einer stufenlosen Regelung ausgenommen werden (siehe BWE-Vorschlag unter § 100 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2021 RegE). Das gilt insbesondere für „ausgeförderte“ Anlagen (vgl. hierzu auch oben Punkt 2.1).

5.3 Pflicht zur Ausstattung mit „intelligenten Messsystemen“

Ältere Anlagen im Weiterbetrieb können teilweise auch nicht oder nur mit sehr hohem Aufwand mit einem „intelligenten Messsystem“ (iMS) verbunden werden. In diesem Fall käme die Pflicht zur Verwendung eines iMS ebenfalls einem praktischen „Betriebsverbot“ gleich (siehe unter 5.2.). Auch hier sollten „ausgeförderte“ Anlagen von der Pflicht zur Verwendung des iMS ausgenommen werden.

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

5.4 Fehlende Verpflichtung des Netzbetreibers das intelligente Messsystem einzubauen, wenn es nach § 10b gefordert ist

Es muss sichergestellt sein, dass der Netzbetreiber das intelligente Messsystem einbauen muss, wenn es nach § 10b gefordert wird. Denn nach Messstellenbetriebsgesetz (MSBG) ist die Rollout-Verpflichtung des Netzbetreibers bereits erfüllt, wenn er 95 % der Messstellen mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet hat. Der Anlagenbetreiber der unter die 5 % der nicht ausgestatteten Messstellen fällt und seinen Strom direktvermarkten möchte, hätte dann nur die Möglichkeit einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber zu wählen. Dieser dürfte deutlich teurer sein, da er nicht unter die Preisobergrenze fällt.

Es muss daher eine – individuell einklagbare – Verpflichtung für den Netzbetreiber geben, das intelligente Messsystem zur Preisobergrenze einzubauen, wenn und soweit der Anlagenbetreiber verpflichtet ist, das intelligente Messsystem zur Fernsteuerung zu verwenden.

6 § 15 – Härtefallregelung (Nummer 12)

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

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

Im vorliegenden Entwurf wird das EEG an diese europarechtlichen (bereits geltenden) Vorgaben angepasst und die 100%-Entschädigung bei Einspeisemanagement Maßnahmen klargestellt (§ 15 EEG 2021 RegE). Dies hat der BWE bereits in seiner „Vorabstellungnahme“ zum EEG[11] gefordert und begrüßt die Anpassung daher ausdrücklich.

7 § 20 – Marktprämie (Nummer 14)

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

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

Bereits heute schon hat die Notwendigkeit einer getrennten Messung Folgen, da Anlagen innerhalb solcher Mischparks nicht in die sonstige Direktvermarktung aufgenommen werden. Dieses Problem wird zunehmen, da ab 01.01.2021 (spätestens ab dem 01.01.2022) viele Anlagen in die sonstige Direktvermarktung wechseln müssen, da sie ihren Vergütungsanspruch Ende 2020 verlieren und ggf. mit der Vergütung für „ausgeförderte Anlagen“ nicht auskommen. Das Ziel des Gesetzgebers, die EE-Anlagen stärker an den Markt zu bringen, wird dadurch konterkariert. Der vorliegende Entwurf bringt hier leider keine Verbesserung.

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

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

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

8 § 21 – Einspeisevergütung (hier: „ausgeförderte Anlagen“) (Nummer 15)

Gemäß § 21 Absatz 1 Nummer 3 werden „ausgeförderte Anlagen“ nach § 3 Nummer 3a der Vergütungsform der Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nr. 2 zugeordnet.

In § 21 Absatz 2 neuer Satz angefügt:

> „Abweichend von Satz 1 Nummer 1 müssen die Betreiber von ausgeförderten Anlagen dem Netzbetreiber den gesamten in der Anlage erzeugten Strom zur Verfügung stellen, solange die zugehörige Messstelle der Anlage nicht mit einem intelligenten Messsystem nach dem Messstellenbetriebsgesetz ausgestattet ist.“

Grundsätzlich hat der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber den gesamten in der Anlage produzierten Strom zur Verfügung zu stellen, wenn er die Einspeisevergütung für „ausgeförderte Anlagen“ in Anspruch nimmt. Wenn jedoch ein intelligentes Messsystem nach dem MsbG eingebaut ist, besteht keine Pflicht zur kompletten Abgabe des Stroms an den Netzbetreiber. Dann ist auch eine anteilige Nutzung zum Beispiel zum Eigenverbrauch möglich.

Problematisch ist diese Regelung in ihrer aktuellen Form bezüglich der parkinternen Verbräuche von Windenergieanlagen, die in vielen Konstellationen der Eigenversorgung zuzuordnen sind (vgl. hierzu im Detail unten). Diese Verbräuche müssen ohne intelligentes Messsystem nach dem Messstellenbetriebsgesetz möglich sein. Dass hier eine Besonderheit besteht, hat auch der Gesetzgeber erkannt, indem er vom Eigenversorgungsverbot des § 27a EEG gerade solche parkinternen Verbräuche ausgenommen hat.

Wir regen daher an, § 21 Absatz 2 um folgenden weiteren Satz zu ergänzen:

> „*Verbräuche nach § 27a sind hiervon ausgenommen.*“

9 § 21c – Verfahren für den Wechsel (Nummer 17)

Gemäß § 21c wird die „ausgeförderte Anlage“ automatisch der Veräußerungsform nach § 21b Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 und § 21 Absatz 1 Nummer 3 (Einspeisevergütung) zugeordnet. Damit wird eine „wilde“ Einspeisung vermieden.

Dies begrüßt der BWE.

10 § 22 – Wettbewerbliche Ermittlung der Marktprämie (Nummer 18)

Bisherige Forderungen des BWE:

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

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

11 § 23a (i.V.m. § 20 und Anlage 1) – Besondere Bestimmung zur Berechnung der Marktprämie (Nummer 19)

Wir begrüßen die Neudefinition und Klarstellung des Monatsmarktwertes in § 3 Nummer 34 EEG 2021, nach der sich der Monatsmarktwert nunmehr auf Grundlage des tatsächlichen Monatsmittelwerts des Spotmarktpreises bezogen auf einen Kalendermonat ergibt. Jedoch führt der für Neuanlagen mit Zuschlag ab 2023[12] eingeführte Jahresmarktwert nach § 23a i.V.m. Anlage 1 als Referenzwert zur Berechnung der gleitenden Marktprämie zu unnötigen negativen Folgen für Anlagenbetreiber und Marktteilnehmer.

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

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

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

[12] Anlage 1 Nr. 2 neu EEG 2021 RegE

Anlagenauslegung:

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

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

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

Wartung:

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

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

Liquiditätsrisiken:

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

nach unten beispielweise führt in diesem Fall zu um ein Jahr verzögerten Zahlungen der korrekten (dann höheren) Marktprämie an die Anlagenbetreiber.

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

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

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

Empfehlung des BWE:

Besonders mit Hinblick auf die genannte Marktsystematik, die Liquiditätsrisiken, das vorauseilende unnötige Abschalten und das Ziel einer möglichst effizienten nachfrageorientierten Einspeisung, empfiehlt der BWE die Beibehaltung der monatlichen Referenz zur Berechnung der Marktprämie. Vor dem Hintergrund der erläuterten Unwägbarkeiten durch solche Experimente besteht das Risiko, dass CO2-freier Strom völlig unnötig der Einspeisung entzogen wird.

12 § 23b – Besondere Bestimmungen zur Einspeisevergütung bei ausgeförderten Anlagen (Nummer 21)

An dieser Stelle verweisen wir auf die grundsätzliche Forderung des BWE zu „ausgeförderten Anlagen“. Nachfolgend bewerten wir trotzdem den aktuellen Vorschlag des RegE zur Einspeisevergütung von „ausgeförderten Anlagen“.

Nach dem neuen § 23b EEG 2021 RegE gilt für „ausgeförderte Anlagen“ fiktiv als anzulegender Wert zur Berechnung der Einspeisevergütung der Jahresmarktwert. Dieser ist definiert in § 3 Nummer 34 b EEG 2021 RegE als der energieträgerspezifische Marktwert von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, der sich nach Anlage 1 Nummer 4 aus dem tatsächlichen Jahresmittelwert des Spotmarktpreises bezogen auf ein Kalenderjahr ergibt (Jahresmarktwert).

