

Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWK zum sog. Osterpaket

Referentenentwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor; Stand 04.03.2022; 16:14

März
2022





Bundesverband WindEnergie

Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 21234121 0
info@wind-energie.de
www.wind-energie.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto

Pixabay/Nikolaus Bader

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.

Der Bundesverband WindEnergie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002154 eingetragen.

Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Ansprechpartner*in

Philine Derouiche
Leiterin Justiziariat
p.derouiche@wind-energie.de

Mirko Moser-Abt
Head of European Affairs
Teamleiter Politik
m.moser-abt@wind-energie.de

Datum

17. März 2022

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	7
1 Erforderliche, zusätzlich im RefE aufzunehmende Gesetzesanpassungen und weitere kurzfristig umzusetzende Maßnahmen.....	9
1.1 Länderöffnungsklausel und pauschale Abstandsregelungen abschaffen	9
1.2 Repowering.....	10
1.3 Kurzfristig auflösbare Flächennutzungskonflikte für mehr Genehmigungen: Drehfunkfeuer, Wetterradar und Belange der Bundeswehr	11
2 Artikel 1: EEG, Inkrafttreten nach Verkündung des Gesetzes.....	12
Kommentierung des Entwurfs.....	12
2.1 Nummer 2: § 2 Besondere Bedeutung der erneuerbaren Energien.....	12
2.2 Nummer 4, 6 und 9: §§ 28d, 39o, 88e innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung	13
2.3 Nummer 9: § 88f Verordnungsermächtigung zur Weiterentwicklung der Zahlungen.....	14
Was fehlt?	15
2.4 EEG-Umlage Mit der Abschaffung der EEG-Umlage einhergehender Anpassungsbedarf im EEG 2021	15
2.4.1 Mess- und Schätzpflichten abschaffen.....	15
2.4.2 Zumindest Verlängerung der Schätzbefugnis, § 104 Absatz 10 EEG	15
2.4.3 Meldepflichten.....	16
2.5 Ermöglichung von Direktbelieferungen	16
2.6 Strommarktdesign.....	16
Was sollte aus Artikel 2 vorgezogen werden?	17
3 Artikel 2: EEG, Inkrafttreten 01.01.2023	18
Kommentierung des Entwurfs.....	18
3.1 Nummer 3: § 1 Zweck und Ziel des Gesetzes	18
3.2 Nummer 4: § 3 Begriffsbestimmungen	18
3.2.1 Zu § 3 Nummer 3a: „ausgeförderte Anlagen“	18
3.2.2 Zu § 3 Nummer 15: „Bürgerenergiegesellschaften“	18
3.2.3 Zu § 3 Nummer 37: „Pilotwindenergieanlagen“	18
3.2.4 Zu Nummer 47 wird wie folgt gefasst: Unternehmen in Schwierigkeiten	18
3.3 Nummer 5: § 4 und § 4a Ausbaupfad und Strommengenpfad	18
3.4 Nummer 6: § 5 Ausbau im In- und Ausland.....	19
3.5 Nummer 7: § 6 Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau	20
3.5.1 Ablehnung einer verpflichtenden Regelung	20

3.5.2	Ablehnung einer Ausdehnung auf Bestandsanlagen	21
3.5.3	Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung	22
3.5.4	Anknüpfungspunkt für die Höhe der Kommunalbeteiligung	23
3.5.5	Streichung von Regelungen der Bundesländer	23
3.5.6	BWE-Vorschlag für Teilhabe der Bürgerinnen und Bürger	23
3.6	Nummer 8: § 9 Technische Vorgaben (Intelligente Messsysteme und BNK Frist)	25
3.6.1	technischen Einrichtungen	25
3.6.1.1	„stufenlose Regelung“	25
3.6.1.2	Intelligente Messsysteme	25
3.6.1.3	Nachrüstpflicht muss angemessen sein	25
3.6.2	BNK-Ausstattung	25
3.6.2.1	Fristverlängerung	25
3.6.2.2	Bestandsanlagen	26
3.6.2.3	Genehmigungspraxis verbessern	26
3.7	Nummer 9: § 10 b Vorgaben zur Direktvermarktung	27
3.7.1	Forderung einer „stufenlosen Regelung“	27
3.7.2	„Ausgeförderte Anlagen“ im Weiterbetrieb	27
3.7.3	Pflicht zur Ausstattung mit „intelligenten Messsystemen“	28
3.7.4	Fehlende Verpflichtung des Netzbetreibers das intelligente Messsystem einzubauen, wenn es nach § 10b gefordert ist	28
3.8	Nummer 11, 12: § 21, 21b zu „ausgeförderte Anlagen“	28
3.9	Nummer 13: § 22 Wettbewerbliche Ermittlung der Marktprämie	28
3.10	Nummer 14: § 22b neu Bürgerenergiegesellschaften	29
3.10.1	§ 3 Nr. 15 Definition der Bürgerenergiegesellschaft	29
3.10.2	Erforderlich: Weitere Kriterien für die Bürgerenergieprojekte	31
3.10.2.1	Niederschwellige Mindestbeteiligung	31
3.10.2.2	Gewerbsteuer nach § 10 Abgabenordnung	31
3.10.2.3	Lokale Verwurzelung des Geschäftsführers / der Geschäftsführerin	31
3.10.3	§ 22b Absatz 1 – Ausnahmeveraussetzungen	31
3.10.4	§ 22b Absatz 4 S. 1 - Nachweispflicht	33
3.10.5	§ 22 b Absatz 4 S. 2 - Pönale	33
3.10.6	§ 22 b Absatz 5 – Sperrfrist 5 Jahre	33
3.10.7	§ 22 b Absatz 6 - Weitergehende Länderregelungen	33
3.10.8	§ 24 Absatz 2 Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen	34
3.10.9	BWE-Vorschlag einer gesetzlichen Regelung: Bürgerenergiegesellschaften im EEG	34
3.10.10	Anhebung der Obergrenzen von 18 MW auf EU-Ebene forcieren	34