Die Berechnung erfolgt nach Anlage 1 zu § 23a (Punkt 4.2.3):

4.3.2 Windenergie an Land
‚$JW_{\text{Wind an Land}}$‘ ist der tatsächliche Jahresmittelwert des Marktwerts von Strom aus Windenergieanlagen an Land, der sich aus dem Spotmarktpreis ergibt und wie folgt berechnet wird:

- Für jede Stunde eines Kalenderjahres wird der durchschnittliche Spotmarktpreis mit der Menge des in dieser Stunde nach der Online-Hochrechnung nach Nummer 5.1 erzeugten Stroms aus Windenergieanlagen an Land multipliziert.
- Die Ergebnisse für alle Stunden des Kalenderjahres werden summiert.
- Diese Summe wird dividiert durch die Menge des in dem gesamten Kalenderjahr nach der Online-Hochrechnung nach Nummer 5.1 erzeugten Stroms aus Windenergieanlagen an Land.

Für Anlagenbetreiber besteht das Risiko, dass sie am Ende des Jahres 2021 Nachzahlungen leisten müssen, wenn die zuvor auf Basis der Daten aus dem Jahr 2020 festgelegten Auszahlungsabschläge zu hoch waren. Zusätzlich führt die Abrechnung des Jahresmarktwertes zu hohem administrativen Aufwand, weshalb es nicht nachvollziehbar ist, wieso hier der Jahresmarktwert angesetzt wird. Einfacher wäre es, die Summe der Monatsmarktwerte zu Grunde zu legen und einen monatlichen Abschlag basierend auf dem jeweiligen mittleren Monatsmarktwert auszuzahlen.

Schließlich ist diese Vergütung für Weiterbetriebsanlagen, wie zu § 3 Nr. 3a ausgeführt, nicht auskömmlich zur Überbrückung der Zeit bis zu einem Repowering.

13 § 27a – Zahlungsanspruch und Eigenversorgung (Nummer 26)

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

Dieser Regelung widerspricht dem aktuellen § 27a. Nach dem Regierungsentwurf sind hier keine Anpassungen vorgesehen.

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

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

Die Ergänzung des § 27a durch eine neue Nummer 4 und die Möglichkeit der Nutzung des Stroms in Zeiten negativer Preise vor Ort ohne gegen das Eigenversorgungsverbot von Ausschreibungsanlagen zu verstoßen, begrüßt der BWE.

14 § 28 – Ausschreibungsvolumen für Windenergie (Nummer 28)

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

Um auf dem Weg zur Klimaneutralität vor 2050 das Ziel von 65% Erneuerbare Energien bis 2030 zu erreichen, müssten seit 2018 nach Berechnungen des BEE[13] mindestens 4.700 MW Windenergie an Land pro Jahr zugebaut werden. Die seit 2018 nicht ausgeschriebenen Mengen müssen dringend ausgeschrieben werden. Für den Fall, dass Zuschläge nicht realisiert wurden, ist eine erneute Ausschreibung dieser Mengen auch noch nicht vorgesehen. Auch dies sollte angepasst und die nicht realisierten Mengen sollten später erneut ausgeschrieben werden.

Der BWE hatte hierzu bereits vorgeschlagen, den § 28 EEG 2017 (Ausschreibungsvolumen) um einen Absatz zu ergänzen, der bestimmt, dass sich das Ausschreibungsvolumen im Folgejahr um die Mengen erhöht, die erloschen sind und entwertet wurden. Deshalb begrüßt der BWE den nun durch den Regierungsentwurf eingefügten **§ 28 Absatz 5 (neu) EEG 2021 RegE**, der die **Nachholung nicht realisierter Volumen** einführt.

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

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

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

15 § 36b – Höchstwert für Windenergieanlagen an Land (Artikel 1 Nummer 34)

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

Der RegE mindert den Höchstwert auf 6,0 Cent, was im Zusammenhang mit den Änderungen des § 36k (neu) steht.

[13] https://www.bee-ev.de/presse/mitteilungen/detailansicht/bee-legt-szenario-zur-umsetzung-des-65-ziels-im-jahr-2030-vor

16 Streichung des § 36c –Netzausbaugebiet (Nummer 35)

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

17 Neuer § 36d – Zuschlagsverfahren Windenergie an Land (Nummer 37)

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

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

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

Deshalb unterstützt der BWE die in §36d EEG 2021 RegE vorgeschlagene Quote. Sie ist ein Schritt in die richtige Richtung. Dies würde den deutschlandweiten Ausbau noch besser unterstützen. Ein enges Monitoring wird über die Berichtspflicht der Länder nach § 98 EEG 2021 RegE erarbeitet werden, um die spezifischen Gründe für den mangelnden Ausbau im Süden zu untersuchen.

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

18 § 36e – Erlöschen von Zuschlägen für Windenergieanlagen an Land (Nummer 38)

Die Neuregelung des § 36e EEG 2021 RegE enthält gute Ansätze, die der BWE unterstützt.

Nach dem Dafürhalten des BWE besteht aber noch weiterer Anpassungsbedarf:

18.1 Neu: mehrfache Verlängerung aufgrund von Rechtsbehelfen Dritter gegen die Genehmigung

Nach § 36e Absatz 2 Satz 1 ist zukünftig auch eine mehrfache Verlängerung der Realisierungsfrist des Projektes bei Rechtsbehelfen Dritter möglich. Dies hatte der BWE bereits seit langem gefordert[14] und begrüßt daher die Änderung.

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

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

> *„Die Verlängerung soll höchstens für die Dauer der Gültigkeit der Genehmigung ausgesprochen werden,* ***wobei der Verlängerungszeitraum 18 Monate nicht überschreiten darf****."*
> [neu in Fettdruck]

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

Die Gesetzesbegründung liefert den Hinweis, dass wohl eine **Maximaldauer** gemeint ist (*Die Einführung einer Maximaldauer von 18 Monaten bei Klagen in § 36e EEG 2021 (…))*[15] und führt zu den Gründen der Einschränkung aus, diese helfe *„den Anlagenbetreibern, da sich bei einer weiteren Verlängerung weitere Folgeprobleme ergeben können: So kann eine Änderungsgenehmigung erforderlich sein, etwa weil der Anlagentyp nicht mehr verfügbar ist. In solchen Fällen wären die Betreiber an den Zuschlag gebunden und hätten nicht die Möglichkeit erneut teilzunehmen. Da aber die Förderdauer schon beginnt, ist eine erneute Teilnahme vielfach im Sinne der Bieter."*

Diese Begründung ist falsch.

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

Zudem ist eine Höchstfrist der Verlängerung von 18 Monaten offensichtlich unzureichend. Der Zeitraum von 18 Monaten reicht nicht einmal aus, um ein Gerichtsverfahren in zwei Instanzen (Verwaltungsgericht und Oberverwaltungsgericht) unter optimalen Bedingungen und ohne Beweiserhebung durchzuführen. In

[14] So bereits in BWE Stellungnahme zum sog. EnSaG Ende 2018 https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/stellungnahmen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/20181116_BWE-Stellungnahme_Energiesammelgesetz_1_.pdf, S. 17 ff.

einigen Bundesländern reicht der Zeitraum von 18 Monaten nicht einmal aus, um das erstinstanzliche Verfahren am Verwaltungsgericht durchzuführen. Auch wenn über das Investitionsbeschleunigungsgesetz die erstinstanzliche Zuständigkeit des Oberverwaltungsgerichts eingeführt werden soll, ist damit zu rechnen, dass das erstinstanzliche Verfahren innerhalb des Zeitraums von 18 Monaten nur in Ausnahmefällen abgeschlossen sein wird. Wenn eine Höchstfrist vorgesehen wird, muss diese deutlich großzügiger ausfallen und mindestens fünf Jahre betragen.

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

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

Wir fordern daher auch weiterhin die Streichung des § 36i EEG.

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

Begrüßenswert wäre auch, wenn diese Anpassungen ebenfalls für Bestandsanlagen gelten würden. § 100 Absatz 3 erklärt lediglich die Verlängerung aufgrund von Herstellerinsolvenz für anwendbar auf Bestandsanlagen (§ 36e Absatz 3 neu).