3.11	Nummer 15: § 23b: Besondere Bestimmung zur Einspeisevergütung bei ausgeführten Anlagen.....	34
3.12	Nummer 16: § 24 Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen.....	35
3.13	Nummer 20: § 28 Ausschreibungsvolumen und Ausschreibungstermine für Windenergie an Land	35
3.13.1	§ 28 Absatz 1: Ausschreibungstermine	35
3.13.2	§ 28 Absatz 2: Ausschreibungsvolumen	35
3.13.3	§ 28 Absatz 3: Korrektur der Ausschreibungsmengen	35
3.13.4	§ 28 Absatz 6: Endogene Mengensteuerung	36
3.14	Nummer 21: § 28e Ausschreibungsvolumen und Ausschreibungs-terminen für innovative Anlagenkonzepte.....	37
3.15	Nummer 23: § 30 Absatz 2a Anforderungen an Gebote (Unternehmen in Schwierigkeiten)	37
3.16	Nummer 24: § 34 Ausschluss von Bietern	38
3.17	Nummer 26: § 36b Höchstwert für Windenergieanlagen an Land.....	38
3.18	Nummer 59: § 71 Anlagenbetreiber (Meldungen).....	38
3.19	Nummer 77: § 95: Verordnungsermächtigung der Bundesregierung (Höchstwertbestimmung)	39
3.20	Nummer 79: §§ 97, 98 Kooperationsausschuss und Jährliches Monitoring zur Zielerreichung	40
3.21	Nummer 81: § 99a Fortschrittsbericht zum Hemmnisabbau bei der Windenergie an Land	42
Was fehlt?		43
3.22	§§ 62a, b und §§ 74 und 74a EEG 2021: Streichung aller Regelungen im Zusammenhang mit Meldung der EEG-Umlage	43
3.23	§ 27a EEG 2021 - Eigenversorgung.....	43
3.24	§ 36e EEG 2021 - Umsetzungsfrist	44
3.24.1	mehrfache Verlängerung aufgrund von Rechtsbehelfen Dritter gegen die Genehmigung; maximale Verlängerung von 18 Monaten.....	44
3.24.2	Verlängerung aufgrund von Herstellerinsolvenz	45
3.24.3	Flexible Regelung erforderlich	46
3.24.4	Vorschlag des BWE	47
3.24.4.1	Ergänzung des § 85 EEG um einen neuen Absatz 2a.....	47
3.24.4.2	Vergütungsbeginn anpassen.....	48
3.25	Flexibilisierung von Direktbelieferung und Nutzen statt Abschalten.....	48
3.25.1	Ergänzung von § 2 - Akteursvielfalt	49
3.25.2	Verbesserung der Direktbelieferung	49

3.25.2.1	Anpassung des § 21a EEG	49
3.25.2.2	Anpassung § 79 EEG	50
3.25.2.3	Marktentwicklungsmodell.....	50
3.25.3	„Nutzen statt Abregeln“: Ergänzung des § 13a EnWG	51
3.26	§ 20 Marktprämie.....	52
3.27	§ 35 Bekanntgabe der Zuschläge	53
3.28	§ 36d Südquote	53
3.29	§ 51 Negative Preise	54
3.29.1	Bewertung der Regelung.....	54
3.29.2	Bestandsanlagen und Neuanlagen an einem Netzverknüpfungspunkt.....	55
3.29.3	Zusätzliche Einführung von regionalen Flexibilitätsmärkten	56
3.30	Energy Sharing	57
4	Artikel 3: Energie-Umlagen-Gesetz – EnUG	58
5	Artikel 12: InnovationsausschreibungsVO	59

Einleitung

Der Koalitionsvertrag (nachfolgend auch KoaV) der Ampel-Koalition hat für die Windenergie neue Maßstäbe gesetzt. Bestehende Hemmnisse auf allen Ebenen sollen zeitnah beseitigt werden, durch kurzfristige Entscheidungen und Handlungen der Exekutive sowie tiefgreifende strukturelle Maßnahmen in Form einer Anpassung zentraler Gesetze.

Der vorliegende *Referentenentwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen* (nachfolgenden: RefE) steht unter dem Eindruck dieser Ambitionen. Die Energiewende muss mit beispielloser Dringlichkeit beschleunigt werden. Dabei hat sich neben der Erreichung der Klimaneutralität im Stromsektor bis 2035 ein weiteres zentrales Ziel offenbart: die grundlegende Sicherung der Energieversorgung. In diesem Zusammenhang gilt es auch das Strommengenziel von 715 Terawattstunden (TWh) bis 2030 zu überdenken, um Importabhängigkeiten durch Elektrifizierung und den inländischen Ausbau der Erneuerbaren Energien noch schneller zu reduzieren. Denn insbesondere Verbraucher*innen und die energieintensive Industrie blicken mit großer Sorge auf die Volatilität der Strompreise. Erneuerbare Energien senken Strompreise langfristig und machen Deutschland unabhängiger von fossilen Energieimporten. Im Bewusstsein um die Bedeutung der Energiewende für Versorgungssicherheit und Klimaziele sind zahlreiche Herausforderungen deshalb zeitgleich zu adressieren. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat sich als Instrument zur Finanzierung der Energiewende bewährt. Deshalb sollten mit Blick auf die Zukunft des EEG gegenwärtig auch keine politischen Grundsatzentscheidungen hinsichtlich des im KoaV diskutierten Auslaufens der EEG-Förderung getroffen werden. Denn um wie von der Regierung angestrebt bereits im Jahr 2023 einen Zubau von 5 Gigawatt (GW) und ab 2027 sowie in den Folgejahren ein jährliches Zubauvolumen von 10 Gigawatt zu erreichen, benötigt die Branche Planungssicherheit und eine klare Perspektive.