18.2 Neu: Verlängerung aufgrund von Herstellerinsolvenz möglich

Auch der Regierungsentwurf sieht einen neuen Absatz 3 in § 36e EEG vor, wonach auf Antrag die Bundesnetzagentur die Realisierungsfrist verlängert, wenn über das Vermögen des Herstellers des Generators oder eines sonstigen wesentlichen Bestandteils der Windenergieanlagen das Insolvenzverfahren eröffnet worden ist.

Auch hier soll nur eine maximale Verlängerung von 18 Monaten möglich sein.

Der BWE begrüßt, diesen Vorstoß grundsätzlich.

Wir halten aber auch hier die Beschränkung auf 18 Monate nicht für interessengerecht. Gerade vor dem Hintergrund, dass bei einer Herstellerinsolvenz zumeist eine Neugenehmigung erfolgt und daher häufig – auch aufgrund der fortgeschrittenen Zeit – z.B. neue artenschutzrechtliche Begutachtung erfolgen müssen sind 18 Monate deutlich zu knapp. Wir regen daher an, die Beschränkung auf 18 Monate aufzuheben oder zumindest auf 24 Monate anzuheben.

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

Insbesondere vor dem Hintergrund, dass durch den aktuellen Entwurf Zuschläge auch bei Neugenehmigung bestehen bleiben, muss dem betroffenen Planer im Fall einer Insolvenz des Anlagenherstellers die Möglichkeit eingeräumt werden, den Zuschlag zurückzugeben. Andernfalls bliebe ihm nur die Möglichkeit,

den Zuschlag durch Zeitablauf verfallen zu lassen und entsprechend die Pönale zu zahlen und dann in das Umgenehmigungsverfahren zu starten. Es ist nicht interessengerecht, ihm diese Nachteile aufzubürden, obwohl er unverschuldet in diese Situation gekommen ist.

Wir halten es daher weiterhin für interessengerecht und angemessen, dem Bieter alternativ zur Verlängerung der Umsetzungsfrist eine Entwertungsoption bei Herstellerinsolvenz zur Verfügung zu ermöglichen:

Option 1: Fristverlängerung nach Erhalt des Zuschlags.

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

Positiv bewerten wir ausdrücklich, dass die Regelung gem. § 100 Absatz 3 RegE auch auf Bestandsanlagen angewendet wird.

18.3 Flexible Regelung erforderlich

Wie bereits in der BWE Stellungnahme zum Referentenentwurf ausgeführt, hat das Jahr 2020 eindrücklich gezeigt, dass es neben Drittrechtsbehelfen und Herstellerinsolvenzen immer wieder zu unvorhergesehenen Ereignissen kommen kann, die ein Einhalten der Realisierungsfristen für die Projektierer von WEA unmöglich machen, ohne dass sie diese zu vertreten hätten.[16] Im ersten Quartal 2020 entwickelte sich die Covid-19-Pandemie auch in Deutschland immer weiter. Hierdurch kam es zu Lieferverzögerungen, die das Einhaltung der Realisierungsfristen gefährdeten.

Diese Verzögerungen haben die Windbranche zusätzlich zu den bereits vorhandenen Verzögerungen in Genehmigungsverfahren und durch Klagen belastet.[17] Es bestand das Risiko, dass Zuschläge aufgrund der Frist des § 36e Absatz 1 EEG 2017 verfallen.

Zunächst hatte hier die Bundesnetzagentur (BNetzA) Fristverlängerungen beschlossen“.[18] Anschließend und gerade noch rechtzeitig verlängerte der Gesetzgeber die Frist pauschal um 6 Monate.[19]

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

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

[16] So z.B. durch die Covid-19-Pandemie: Vgl. auch hierzu im Detail BWE Stellungnahme zum Referentenentwurf S. 22
[17] vgl. BWE-Aktionsplan für mehr Genehmigungen von Windenergieanlagen an Land
[18] Pressemitteilung der BNetzA vom 23.03.2020
[19] Sog. Kleine EEG Novelle Bundestags-Drucksache 19/19208

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

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

18.4 Vorschlag des BWE

18.4.1 Ergänzung des § 85 EEG um einen neuen Absatz 2a

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

> *„Die Bundesnetzagentur kann auf Antrag im Einzelfall oder von Amts wegen allgemein für bestimmte Gruppen von Anlagen die Fristen nach § 36e (Absatz 1), § 37d Absatz 2 Nummer 2, § 39d (Absatz 1), § 39f Absatz 2, § 54 Absatz 1 sowie § 55 Absatz 1 bis 5 verlängern. Die Verlängerung erfolgt für alle Fristen, die für eine Anlage oder eine Gruppe von Anlagen gelten, einheitlich. Die Verlängerung erfolgt insbesondere dann, wenn die Einhaltung der Fristen durch den Eintritt von Ereignissen oder Umständen höherer Gewalt erschwert wird. Auf Antrag verlängert die Bundesnetzagentur die Frist nach § 36e, insbesondere wenn nach der Abgabe des Gebots ein Rechtsbehelf Dritter gegen die im bezuschlagten Gebot angegebene Genehmigung der Anlage eingelegt worden ist. Eine Verlängerung ist auch mehrfach zulässig, insbesondere bei Fortdauern der Ereignisse oder Umstände höherer Gewalt oder nach einer Verlängerung der Geltungsdauer der im bezuschlagten Gebot angegebenen Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz. Die Bundesnetzagentur kann in den Fällen des Satzes 3 und 4 auf Antrag des Bieters abweichend von § 36f Absatz 1 oder § 39e Absatz 1 den Zuschlag einer anderen bereits genehmigten Anlage zuordnen.[20] 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.“[21]*

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.

[20] Eine Fristverlängerung hilft bei Rechtsbehelfen Dritter nur dann, wenn der Rechtsbehelf erfolglos bleibt. Insbesondere für erfolgreiche Rechtsbehelfe Dritter wäre eine Übertragungsmöglichkeit sinnvoll.
[21] Hier sind auch Verlängerungsmöglichkeiten für Solaranlagen und Biomasseanlagen einbezogen, da auch diese in der Covid-19-Krise unter den Lieferengpässen und Installationsverzögerungen leiden.

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

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

18.4.2 Vergütungsbeginn anpassen

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

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

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

18.4.3 Redaktionelle Änderungen

§ 36e Abs. 2 und § 39d Abs. 2 müssen ebenfalls entfallen (redaktionelle Anpassung). In § 3 GemAV und § 5 Abs. 3 Nr. 1 InnAusV wird der Verweis auf § 36i EEG gestrichen.[22]

19 § 36f – Änderungen nach Erteilung des Zuschlags für Windenergieanlagen an Land (Nummer 39)

Der BWE begrüßt die Anpassung durch den Regierungsentwurf, wonach eine Verschiebung des WEA-Standorts bei einer Neugenehmigung unschädlich ist, sofern diese nicht größer als die doppelte Rotorblattlänge ist.

Hier bitten wir allerdings um Klarstellung, welche Rotorblattlänge hier der Ansatzpunkt ist: die der WEA der „Erstgenehmigung“ oder die der Änderungs- oder Neugenehmigung?

Ferner möchten wir auf einen Verweisungsfehler in der Übergangsvorschrift des § 100 Absatz 3 RegE hinweisen und um Korrektur bitten:

§ 100 Absatz 3 RegE erklärt die Anwendung des EEG 2021 auch auf Bestandsanlagen nach § 100 Absatz 1:

[22] Die Fristen gelten auch im Rahmen der technologieneutralen Ausschreibungen und Innovationsausschreibungen (§ 3 GemAV oder § 3 InnAusV, § 5 Abs. 3 InnAusV).

> *„Für Strom aus Anlagen nach Absatz 1 sind ferner die §§ 22 Absatz 2, 36e Absatz 3,* ***36f Absatz 2 Satz 3*** *und 36j dieses Gesetzes anzuwenden.“*

Jedoch haben weder der alte noch der neue § 36f Absatz 2 nach RegE einen Satz 3:

Nr. 39 des RegE lautet:

> § 36f Absatz 2 **Satz 1** wird wie folgt gefasst:
> *„Wird die Genehmigung für das bezuschlagte Projekt nach der Erteilung des Zuschlags geändert oder neu erteilt, bleibt der Zuschlag auf die geänderte oder neu erteilte Genehmigung bezogen, wenn der Standort der Windenergieanlage um höchstens die doppelte Rotorblattlänge abweicht.“*

Gemeint sein dürfte in § 100 Absatz 3 daher dieser neue Satz 1. Dies ergibt sich so auch aus der Gesetzesbegründung:

> *„In § 100 Absatz 3 EEG 2021 werden für Zuschläge von Windenergieanlagen an Land die neuen Regelungen zu Leistungsupgrades einschließlich der Möglichkeit der Abgabe von Zusatzgeboten, zu Herstellerinsolvenzen und zur Fortgeltung der Zuschläge, wenn an demselben Standort eine Neugenehmigung erlangt wird, für anwendbar erklärt. Dies ist eine lediglich rechtlich vorteilhafte Regelung für die Anlagenbetreiber.“ [S. 164; zu Nr. 126 Absatz 3]*

Wir bitten daher um Anpassung der Übergangsvorschrift wie folgt:

> *„Für Strom aus Anlagen nach Absatz 1 sind ferner die §§ 22 Absatz 2, 36e Absatz 3,* ***36f Absatz 2 Satz 1*** *und 36j dieses Gesetzes anzuwenden.“*

Die Übergangsvorschrift an sich begrüßen wir ausdrücklich.

20 § 36g – Besondere Ausschreibungsbestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften (Nummer 40)

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

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

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

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

21 § 36h Anzulegender Wert für Windenergieanlagen an Land (Artikel 1 Nummer 41)

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

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

22 Neuer § 36j – Zusatzgebote (Nummer 43)

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

Der neue Gebotswert darf den ursprünglichen Zuschlagswert und den geltenden Höchstwert dabei nicht überschreiten. Die Vergütungsdauer ist entspricht der des ursprünglichen Zuschlages. Die Regelung soll auch für Bestandsanlagen gelten.

Der BWE begrüßt diese ausdrückliche Möglichkeit der Abgabe eines Zusatzgebotes.

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

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

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

> *„Bieter können abweichend von § 36c Gebote für bezuschlagte Windenergieanlagen an Land abgeben, wenn* ***und soweit*** *die installierte Leistung der Anlagen um mehr als 15 Prozent erhöht wird oder werden soll (Zusatzgebote).* ***Die Bundesnetzagentur schließt Zusatzgebote von dem Zuschlagsverfahren aus, wenn sie für eine in dem Zusatzgebot angegebene Windenergieanlage an Land bereits einen Zuschlag auf ein Zusatzgebot erteilt hat, der zum Gebotstermin nicht entwertet worden ist.****" [Ergänzung in fett]*

Weiterhin ist fraglich, wie bei unterschiedlicher bezuschlagter Gebotshöhe für das Ursprungs- und das Zusatzgebot die jeweiligen Werte auf die Strommenge aufgeteilt werden. Eine Aufteilung nach installierter Leistung ist hier technisch nicht sinnvoll, da der Energieertrag nicht proportional mit der Nennleistung steigt.

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.

Um die Strommengen bei unterschiedlich bezuschlagter Gebotshöhe voneinander abzugrenzen, schlägt der BWE daher vor, auf eine Methode zu verweisen, die im Arbeitskreis „Schnittstelle EEG" des Fachausschuss Betriebsdaten und Standortertrag der FGW diskutiert wurde und in die technischen Richtlinien der Fördergesellschaft Windenergie e.V aufgenommen wurde (hier zu finden).

Andernfalls könnte die neue Regelung des § 36j EEG 2021 RegE entwertet werden.

23 Neuer § 36k – Finanzielle Beteiligung der Kommunen (Nummer 43)

Der BWE hält weiterhin auch die tatsächliche Beteiligung von Bürgern vor Ort für eine tragende Säule der Energiewende. 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 diese Beteiligung wirklich zu steigern. Eine Überarbeitung findet im RegE nicht statt. Wir verweisen daher auf unser „Listenmodell" im Aktionsplan Teilhabe und den Vorschlages einer gesetzlichen Regelung im EEG 2017 zur Stärkung der regionalen wirtschaftlichen Effekte von WEA (RegWirG)

Nach dem Regierungsentwurf enthält der neue § 36k EEG 2021 keine verpflichtende Zahlung des Bieters an die Standortgemeinde mehr (so noch im Referentenentwurf vom 14.09.2020). Nunmehr wird ihm eine Zahlung/Angeboten an die „betroffenen Gemeinden" mit Begrenzung auf bis zu 0,2 Cent/kWh und die Erstattung dieses Betrages vom Netzbetreiber ermöglicht.

Grund für diese Änderungen dürften die vom BWE immer wieder geäußerten verfassungsrechtlichen Bedenken gegen den ursprünglichen Vorschlag einer Zahlung an die Gemeinde (so noch im Referentenentwurf enthalten) sein.[23]

Der aktuelle Vorschlag löst die strafrechtliche Unsicherheit von Projektierern beim Angebot von Beteiligungen an die Gemeinden nicht in Gänze, da die Beteiligung nun zum einen freiwillig und der Betrag in der Spanne bis 0,2 Cent/kWh frei wählbar ist und zum anderen der Projektierer entscheiden kann, welche Gemeinde „betroffen" ist.

Die neue Regelung zu kommunaler Beteiligung bei Windenergieanlagen ist unseres Erachtens nur dann zielführend, wenn sie rechtssicher ausgestaltet ist und keine strafrechtlichen Bedenken für Kommune und Projektierer zur Folge hat. Diese Rechtssicherheit ist absolut notwendig, um Akzeptanz für eine Kommunalabgabe zu erreichen.

Mit einer Verpflichtung und einer Definition der betroffenen Gemeinde wäre den Projektierern weit mehr Sicherheit beim Angebot von Beteiligungen gewährt. Der aktuelle Vorschlag sollte daher verpflichtend umgesetzt werden, mit klar definiertem Zahlungsempfänger und Zahlungsbetrag. Der BWE hält weiterhin eine prozentuale Zahlung für den richtigen Weg. Eine Erstattung nach § 36k Absatz 2 EEG 2021 RegE sollte auch bei einer Verpflichtung möglich bleiben.

Sollte eine Verpflichtung nicht durchgesetzt werden, muss die aktuelle Regelung trotzdem zur Schaffung von mehr Rechtssicherheit angepasst werden:

Zum einen sollte in der aktuellen Regelung des § 36k EEG 2021 RegE zumindest klargestellt werden, dass das Angebot auch vor Zuschlagserteilung der Gemeinde unterbreitet werden kann. Dies ergibt sich aus dem Wortlaut aktuell nicht zweifelsfrei:

> *„Betreiber von Windenergieanlagen an Land,* ***die einen Zuschlag für ihre Anlage erhalten****, dürfen (…) anbieten".*

Auch nach der Gesetzesbegründung ist nicht eindeutig, ob das Angebot dem „Genehmigungsverfahren" und den vorgelagerten Gesprächen mit den Gemeinden (in dem es zu Gegenleistungen kommen kann) entzogen wird:

> *„Die Zahlungen erfolgen erst nach der Inbetriebnahme; sie sind deswegen nicht Teil des Genehmigungsprozesses."*

Wir schlagen daher folgende Ergänzung des § 36k Absatz 1 am Ende vor:

> *„Entsprechende Vereinbarungen* **dürfen bereits vor Erteilung des Zuschlages getroffen werden und** *bedürfen der Schriftform."* [Ergänzung in fett]

Ferner sollte keine Spanne im Gesetz ermöglicht werden. Der BWE plädiert auch hier weiterhin für einen prozentualen am Umsatz bemessenen Ansatz.

[23] Bereits zum BMWi Eckpunktepapier zur Beteiligung hatte der BWE verfassungsrechtliche Bedenken geäußert (Link) und diese in seinen Stellungnahmen wiederholt (Vorabstellungnahme EEG und Stellungnahme zum RefE).

In der Gesetzesbegründung sollte zudem klargestellt werden, dass § 36k die Strafbarkeitsrisiken für Betreiber und Kommunen ausschließt.

Der Bundesgesetzgeber sollte den Landesgesetzgebern außerdem empfehlen, für ein förmliches Verfahren für die Zuwendung und eine transparente Berichterstattung zu sorgen. Dies könnte zu mehr Rechtsicherheit führen.