Bei der Novellierung zentraler Gesetze ist nun entschlossenes und kurzfristiges Handeln erforderlich. Viel zu lang wurden die Hemmnisse für den Ausbau der Erneuerbaren Energien ignoriert. Die vorliegende Novelle des EEG und weitere Anpassungen können dazu nur ein erster Schritt sein. Dieses „Osterpaket“ soll nach Kabinettsbeschluss vor Ostern das parlamentarische Verfahren bis zur Sommerpause durchlaufen, muss neben der EEG-Novelle zusätzlich auch das Thema der pauschalen Abstandsregelungen der Länder adressieren sowie Repoweringvorhaben durch Sofortmaßnahmen erleichtern. Auch bei der Lösung der Konfliktfelder Drehfunkfeuer, Wetterradar und Belange der Bundeswehr muss schnell gehandelt werden, um kurzfristig den Zubau von Windenergie an Land zu beschleunigen.

Auf dieses sogenannte „Osterpaket“ muss zügig der zweite Schritt, das „Sommerpaket“ folgen, in dessen Rahmen weitere im Koalitionsvertrag festgehaltene Maßnahmen in den Themenbereichen Flächenbereitstellung, Genehmigungen und Artenschutz adressiert werden. Spätestens hier müssen Erleichterungen für Repoweringvorhaben als „Low-Hanging-Fruits“ an zentralen Weichenstellungen erfolgen. Nach einem Kabinettsbeschluss vor der Sommerpause soll das Gesetzespaket das parlamentarische Verfahren im Herbst 2022 durchlaufen. Auch hier wird sich der BWE mit Vorschlägen und Impulsen frühzeitig einbringen und erstellt aktuell auch hierzu eine entsprechende Umsetzungsempfehlung. Weitere zentrale Fragen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien, wie etwa Transportgenehmigungen, sind zusätzlich zu den durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klima (BMWK) angekündigten Gesetzespaketen ebenfalls zeitnah anzugehen.

Im Rahmen der anstehenden Gesetzesnovellen und im neuen Bewusstsein der Bedeutung der Energiewende für Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit sollte die Bundesregierung aktiv auf die Europäische Kommission zugehen, und europäische Vorgaben diskutieren, die in der Vergangenheit den Ausbau der Erneuerbaren Energien gehemmt haben. Eine Neubewertung von Marktprinzipien und Artenschutz ist in Anbetracht der Dringlichkeit eines beschleunigten Ausbaus der Windenergie zwingend erforderlich.

Das BMWK nimmt mit dem Gesetzesentwurf aber auch die Windenergiebranche in die Pflicht: Für die Erreichung der Ausbauziele müssen Politik, Wirtschaft und Gesellschaft an einem Strang ziehen. Dieser Verantwortung werden sich der BWE und die Windbranche wie auch in den letzten Jahren stellen. Der BWE begrüßt den Tatendrang der neuen Bundesregierung ausdrücklich und bietet sich als konstruktiver Partner für die Diskussionen zur Erreichung der im Koalitionsvertrag vereinbarten Ziele an und wird darüber hinaus auch weitergehende Vorschläge in die Debatte über den Ausbau der Windenergie einbringen.

Im Folgenden unterbreitet der BWE für das vorliegende Artikelgesetz in Ergänzung zum [Aktionsplan zur 20. Legislaturperiode](#) konkrete Vorschläge für gesetzliche Anpassungen, die kurzfristig umsetzbar sind.

Gleichwohl muss klar sein, dass das EEG einer weiteren, noch umfassenderen Novellierung bedarf, die das gesamte Stromsystem auch strukturell auf Klimaneutralität ausrichtet, und nicht nur kurzfristig die Baustellen der Vergangenheit adressiert. Hier wird sich der BWE gemeinsam mit seinem Dachverband, dem Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) einbringen.

Vorerst gilt es jedoch, mittels Sofortmaßnahmen Hemmnisse und Hürden der vergangenen Jahre aus dem EEG zu beseitigen sowie Weichenstellungen zu schaffen, die eine klare Perspektive für die nächsten Jahre aufzeigen. Diese ersten Schritte müssen anschließend über das Sommerpaket auf ein breiteres Fundament gestellt werden.

Der geplante Zubau wird ein gesamtgesellschaftlicher Kraftakt, der seinesgleichen sucht. Deshalb ist es zentral, dass Bund, Länder und Kommunen hier gemeinsam an einem Strang ziehen, und bei aller Herausforderung auf dem Weg die Klimaschutz- und folglich die Ausbauziele für Windenergie nicht aus dem Blick verlieren.

Der BWE bedankt sich für die Möglichkeit der Stellungnahme im Rahmen der Verbändeanhörung. Uns ist bewusst, dass die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des BMWK viel Arbeit und Zeit in den Entwurf investiert haben und der oben skizzierte Zeitplan auch für diese knapp ist. Trotzdem müssen wir unser Missfallen dahingehend äußern, dass die gewährte Rückmeldefrist von 1,5 Wochen für die Kommentierung eines Gesetzes, das zuletzt als „*das größte Beschleunigungsgesetz für erneuerbare Energien seit dem Bestehen des EEG*“¹ bezeichnet wurde, viel zu kurz ist. Wir behalten uns daher ausdrücklich vor, ggf. zu einzelnen Punkten auch zu einem späteren Zeitpunkt Bewertungen und Vorschläge nachzureichen.