Klargestellt werden sollte auch, dass weitere über 0,2 Cent / kWh bzw. den vom BWE geforderten prozentualen Betrag hinausgehende Angebote (und damit auch Forderungen der Gemeinden) nicht zulässig sind. Es sollte zwar die Möglichkeit eröffnet werden, dass auch andere finanzielle Beteiligungsformen vor Ort entwickelt werden. Allerdings müssen diese auf die 0,2 Cent anrechenbar sein. Dies schützt außerdem vor Neiddebatten zwischen den Gemeinden und vor unverhältnismäßigen Forderungen

Abschließend ist sicherzustellen, dass Projektierer in Bundesländern mit eigenen Regelungen zur finanziellen Beteiligung nicht doppelt zahlen, damit es hier nicht zu Wettbewerbsverzerrungen im bundeseinheitlichen Ausschreibungsverfahren kommt.

24 § 51 – Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen (Artikel 1 Nummer 81)

Nach § 51 Absatz 1 EEG 2021 RegE verringert sich der anzulegende Wert (AW) auf null für den gesamten Zeitraum, in dem der Spotmarktpreis – wie in § 3 Nummer 42a EEG 2021 RegE definiert – in mindestens einer Stunde negativ ist. Damit würde die bestehende sogenannte „6-Stunden-Regel“ nach § 51 Absatz 1 EEG 2017 in der Praxis zu einer „1-Stunden-Regel“ gekürzt. Da auf dem Spotmarkt im Sinne der Definition in § 3 Nummer 42a nur volle Stunden gehandelt werden, ist die Regelung mit einer vollständigen Streichung der Förderung bei negativen Strompreisen auf dem Spotmarkt gleichzusetzen.

Für das parlamentarische Verfahren will die Bundesregierung einen Vorschlag erarbeiten, „der es ermöglicht, dass die Zeiten negativer Börsenpreise nach Ablauf des Förderzeitraums nachgeholt werden können.“

Die bisherige 6-Stunden-Regel im § 51 EEG 2017 hat ihre gewünschte Wirkung verfehlt, die Einspeisung von Erneuerbaren Energien in Zeiten von negativen Preisen und damit die Zeiten von negativen Stunden zu verringern. Sie erschwert die Finanzierbarkeit von Projekten und beeinträchtigt die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs bereits erheblich. Eine Verkürzung des Zeitraums auf nunmehr eine Stunde würde dies ohne Einbettung in ein flexibilisiertes Strommarktdesign weiter verschärfen. Das genaue Ausmaß der Folgen für die Erneuerbaren Energien sowie die Marktakteure ist nicht zuverlässig abschätzbar. Experimente mit unbekanntem Ausgang sind als Wette auf die Zukunft gegenwärtig nicht zu rechtfertigen, da sie den Ausbau der Windenergie und aller anderen Erneuerbaren Energien hemmen und damit vermeiden, dass ein verfügbares Maximum an CO_2-freiem Strom in das System eingespeist werden kann. § 51 ist daher aus dem EEG auszugliedern und im Rahmen der Anpassung des EnWG mit dem Strommarktdesign insgesamt anzupassen.

Der BWE begrüßt, dass der Gesetzgeber die Problematik der zunehmenden Anzahl an Stunden mit negativen Strompreisen und die damit verbundenen Herausforderungen für Betrieb und Ausbau erkannt hat, und Handlungsbedarf sieht. Mit der Idee einer Nachholung der Zeiten negativer Börsenpreise nach Ablauf des

Förderzeitraums liegt ein Gedanke vor, der in seiner Intention wohlgemeint ist, aber das eigentliche Ziel einer finanziellen Sicherheit für Finanzierer, -Planer und Betreiber der Anlagen bei gleichzeitiger Beachtung der europäischen Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen (UEBLL) verfehlt. Es ist weiterhin von einer substantiellen und weiter steigenden Anzahl von Stunden auszugehen, in denen die Marktprämie zunächst nicht gezahlt wird und die Anlagen abgeregelt werden. Für die wirtschaftliche Bewertung der nachholenden Kompensation in den Geboten und Investitionsentscheidungen ist weiterhin eine langfristige Prognose der Anzahl dieser Stunden über die gesamte Nutzungsdauer erforderlich. Hinzu kommt, dass auch der letztlich resultierende Grad der Kompensation eher schwach ist und deutlichen Unsicherheiten unterliegt.

- Zunächst ist der Zeitwert eines Erlöses in 20 Jahren deutlich geringer.
- Die nominale Marktprämienzahlung könnte geringer ausfallen, wenn die Strompreise und Marktwerte nach Förderende höher als heute liegen.
- Es ist unklar, ob die angehängte Periode in denen die Marktprämie nachgeholt wird, eine gleiche Produktion ermöglicht. So sind die zunächst ausfallenden Perioden in einem hohen Maße mit hohem Windaufkommen korreliert, während eine Nachholung wiederum nur in Perioden mit tendenziell geringerem Windaufkommen möglich wird.

Eine Neuregelung zu negativen Preisen sollte unproduktive Unsicherheiten für Investoren auf ein vertretbares Maß begrenzen, damit durch Vorhersehbarkeit der Erlöse die Finanzierungskonditionen von Neuprojekten verbessert werden können und die notwendige Liquidität der Projekte erhalten bleibt. Dies senkt mittelfristig auch die Kosten des weiteren Ausbaus der Windenergie.

Darüber hinaus muss eine Neuregelung auch dazu führen, dass Erzeuger keine Anreize haben, Strom zu Stunden mit negativen Strompreisen in das Netz einzuspeisen, wie dies durch die derzeitigen UEBLL vorgegeben wird. Eine Kompensation der entfallenen Vergütung hingegen schließen die UEBLL nicht aus, wie dies beispielsweise in Frankreich in einem ähnlichen Modell praktiziert wird.

Deshalb plädiert der BWE dafür, einen Kompensationsmechanismus - ähnlich wie er in Frankreich genutzt wird - einzuführen. Hierbei sollte die aufgrund von Schaltungen während negativer Stunden entgangene Einspeisung am Ende jeden Jahres über einfache Abrechnungsmechanismen entsprechend der Einspeisemanagement-Entschädigungen ausgeglichen werden, bis das Strommarktdesign zur Vermeidung andauernder Phasen negativer Preise angepasst wurde.

Es muss vorrangig eine Möglichkeit geschaffen werden, den bei negativen Stunden nicht nutzbaren Strom aus Windenergie alternativ einzusetzen. So könnte die Einführung regionaler Flexibilitätsmärkte auf Grundlage der Erfahrungen aus dem SINTEG-Programm eine Möglichkeit darstellen. Dabei müssten aber die Strompreisbestandteile flexibilisiert werden: Steuern, Abgaben und Umlagen müssen an den Börsenpreis gekoppelt werden, sodass eine Nutzung des Stroms in anderen Sektoren attraktiv wird. Damit wäre der Formel Umschalten statt Abschalten endlich genüge getan.

Der BWE unterstützt die Forderung des BEE nach einer Pönalisierung für konventionelle Kraftwerke, um zusätzliche Flexibilitäten am Strommarkt zu akquirieren und somit negative Strompreise zu verhindern.

24.1 Bestandsanlagen und Neuanlagen an einem Netzverknüpfungspunkt

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

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

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

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

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

24.2 Zusätzliche Einführung von regionalen Flexibilitätsmärkten

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

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

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

Der BWE fordert daher, erst nach Einführung von Flexibilitätsmärkten oder einer Flexibilisierung der SIP die Absenkung der Förderung bei negativen Preisen umzusetzen.
Konkret schlagen wir vor, folgenden Absatz 5 in § 51 EEG anzufügen:

> *„(1) Wenn der Spotmarktpreis in mindestens 15 aufeinanderfolgenden Minuten negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert für den gesamten Zeitraum, in dem der Sportmarktpreis ohne Unterbrechung negativ ist, auf null.*
>
> *[…]*
>
> ***(5) Strom, für den im Sinne von Absatz (1) die Marktprämie null beträgt, ist von der EEG Umlage, der KWK Umlage, der Umlage nach §19 StromNev, der Offshore-Haftungsumlage, der Umlage für abschaltbare Lasten sowie der Strom- und Umsatzsteuer befreit und kann in Anlagen die sich in räumlicher Nähe befinden verwendet und umgewandelt werden**.“*

25 § 53 – Verringerung der Einspeisevergütung (Nummer 83)

Nach Nummer 83 lit. c des RegE soll in § 53 nach Satz 1 folgender Satz eingefügt werden:

> *„Für ausgeförderte Anlagen, die einen Anspruch auf Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 haben und die mit den in § 9 Absatz 1, Absatz 1a Satz 1 oder Absatz 1b vorgeschriebenen technischen Einrichtungen ausgestattet sind, reduziert sich der Abzug vom anzulegenden Wert nach Satz 1 um 0,2 Cent pro Kilowattstunde.“*

Das Vermarktungsentgelt für den Netzbetreiber reduziert sich bei Einhaltung der technischen Anforderungen des § 9 Absatz 1, Absatz 1a Satz 1 oder Absatz 1b also von 0,4 auf 0,2 Cent / kWh.

26 § 55 – Pönalen (Nummer 87)

26.1 Zuschlagsverlängerung (Nummer 87 lit. f)

Nach Nummer 87 lit. f wird folgender neuer Absatz 5a eingefügt:

> *„(5a) Im Fall einer Zuschlagsverlängerung nach den §§ 36e Absatz 2 oder Absatz 3 oder 39e Absatz 2 verlängern sich die Fristen der Absätze 1, 4 und 5 um die Dauer der Zuschlagsverlängerung.“*

Dies ist interessengerecht und wird begrüßt.

Zusätzlich sollte aber auch der Vergütungsbeginn angepasst werden (s.o.).

26.2 „Ausgeförderte Anlagen“ (Nummer 87 lit. h)

Es wird folgender Absatz 9 für „ausgeförderte Anlagen“ eingefügt:

> *„Anlagenbetreiber, deren Anlage der Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 Nummer 3 zugeordnet ist und die entgegen § 21 Absatz 2 Satz 2 dem Netzbetreiber nicht den gesamten in dieser Anlage erzeugten Strom zur Verfügung stellen, müssen für die nicht zur Verfügung gestellte Strommenge eine Pönale an den Netzbetreiber leisten. Die Pönale nach Satz 1 entspricht dem Arbeitspreis der allgemeinen Preise für das Netzgebiet nach § 36 Absatz 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes. Wenn zu der nicht zur Verfügung gestellten Strommenge keine Messwerte vorliegen, kann der Netzbetreiber die Strommenge schätzen.“*

Hier vereisen wir auf unsere Ausführungen zu § 21, wonach eine Ausnahme von der Pflicht zur 100%igen Zurverfügungstellung an den Netzbetreiber für Verbräuche im Sinne des § 27a gemacht werden muss.

27 § 97 Kooperationsausschuss und § 98 – Jährliches Monitoring zur Zielerreichung (Nummer 125)

Da die Bundesländer eine entscheidende Rolle bei der Umsetzung der Energiewende spielen, begrüßt der BWE es sehr, dass mit dem § 97 EEG 2021 RegE zur Überprüfung dieser Ziele ein Kooperationsausschuss eingeführt wird, der die Berichte zur Flächenverfügbarkeit der Länder aus § 98 EEG 2021 RegE sammelt und aus- und bewertet. Diese Berichtspflicht der Länder ist der erste Schritt einer intensiveren Kooperation, die die Ministerpräsidenten der Länder gemeinsam mit der Bundeskanzlerin am 17. Juni 2020 beschlossen hatten. Der mit einem Sekretariat ausgestattete Ausschuss begleitet, überprüft und gleicht die gesetzten Ausbauziel der Erneuerbaren Energien zum jeweiligen Zeitpunkt ab, um eine hohe Verbindlichkeit und Unumkehrbarkeit der Energiewende zu erreichen. Der BWE sieht darin einen entscheidenden Schritt, um bei der unzureichenden Genehmigungssituation für Windenergie an Land weiterzukommen. Dies ist die Basis für den weiteren Ausbau der Windenergie an Land und das Erreichen der Klimaschutzziele. Das begrüßt der BWE ausdrücklich. Die Tiefe der Anforderungen an die Länder ist in den Augen des BWE richtig, um die Möglichkeit einer Vergleichbarkeit der Berichte herstellen zu können. Die Berichte sollten zusätzlich zu den bisher erwähnten Punkten Perspektiven für Repowering auf Bestandsflächenbeinhalten.

Insgesamt kann der Bund-Länder-Kooperationsausschuss erreichen, dass bei Ausschreibungsvolumen, Flächenausweisung und Maßnahmen für mehr Genehmigungen frühzeitig nachzusteuern ist.

28 § 99 – Erfahrungsbericht (Nummer 125)

Die Bundesregierung schlägt mit diesem §99 einen detaillierten Erfahrungsbericht wie in jedem EEG bisher auch vor. Neu ist allerdings, dass die Ziele des Gesetzes und insbesondere die Grundlage der Berechnungen der Ziele und Korridore zwei Jahre nach Inkrafttreten überprüft werden sollen. Der BWE begrüßt diese Überprüfung grundsätzlich, regt zusätzlich an, dass die Überprüfung kontinuierlich mit dem Inkrafttreten des Gesetzes aufgenommen wird. Die Ziele des EEG sind ein wichtiger Baustein der Energiewende, weshalb Ihre Erreichung ständig überprüft werden muss.

Der Ansatz in 2027 einen neuen Entwurf eines Gesetzes auch zu einem Redesign des Strommarktes vorzulegen, ist deutlich zu spät. In 2015 wurde der sogenannte Energy Only Markt 2.0 diskutiert und

eingeführt. Seitdem hat sich die Energieversorgung Deutschlands schon wieder sehr stark verändert, weshalb wir uns wieder Gedanken über neue Weichenstellung machen müssen. Dies darf aber nicht erst in sechs bis sieben Jahren passieren, sondern muss jetzt vonstattengehen. Nicht nur die Entwicklung der Strompreise am Spotmarkt zeigen hier dringenden Handlungsbedarf.

29 § 100 – Allgemeine Übergangsbestimmungen (Nummer 126)

29.1 Rückwirkung erforderlich im Zusammenhang mit § 36e

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

Ferner halten wir es für zielführend, wenn der geplante § 55 Absatz 5a (Verlängerung der Pönalefrist bei Fristverlängerung nach § 36e) ebenfalls auf Bestandanlagen nach § 100 Absatz 1 anzuwenden ist.

29.2 Absatz 4 - Technische Nachrüstung für Bestandsanlagen

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

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

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

Änderungsvorschlag BWE zu § 100 Absatz 4 Satz 2:

> „(…) *Betreiber von Anlagen nach Absatz 1 und KWK-Anlagen, die vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind, müssen ihre Anlagen, sofern diese eine installierte Leistung von mehr als 15 Kilowatt haben, spätestens fünf Jahre nach der Bekanntgabe nach Satz 1 mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber oder ein anderer Berechtigter jederzeit über ein intelligentes Messsystem*
> *1. die Ist-Einspeisung abrufen kann und*
> **2. die Anlage vollständig ferngesteuert abschalten kann und, sofern die technische Möglichkeit besteht, die Einspeiseleistung stufenweise ferngesteuert regeln kann.“**

Zudem schlägt der BWE für die Übergangsregelung folgende Ergänzung in **§ 100 Absatz 2 Nummer 3 EEG 2021 RegE** vor:

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

29.3 Weiteres

Zu den weiteren Übergangsbestimmungen und erforderlichen Änderungen verweisen wir auf die Ausführungen oben zu den einzelnen Normen.

Darüberhinausgehender Regelungs- und Änderungsbedarf

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

EEG-Umlage

30 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_2-Preise sehr deutlich angehoben** werden, um eine Erholung der Börsenstrompreise zu erreichen.

31 EEG-Umlage bei nicht aus dem Netz bezogenen, unvermeidbaren, parkinternen Verbräuche zur Stromerzeugung in Windparks[24]

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.[25]

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 2017 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.