¹ E-Mail des BMWK vom 04.03.2022 zum Start der Verbändeanhörung.

1 Erforderliche, zusätzlich im RefE aufzunehmende Gesetzesanpassungen und weitere kurzfristig umzusetzende Maßnahmen

Der RefE konzentriert sich für das sog. Osterpaket zunächst allein auf die Anpassung energierechtlicher Vorschriften. Hindernisse im Planungs- und Genehmigungsrecht sowie der Flächenbereitstellung sollen im sog. Sommerpaket adressiert werden.

Wir halten es aber für zwingend erforderlich, dass zumindest die nachfolgenden Punkte bereits im Rahmen des Osterpaketes angegangen werden.

Insbesondere die Lösung der Konfliktfelder Drehfunkfeuer, Wetterradar und Belange der Bundeswehr könnten kurzfristig zu einem Zubau führen, da hier vor allem Projekte mit vorgeschrittenem Entwicklungsstaus blockiert sind.

1.1 Länderöffnungsklausel und pauschale Abstandsregelungen abschaffen

In der Eröffnungsbilanz Klimaschutz nennt das BMWK als wichtiges Problem die fehlende Verfügbarkeit von Flächen.² Als Ursache hierfür werden unter anderem die auf Grundlage des § 249 Absatz 3 BauGB eingeführten Mindestabstände zu Wohnsiedlungen in den Ländern genannt (z.B. sog. 10h-Regelung in Bayern). In der aktuellen politischen Diskussion wird daher eine Lösung hierfür bereits im Osterpaket gesucht.

Der BWE hat hierzu bereits mehrfach dargelegt, dass die maßgeblichen Mindestanforderungen an die Abstände zwischen Windenergieanlagen und Wohnbebauung sowie weiteren Schutzgütern sich bereits aus immissionsschutzrechtlichen und planungsrechtlichen Anforderungen (z.B. TA Lärm) ergeben und in den einzelnen Genehmigungsverfahren geprüft werden. **Pauschale Abstandsregelungen sind nicht erforderlich.** Diese haben nachweislich auch keinen Einfluss auf die Akzeptanz.

Pauschale Abstandsregelungen bedeuten regelmäßig deutliche Einschnitte beim notwendigen Ausbau der Windenergie, daher müssen Bund und Länder generell auf sie verzichten und bereits bestehende pauschale Abstandsregelungen zurücknehmen.

Der BWE fordert daher, den § 249 Abs. 3 BauGB in der aktuellen Fassung sowie in der vor dem 14.08.2020 geltenden (Nutzung der Länderöffnungsklausel bis 31.12.2015) unverzüglich mit sofortiger Wirkung aufzuheben. Bereits erlassene Länderregelungen sind ohne weitere Vollzugsschritte mit Inkrafttreten der Aufhebung nicht mehr anzuwenden.

Dies sollte der Bund in einer Übergangsvorschrift regeln. Der BWE sieht hier keinerlei verfassungsrechtliche Bedenken. Insbesondere hat der Bund hier die entsprechende Gesetzgebungskompetenz.

² Eröffnungsbilanz Klimaschutz des BMWK, [13.01.2022 - LINK](#).

1.2 Repowering

Auch durch Erleichterungen beim Repowering könnte kurzfristig Schwung in den Ausbau der WindEnergie an Land gebracht werden.

- **Planungsrecht: Wir fordern, den Planungsvorbehalt in Bestandsflächen mit sofortiger Wirkung auszusetzen.**

Etwa die Hälfte der repoweringfähigen Anlagen stehen außerhalb der heute planungsrechtlich festgesetzten Flächen (UBA 2019)³, weshalb dort ein Repowering nach aktuellen Vorgaben nicht möglich ist. Zudem fallen bis 2025 Anlagen mit fast 15.000 Megawattstunden (MWh) aus der EEG-Förderung.⁴

Auch vor dem Hintergrund der größeren Akzeptanz etablierter Standorte ist es daher essenziell, den Hemmnissen für Repowering-Vorhaben im Planungsrecht unverzüglich zu begegnen, soll die Energiewende und der Erhalt der Altstandorte gelingen.⁵

Der BWE fordert daher die sofortige Aussetzung des Planvorbehalts für Repowering in § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB, damit die Privilegierung der Windenergie für die Modernisierung von Bestandsanlagen wiederauflebt und die Alt-Standorte gesichert sind. In einer Übergangsregelung ist zu regeln, dass dies auch für Bestandspläne gilt.

- **Genehmigungsrecht: Für die dringend erforderliche Vereinfachung und Beschleunigung der Repowering-Verfahren sind Klarstellungen im § 16b BImSchG als auch Regelungen in den Fachgesetzen vorzunehmen.**

Die mit § 16b BImSchG eingeführte Vergleichsbetrachtung und die saldierende Berücksichtigung der Altanlagen beim Repowering ist nach Rückmeldung unserer Mitglieder noch nicht in ausreichendem Umfang in der Praxis angekommen. Daher regen wir an, diese in den Fachgesetzen zu konkretisieren und hierzu insbesondere die Aufnahme von Regelungen im BNatSchG / entsprechender Rechtsverordnung vorzunehmen. Es muss geregelt werden, dass die artenschutzrechtliche Zulässigkeit von Repowering gegeben ist, soweit sich die artenschutzrechtliche Situation im Vergleich zur Bestandssituation verbessert oder nicht verschlechtert. Darüber hinaus sind die Hinweise aus der Gesetzesbegründung zum § 16b Abs. 4 in Gesetzesform zu gießen. **Für die Vergleichsbetrachtung der Risikoerhöhung der Bestands- und Neuvorhaben sind probabilistische Verfahren anzuwenden.**

In Bezug auf die Schallschutzprüfung ist im § 16b Abs. 3 Nr. 1 BImSchG klarstellend zu ergänzen, dass für die Zulässigkeit der Immissionsbeitrag der Windenergieanlagen absolut (ungerundet) niedriger sein muss als der, der durch sie ersetzten Anlagen.

Hinsichtlich der Abstandsregelung in § 16b Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 ist klarzustellen, dass es beim Abbau mehrerer Bestandsanlagen genügt, wenn eine Bestandsanlage den Abstand zu den

³ Günther, Jens u.a. (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE: Kurzfassung. Umweltbundesamt - [LINK](#).

⁴ Vgl. FA Wind (2021): Weiterbetrieb von Windenergieanlagen – Was gilt es zu beachten?, S. 3 - [LINK](#), sowie Umweltbundesamt (2019): Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land, S. 72 ff. [LINK](#).

⁵ Vgl. FA Wind (2020): Umfrage zur Akzeptanz der Windenergie an Land, S. 5 ff. - [LINK](#).

neuen Anlagen nach Nr. 2 einhält. Eine einheitliche Rechtsanwendung muss sichergestellt sein.

1.3 Kurzfristig auflösbare Flächennutzungskonflikte für mehr Genehmigungen: Drehfunkfeuer, Wetterradar und Belange der Bundeswehr

Die aktuelle Erhebung des BWE zu Genehmigungshemmnissen durch Drehfunkfeuer und militärische Belange der Luftraumnutzung⁶ macht deutlich, dass weiterhin Handlungsspielraum besteht, um auch kurzfristig und mit sachgerechten Lösungen Platz für mehr Windenergieleistung zu schaffen.

Durch Drehfunkfeuer (sog. VOR und DVOR) werden mehr als 400 Windenergieanlagen mit einer Leistung von rund 2.200 Megawatt (MW) blockiert. Gerade mal vier aller im Konflikt mit der Windenergie stehenden Drehfunkstandorte (Fürstenwalde, Nienburg, Sarstedt und Warburg) blockieren ca. 50 Prozent der Projekte. Eine noch höhere Betroffenheit zeigt sich im Bereich der Hemmnisse aufgrund militärischer Belange der Luftraumnutzung: Ca. 950 Windenergieanlagen mit einer Leistung von über 4.800 MW können derzeit aufgrund von verteidigungsspezifischen Restriktionen nicht genehmigt werden. Die mit Abstand stärksten Hemmnisse bilden Hubschraubertiefflugstrecken, die beinahe die Hälfte der ermittelten Blockaden ausmachen.

Die Zahlen verdeutlichen, dass in diesen Bereichen nicht unerhebliche Flächenpotenziale für mehr Windenergie liegen. Hinzukommen Blockaden durch Wetterradare. Der BWE setzt sich dafür ein, pauschale Abstände zu reduzieren und stellt konkrete Maßnahmen für eine bessere Vereinbarkeit des Windenergieanlagenausbaus mit militärischen Interessen, den Interessen des Deutschen Wetterdienstes und der Funknavigation vor: [Umsetzungsempfehlungen zum Koalitionsvertrag: Konfliktfelder Drehfunkfeuer, Wetterradar und Belange der Bundeswehr](#).

⁶ BWE (2022): Umfrage Luftverkehr und Windenergie - [LINK](#).

2 Artikel 1: EEG, Inkrafttreten nach Verkündung des Gesetzes

Kommentierung des Entwurfs

Nachfolgend nimmt der BWE zu den für die Windbranche relevanten Anpassungen im EEG (Artikel 1) Stellung:

2.1 Nummer 2: § 2 Besondere Bedeutung der erneuerbaren Energien

Der Referentenentwurf sieht in Artikel 1 Nummer 2 die Neufassung des § 2 EEG 2021 vor. Er soll wie folgt gefasst werden:

„§ 2 Besondere Bedeutung der erneuerbaren Energien

Errichtung und Betrieb von Anlagen sowie den dazugehörigen Nebenanlagen liegen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit.“

Der BWE begrüßt die gesetzliche Festschreibung der besonderen Bedeutung der erneuerbaren Energien durch die vorgeschlagene Neufassung des § 2 EEG. Damit wird das überragende öffentliche Interesse auch an der Windenergie herausgestellt und das im Koalitionsvertrag (KoaV) festgelegte Vorhaben umgesetzt.⁷ Im KoaV hat die Koalition zudem den Einsatz für einen zeitlich bis zum Erreichen der Klimaneutralität befristeten Vorrang für Erneuerbare Energien bei der Schutzgüterabwägung angekündigt.⁸ **Der Vorrang** ist nach Ansicht des BWE im Gesetzentwurf **bisher nicht in notwendigem Umfang geregelt**. Nur aus der Gesetzesbegründung geht hervor, dass mit dem neuen § 2 EEG die erneuerbaren Energien auch als vorrangiger Belang in der Schutzgüterabwägung behandelt werden sollen.⁹ Ein Hinweis verbunden mit einer bloßen Soll-Formulierung lediglich in der Gesetzesbegründung, wird der Behandlung der erneuerbaren Energien nicht gerecht. Gerichte folgen darüber hinaus auch nicht unbedingt der Gesetzesbegründung und argumentieren u.a. damit, dass die Gesetzesbindung sich nur auf die Norm selbst und nicht auf die hinter ihrem Erlass stehenden rechtspolitischen Ziele beziehe.¹⁰

Bei der Vorrangregelung geht es darum, zu priorisieren und durch die Produktion sauberen Stroms die Umwelt zu schonen und so auf lange Sicht den Erhalt des (Lebens)Raums anderer Schutzgüter zu gewährleisten. Andere Schutzgüter wie der Denkmalschutz oder Naturschutz dürfen den Ausbau, wie

⁷ Vgl. KoaV (2021): Mehr Fortschritt wagen, S. 14 - [LINK](#).