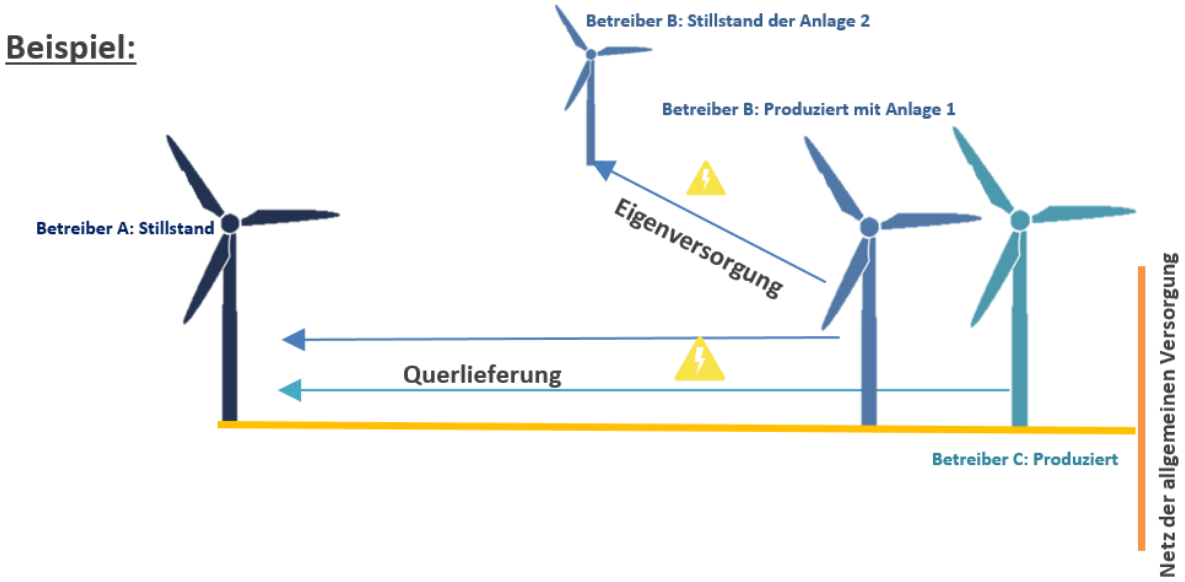
31.1 Eigenversorgung/Kraftwerkseigenverbrauch zwischen mehreren WEA eines Betreibers vor dem Netzverknüpfungspunkt

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 Einschaltschwellen, 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.

24 Der am 08.10.2020 veröffentlichte Leitfaden zu Messen und Schätzen bei EEG-Umlage ist hier noch nicht berücksichtigt. Ohnehin hat dieser keine Rechtsverbindlichkeit und kann eine Anpassung der Norm nicht ersetzen.

25 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)



Quelle: eigene Darstellung des BWE

Die enge Auslegung des Begriffs „*Stromerzeugungsanlage*“[26], die immer nur den Verbrauch in derselben Einheit (Generator) als Kraftwerkseigenverbrauch gelten lässt, führt dazu, dass ein Anteil des parkintern zur Stromerzeugung verbrauchten Stroms als „echter“ Kraftwerkseigenverbrauch nach § 61a Nr. 1 EEG 2017 komplett befreit ist und ein anderer Anteil (der im Park „herumfließende“ und in anderen Stromerzeugungseinheiten verbrauchte Anteil) je nach Fallgruppe mit bis zu 40 Prozent (ein Betreiber = Eigenversorgung) oder 100 Prozent (mehrere Betreiber = Drittbelieferung, vgl. nachfolgend) mit der EEG-Umlage belastet wäre – obgleich der gesamte Strom der Stromerzeugung dient und auch de facto in exakt derselben Weise in denselben technischen Komponenten etc. verbraucht wird (nur eben in unterschiedlichen Einheiten).

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

31.2 Querlieferungen in Pooling-Parks und Anschluss mehrerer Windparks über einen Netzverknüpfungspunkt

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

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

[26] § 3 Nr. 43b EEG

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

Gerade in Regionen, in denen es eine starke Bürgerwindbewegung gab und gibt, 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 Drittbelieferung 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".

31.3 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.

31.4 Bewertung der aktuellen Rechtslage und Gründe für den BWE-Änderungsvorschlag

31.4.1 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.

31.4.2 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.[27]

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 verloren geht, 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% EGG-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.

31.4.3 Stromerzeugungsanlage nach § 3 Nummer 43b EEG zu eng gefasst

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

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

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

[27] § 62b Absatz 1 Satz 1 EEG2017: *„Strommengen, für die die volle oder anteilige EEG-Umlage zu zahlen ist, sind durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen zu erfassen.“*

Strom sowie elektrischen Strom, der zur Aufrechterhaltung der Fähigkeit, elektrischen Strom zu erzeugen, verwendet wird. Im Rahmen der Einführung der 40-prozentigen EEG-Umlage-Belastung von Eigenversorgung im EEG 2014 hat der Gesetzgeber in der Gesetzesbegründung zum Kraftwerkseigenverbrauch festgehalten: „*Die Definition des Kraftwerkseigenverbrauchs ist angelehnt an die Definition in § 12 Absatz 1 Nummer 1 StromStV. Beide Regelungen sind im Gleichlauf auszulegen*."[28]

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.

31.4.4 Forderung: Unvermeidliche Querlieferungen in Windparks von EEG-Umlage befreien

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

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

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

[28] BT-Drs: 18/1891, S. 208

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

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

Die EEG-Umlage-Pflicht knüpft an die Lieferung von Strom an. Der Begriff der Stromlieferung zielt jedoch auf eine kommerzielle Verwertung ab (vgl. § 3 Ziffer 20 EEG). Eine Lieferung von Strom im Sinne des EEG ist nach der Rechtsprechung die Handlung, die erforderlich ist, um Pflichten eines Stromliefervertrages 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.

31.5 Klarstellung: Stromminderertäge 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 Stromminderertäge aufgrund von elektrischen Effizienzverlusten im Betrieb von Anlagen 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.[29] Eine Lieferung im Sinne des EEG ist nach der Rechtsprechung die Handlung, die erforderlich ist, um die Pflichten eines Stromliefervertrages 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 „Liefern" 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.[30]

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 (…)."*[31] 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 getragenen menschlichen Handlung beruhen, die einen bestimmten Zweck verfolgen würde. EEG-Umlage fällt daher nicht an.

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

Regelungsvorschlag des BWE:

In § 61l wird folgender neuer Absatz 5 eingefügt:

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

[29] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Datenerhebung_EEG/FormenStromversorgung/FormenStromversorgung_node.html
[30] https://www.duden.de/rechtschreibung/verbrauchen
[31] Bundesfinanzhof Beschluss vom 24.2.2016, VII R 7/15

Gesetzesbegründung:
Der in § 61l EEG neu eingefügte Absatz 5 stellt klar, dass auf Strommindererträge keine EEG-Umlage anfällt, die auf Effizienzverlusten zwischen den Spannungsanschlüssen der jeweiligen Anlage und ihrem Netzverknüpfungspunkt im Betrieb von erneuerbaren Energien Anlagen beruhen.

Diese Effizienzverluste sind weder Lieferungen noch Verbräuche im Sinne des EEG. Die EEG-Umlage fällt daher nicht an. Dies soll durch die Schaffung des neuen § 61l Absatz 5 neu klargestellt werden.

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

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

Zur erforderlichen Übergangsvorschrift vgl. Punkt 31.7.2.2.

31.6 „Echte“ Drittbelieferungen bleiben EEG-Umlage-belastet

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

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

31.7 Regelungsvorschlag des BWE für nicht aus dem Netz bezogene parkinterne Verbräuche

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

31.7.1 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 Umspannverluste 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.

31.7.2 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.**[32]

31.7.2.1 Regelungsvorschlag des BWE

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

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

Gesetzesbegründung:

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

[32] 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 S. 11

Diese Erleichterung gilt allein für Strommengen, die verbraucht werden durch andere Anlagen[33], die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind und die verbraucht werden in den Neben- und Hilfsanlagen der Anlage oder anderer Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind. Die Definition der Strommengen orientiert sich hierbei am Wortlaut von § 27a EEG.

Es wird damit dem Umstand Rechnung getragen, dass es den Anlagenbetreibern gemäß § 24 Absatz 3 Satz 1 EEG[34] ermöglicht wird, den Strom aus mehreren Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung zum Zweck der Abrechnung des Zahlungsanspruches nach § 19 Absatz 1 EEG zu erfassen. Zweck ist hierbei, unverhältnismäßige Messkosten zu vermeiden.