⁸ Ebd., S. 56.

⁹ Vgl. Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor, S. 139, 151 ff. - [LINK](#).

Beispielhaft: „Die Definition der erneuerbaren Energien als im überragenden öffentlichen Interesse und der öffentlichen Sicherheit dienend soll im Falle einer Abwägung dazu führen, dass das besonders hohe Gewicht der erneuerbaren Energien berücksichtigt werden muss. **Die erneuerbaren Energien sollen daher bis zum Erreichen der Treibhausgasneutralität als vorrangiger Belang in die Schutzgüterabwägung eingebracht werden.** Konkret können die erneuerbaren Energien damit im Rahmen von Abwägungsentscheidungen u.a. gegenüber seismologischen Stationen, Denkmalschutz, Radaranlagen, dem Landschaftsbild oder im Forst-, Immissionsschutz-, Naturschutz-, Bau-, Straßen- oder Wasserrecht nicht mehr weggeplant werden.“ (S. 145)

¹⁰ So beispielsweise das OVG Lüneburg im Urteil vom 26.02.2020, 12 KN 182/17; das Gericht hielt nicht für möglich, nach § 249 Abs. 1 Satz 1 BauGB ohne erneute Gesamtplanung zusätzliche Konzentrationszonen auszuweisen. - [LINK](#).

es in derzeitigem Umfang geschieht, nicht weiter blockieren und sind bis zur Erreichung der Klimaziele hinter den Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzustellen. Der Angriffskrieg auf die Ukraine verdeutlicht auf erschreckende Weise auch das Sicherheitsinteresse der Bundesrepublik an einer unabhängigen Energieversorgung durch erneuerbare Energien. Besondere Konstellationen, in denen andere Belange von vergleichbarem verfassungsrechtlichen Rang gegenüber dem Ausbau der erneuerbaren Energien ausnahmsweise überwiegen, sollen damit aber nicht ausgeschlossen werden.

Der Vorrang der Erneuerbaren Energien muss immer dann gegeben sein, wenn Abwägungs-, Ermessens- oder Beurteilungsspielraum in den Fachgesetzen eröffnet werden.

Die Gesetzesbegründung nennt hier beispielhaft die Abwägung zwischen dem Belang der erneuerbaren Energien gegenüber seismologischen Stationen, Denkmalschutz, Radaranlagen, dem Landschaftsbild oder im Forst-, Immissionsschutz-, Naturschutz-, Bau-, Straßen- oder Wasserrecht.¹¹

Zu denken ist hier auch insbesondere an die Abwägung im Rahmen von Planungsentscheidungen, die nachvollziehende Abwägung in § 35 Abs. 1 und 3 BauGB und Ermessensentscheidungen, die für die Windenergie an Land insbesondere bei Erlaubnissen, Ausnahmen und Befreiungen von gesetzlichen Vorschriften (z.B. §§ 45 Abs. 7, 67 BNatSchG) oder von Verordnungen von besonderer praktischer Relevanz sind.

Nach Ansicht des BWE können wir es nicht darauf ankommen lassen, dass der Vorrang in der Normanwendung der Fachgesetze mangels expliziter und verpflichtender Regelung im Gesetzestext nicht berücksichtigt und die Vorschrift als programmatische Regelung interpretiert wird.

Der BWE sieht vor diesem Hintergrund eine Ergänzung als äußerst dringlich an und schlägt die Erweiterung des im Referentenentwurf EEG 2023 bereits aufgeführten § 2 wie folgt vor [**fett**]:

*„Errichtung und Betrieb von Anlagen sowie den dazugehörigen Nebenanlagen liegen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit. **Dieser Belang des Klimaschutzgebots hat Vorrang vor anderen abwägungserheblichen Belangen im Rahmen aller Gesetze. Satz 2 gilt nur dann nicht, wenn ein mit einem vergleichbaren verfassungsrechtlichen Rang ausgestatteter Belang entgegensteht.**“*

Die Ergänzung dient somit der unmittelbaren Wirksamkeit des § 2 EEG mitsamt dem Vorrang auch in den Fachgesetzen, ohne die die Regelung leerlaufen könnte. Diese Klarstellung nimmt die Begrifflichkeiten der Begründung auf Seite 152 des RefE auf.

2.2 Nummer 4, 6 und 9: §§ 28d, 39o, 88e innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung

Der BWE arbeitet gemeinsam weiteren Verbänden aus der Erneuerbaren-Energien-Branchen innerhalb des BEE an spartenübergreifenden Energiethemen. Deshalb verweist der BWE zu den sogenannten „Hybridkraftwerken“ (kurz HKW) auf die **Stellungnahme des BEE zum vorliegenden Gesetzesentwurf**, an deren Erstellung der BWE beteiligt war, und deren Kommentierung von Nummer 4 - § 28d (Ausschreibungsvolumen), Nummer 6 - § 39o (Ausschreibungen) und Nummer 9 - § 88f (Verordnungsermächtigung HKW) der BWE deshalb vollumfänglich mitträgt.

¹¹ Vgl. ebd.

BWE & BEE stellen die grundsätzliche Frage nach der Sinnhaftigkeit der Hybridkraftwerke (HKW), solange kein Netzbezug von Grünstrom erfolgen kann. Darüber hinaus ist Verordnungsermächtigung im EEG zur Umsetzung der HKW im Referentenentwurf unter § 88e dermaßen umfassend, dass jedwede Anwendung und Regelung darunterfallen könnte. Eine konstruktive Bewertung des Vorschlages ist somit nicht möglich und verhindert eine reale Beteiligung bzw. Bewertung durch alle relevanten Akteure. Daher stellt sich zusätzlich die Frage, ob hier nicht bereits der grundgesetzlich verankerte Wesentlichkeitsgrundsatz verletzt wird.

Deshalb sehen BWE und BEE die Vorschläge kritisch, und raten von einer vorschnellen Einführung der HKWs ab. Vielmehr sollten die Vorschläge im Rahmen der Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ erörtert werden.

Weitere Details bitte der BEE-Stellungnahme entnehmen.

2.3 Nummer 9: § 88f Verordnungsermächtigung zur Weiterentwicklung der Zahlungen

Der BWE arbeitet gemeinsam weiteren Verbänden aus der Erneuerbaren-Energien-Branchen innerhalb des BEE an spartenübergreifenden Energiethemen. Deshalb verweist der BWE an dieser Stelle auf die **Stellungnahme des BEE zum vorliegenden Gesetzesentwurf**, an deren Erstellung der BWE beteiligt war, und deren Kommentierung von Nummer 9 - § 88f der BWE deshalb vollumfänglich mitträgt.

BWE und BEE lehnen eine Einführung von CfD-Verträgen oder der symmetrischen Marktprämie in der aktuell diskutierten Form ab, da eine Umstellung des Fördersystems auf Differenzverträge hätte weitreichende Konsequenzen für das gesamte Stromsystem hätte. Darüber hinaus ist Verordnungsermächtigung im Referentenentwurf zu CfD unter § 88f dermaßen umfassend, dass jedwede Anwendung und Regelung darunterfallen könnte. Eine konstruktive Bewertung des Vorschlages ist somit nicht möglich und verhindert eine reale Beteiligung bzw. Bewertung durch alle relevanten Akteure. Daher stellt sich zusätzlich die Frage, ob hier nicht bereits der grundgesetzlich verankerte Wesentlichkeitsgrundsatz verletzt wird.

Vielmehr sollten die Vorschläge im Rahmen der Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ erörtert werden.

Weitere Details bitte der BEE-Stellungnahme entnehmen.

Was fehlt?

Der BWE ist der Auffassung, dass folgende Punkte in Artikel 1 des RefE noch zwingend aufzunehmen sind. Diese fehlen gänzlich und eine schnelle Umsetzung ist erforderlich:

2.4 EEG-Umlage Mit der Abschaffung der EEG-Umlage einhergehender Anpassungsbedarf im EEG 2021

Wird die EEG-Umlage zum Juli 2022 praktisch abgeschafft, müssen im Zuge der EEG-Novelle auch weiterführende Regelungen gestrichen werden, deren Regelungsgehalt an der EEG-Umlage ausgerichtet ist. Vor dem Hintergrund des Vorhabens, bürokratische Lasten abzubauen, fordert der BWE mit einer vorgezogenen Reduzierung der EEG-Umlage auf null auch vorgezogene Erleichterungen im Bereich Messen und Schätzen. Ebenso wichtig ist eine vorzeitige Anpassung im EEG zur Vermeidung von Kosten – insbesondere mit Blick auf die hohen Energiekosten.

2.4.1 Mess- und Schätzpflichten abschaffen

Ohne EEG-Umlage ab 01.01.2023 werden keine spezifischen Regelungen zur Erfassung von EEG-Umlage-pflichtigen Strommengen, zur Abgrenzung von unterschiedlich mit der EEG-Umlage belasteten Strommengen sowie zur Einordnung von geringfügigen Drittverbräuchen und nicht (sinnvoll) messbaren Strommengen benötigt.

Der wesentliche Schwachpunkt des aktuellen Referentenentwurfs zum EEG (Artikel 1) besteht nach unserer Ansicht daher darin, dass für die erste Jahreshälfte 2022 keine Erleichterungen hinsichtlich Messen und Schätzen gewährt werden sollen. Gerade mit Blick auf die vom Gesetzgeber intendierte Entbürokratisierung erscheint nicht nachvollziehbar, warum für die erste Jahreshälfte 2022 am bisherigen Regelungsregime festgehalten werden soll. Da die EEG-Umlage ohnehin ab dem 1. Januar 2023 endgültig abgeschafft werden soll und auch vor dem Hintergrund des Rollouts der intelligenten Messsysteme, ist kein rechtfertigender Grund gegeben, von den Anlagenbetreibern für den absehbar sehr kurzen Übergangszeitraum von wenigen Monaten umfangreiche Investitionen in eine Messinfrastruktur zu verlangen, die letztlich praktisch ab dem 1. Juli 2022 überflüssig wird.

Hiervon sind auch und insbesondere Neuanlagen betroffen, die in der ersten Jahreshälfte 2022 in Betrieb genommen werden und zur Erfüllung der praktisch nur noch bis zum 30. Juni 2022 bestehenden Meldepflichten entweder ein detailliertes Messkonzept vorhalten oder in Kauf nehmen müssen, für sämtliche Verbräuche außerhalb des öffentlichen Netzes zur vollen EEG-Umlage herangezogen zu werden.