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

Bei Windenergieanlagen kann die Erfassung beispielsweise über die Messwerte des Anlagenzählers (Werte aus Supervisory Control and Data Acquisition Modul (SCADA-Werte)) erfolgen. Diese Erfassungsmöglichkeit ist kostenseitig verhältnismäßig und von vielen Betreibern von Einspeiseinfrastruktur praktisch erprobt. Angesichts der erfahrungsgemäß zuverlässigen Messwerte des Anlagenzählers (SCADA-Werte) und der weiterhin geeichten 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.[35]

31.7.2.2 Übergangsvorschriften

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

31.7.3 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,

[33] i.S.d. § 3 Nummer 1: EE-Anlagen
[34] zuvor: § 12 Absatz 6 EEG 2004; § 19 Absatz 3 EEG 2009 und 2012; § 32 Absatz 3 EEG 2014
[35] 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 S. 11

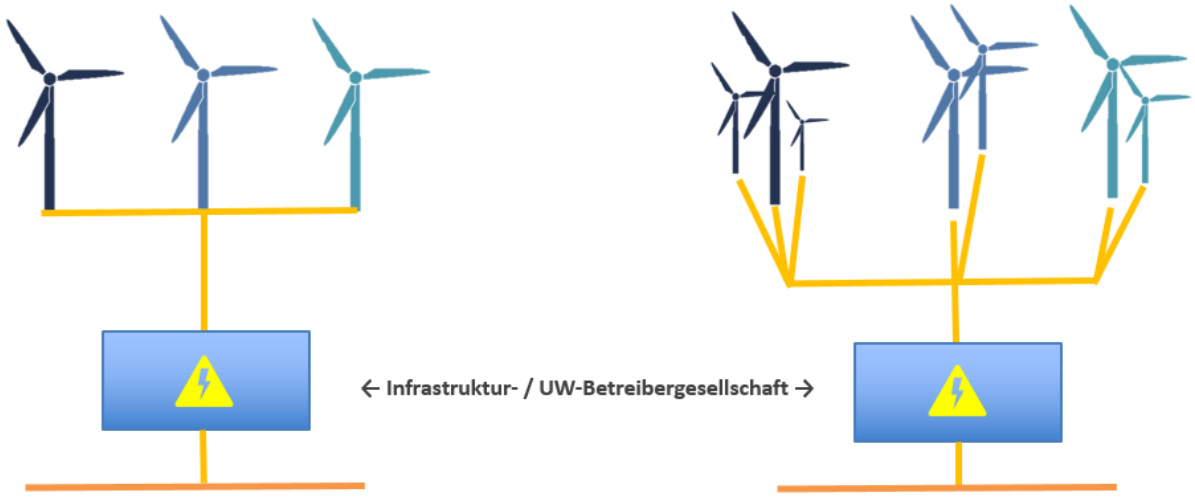
handelt es sich um Eigenversorgung und der VNB ist zuständig. Wenn der unmittelbare räumliche Zusammenhang nicht vorliegt, handelt es sich um einen sonstigen Letztverbrauch (100% EEG-Umlage nach § 61 Absatz 1 Nr. 2) und der ÜNB ist zuständig.

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.

31.8 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

32 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_2-Bilanz oder zur Erfüllung von Quotenverpflichtungen. Herkunftsnachweise erfüllen hingegen lediglich einen informatorischen Zweck und werden vom Gesetzgeber nicht weiter privilegiert behandelt.

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

Durch die Weitergabe der Grünstromeigenschaft durch Echtzeitbilanzierung könnte Windstrom im Rahmen der Sektorenkopplung maßgeblich zur Dekarbonisierung von Produktionsprozessen beitragen und so von Industriebetrieben wertbringend nutzbar gemacht werden. Mithilfe des sogenannten Marktentwicklungsmodells[36] 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.

33 Power-to-Gas

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

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

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

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

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

Ziel muss ein energierechtlicher Rahmen sein, in dem PtX-Anlagen entsprechend ihrer zentralen Rolle in der Energiewende so behandelt werden, dass sie ihre netz- und systemdienliche Funktion voll entfalten können. Dazu gehören neben einer einheitlichen energierechtlichen Definition von Energiespeichern, eine grundlegende Reform des Steuern- und Umlagesystems und die wirksame Bepreisung von klimaschädlichem CO2. Kurzfristig braucht es zudem eines Förderrahmens, der den Markanlauf der PtG-Technologie beschleunigt. Im Rahmen eines geeigneten Förderprogramms ließen sich durch Skalierungseffekte die Wirkungsgrade der Elektrolyseure weiter verbessern, Produktionskosten zu senken und die Technologie für den Ausbau im GW-Maßstab fit gemacht werden, der nach 2025 einsetzen muss. All dies wird aber nur funktionieren, wenn dem zusätzlichen EE-Strombedarf durch Sektorenkopplungstechnologien Rechnung getragen wird und der Ausbau der Windenergie massiv beschleunigt wird. Mit dem Nationalen Innovationsprogramm für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien (NOW) besteht ein möglicher Rahmen für die Umsetzung weiterer effizienter Maßnahmen für den Marktanlauf von P2X-Technologien. Diesen gilt es zu nutzen und/ oder zu erweitern.
Der BWE hat mit seinem Positionspapier Wind-to-Gas: Maßnahmen für den Marktanlauf Vorschläge unterbreitet. In dem Papier werden die Haupthemmnisse für Power-to-Gas-Projekte im gegenwärtigen Energiesystem dargestellt und Maßnahmen vorgeschlagen, die den Marktanlauf beschleunigen können. Diese Maßnahmen sind ein Baustein auf dem Weg zu einem neuen, flexibilisierten Energiemarktdesign, in dessen Mittelpunkt die Erzeugung und sektorenübergreifende Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien steht.

Weiterbetrieb

34 § 24 – Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen (i.V.m. § 21b Zuordnung zu einer Veräußerungsform, Wechsel)

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

§ 21b Absatz 2 EEG 2017 regelt die anteiligen Veräußerungsmöglichkeiten. Hierbei ist diese Konstellation nicht bedacht, wonach „ausgeförderte Anlagen“ und noch förderfähige Anlagen zusammen gemessen werden können.
Die sonstige Direktvermarktung dürfte für Strommengen aus Weiterbetriebsanlagen die einzige Vermarktungsmöglichkeit sein. Gleichwohl besteht hier das Risiko, dass unter der aktuell geltenden Rechtslage eine anteilige Veräußerung für noch geförderte Anlagen und Weiterbetriebsanlagen nicht erfolgen kann, wenn die Anlagen (wie bis zum Ende der Förderung auch) über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt einspeisen und vor allem über eine Messeinrichtung abgerechnet werden.

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

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

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

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

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

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

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

Weiteres

35 Innovationsausschreibungen innovationsfreundlich umsetzen

Mit Inkrafttreten der Innovationsausschreibungsverordnung im Januar 2020 und der ersten geplanten Ausschreibung am 01.09.2020 droht ein Versuch zur 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.

35.1 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 energiewendedienliche 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 Innovationsauschreibung 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.

35.2 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.

36 Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung

36.1 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 zu vertreten hat.

36.2 Anlagenbegriff

Neben der Frage, was unter dem Begriff „ausstatten“ zu verstehen ist, stellt sich die Frage, welcher **Anlagenbegriff** bezüglich der Ausstattungspflicht gilt.[37] Der Wortlaut „die Anlagen“ legt den Schluss nahe, dass jede einzelne WEA mit einer eigenen technischen Einrichtung ausgestattet werden muss. Dies wäre jedoch insbesondere aus Kostengesichtspunkten vollkommen unverhältnismäßig und im Übrigen auch technisch nicht notwendig. Eine gemeinsame Nutzung von technischer Anlagenausrüstung ist in Windparks die Regel und wird auch betreiberübergreifend vereinbart.

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

[37] § 9 Absatz 8 EEG 2017NEU fordert, dass „die Anlagen“ mit „Einrichtungen der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung auszustatten“ sind.

37 Regionale Flexibilitätsmärkte einführen – Engpässe bewirtschaften

Die Einführung regionaler Flexibilitätsmärkte stellt aus unserer Sicht ein Schlüsselelement 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.