Mit dem Thema „Messen und Schätzen“ einhergehende Messvorgaben und Meldepflichten im EEG sind rückwirkend zum 01.01.2022 zu streichen (insbesondere § 62b EEG 2021).

2.4.2 Zumindest Verlängerung der Schätzbefugnis, § 104 Absatz 10 EEG

Sollte dies nicht kurzfristig erfolgen, halten wir es zumindest für dringend erforderlich, dass die Möglichkeit der Erfassung und Abgrenzung von Strommengen durch eine Schätzung gemäß § 104 Absatz 10 EEG 2021 bis zum endgültigen Auslaufen der EEG-Umlage verlängert wird, um volkswirtschaftlich unsinnige Kosten durch Zählereinbau (gerade bei Neuanlagen) zu vermeiden. Durch

die von der Bundesnetzagentur erarbeiteten Schätzmethoden, die ein systematisches Überschätzen zur Folge haben, steht nicht zu befürchten, dass dem EEG-Umlagekonto Einnahmen entgehen.

Die Schätzbefugnis für EEG-Umlagepflichtige Strommengen ist bis zur Abschaffung der EEG-Umlage zu verlängern.

Der Hinweis des BMWK im Fachgespräch u.a. zur EEG-Umlage am 03.03.2022, dass die Branche zugesagt hätte, die „*letztmalige*“ Verlängerung der Schätzbefugnis zum 01.01.2022 reiche aus und es bestünde kein Verständnis, warum nunmehr einige Betreiber „noch immer“ keine Erfassungszähler eingebaut hätten, trägt, nicht. Zum einen hat die Branche sich vielmehr seit Jahren dafür ausgesprochen, die Regelungen für die parkinternen Verbräuche gänzlich anzupassen. Zum anderen trat durch die neue Bundesregierung spätestens mit dem Koalitionsvertrag eine neue Situation ein. Es war absehbar, dass die EEG-Umlage kurzfristig nicht mehr durch die Verbraucher gezahlt wird – eine Abrechnung der internen Verbräuche und damit der Einbau von Zählern daher nicht mehr erforderlich ist¹².

Auch der Hinweis, Anlagenbetreiber könnten gegenüber den Netzbetreibern argumentieren, Zähler müssten nicht eingebaut werden wegen wirtschaftlicher Unzumutbarkeit gemäß § 62b Absatz 2 Satz 1 (wenn die EEG-Umlage ab Juli auf null gesenkt wird) greift nicht: § 62b Absatz 1 regelt, dass Zähler für die Erfassung der Strommengen einzubauen sind. Die Ausnahme der Einbaupflicht gilt nur für die Zähler zur Abgrenzung (§ 62b Absatz 2 S. 1). Anlagenbetreiber müssen also immer Zähler für die Erfassung der Strommengen einbauen unabhängig von der Frage der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit.

2.4.3 Meldepflichten

Ebenso sind die Meldepflichten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Letztverbrauchern und Eigenversorgern in §§ 74 und 74a EEG2021 entsprechend rückwirkend zum 01.01.2022 zu streichen.

2.5 Ermöglichung von Direktbelieferungen

Aus unserer Sicht ist es ausgesprochen wichtig und könnte einen großen Schub für die Windenergie bedeuten, wenn die Direktbelieferung erleichtert wird. In Artikel 1 muss daher nach unserem Dafürhalten Folgendes mindestens geändert werden:

- Streichung der Worte „in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und“ aus § 3 Nr. 16 (Definition der Direktvermarktung) und
- Streichung des § 21 Abs. 2 Nr. 1a) (ebenfalls Anforderung nach „unmittelbarer räumlicher Nähe“ für Direktbelieferungskonzepte).

2.6 Strommarktdesign

Der klimapolitisch notwendige erneuerbare Ausbau der Erneuerbaren Energien kann nur auf Basis einer betriebswirtschaftlichen Grundlage realisiert werden. Die **Strommarktdesignstudie des BEE hat hierbei**

¹² im Übrigen auch nicht für die Stromsteuer – dort kann geschätzt werden.

die Herausforderungen im Strommarkt aufgezeigt und entsprechende Lösungsvorschläge erarbeitet, um dieses Ziel zu erreichen.¹³

Doch selbst unter Ausnutzung aller wirtschaftlichen Flexibilitäten im Verbrauchs- und Speichersektor verbleiben mehrere hundert negative Strompreise pro Jahr im Markt. Durch den Wegfall der Förderung in Zeitfenstern negativer Strompreise (siehe §51 EEG 2021) entstehen somit nicht vergütete erneuerbare Strommengenanteile im signifikanten Bereich. Das kann dazu führen, dass selbst unter dem Vergütungsrahmen **keine ausreichende wirtschaftliche Grundlage für den Betrieb solcher Anlagen sichergestellt ist.**

Daher ist es notwendig die dringend benötigte Flexibilität zur Stabilisierung des Strommarktes temporär auch über die erneuerbaren Erzeuger zu realisieren. **Hierzu ist es notwendig die heutige Zeitförderung (über 20 Jahre) in eine Mengenförderung über die Betriebslaufzeit der Anlage umzusetzen.** Dies ist kostenneutral für den Betreiber als auch für die Volkswirtschaft und sichert die betriebswirtschaftliche Grundlage für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland.

Der BWE bekräftigt in diesem Zuge gemeinsam mit dem BEE seine Empfehlung nach einer zeitnahen Einsetzung der im Koalitionsvertrag vorgesehen Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ um solche aber auch weitere Punkte mit allen Stakeholdern zu besprechen.

Was sollte aus Artikel 2 vorgezogen werden?

Aufgrund der Dringlichkeit nachfolgend aufgezählten Themen, spricht sich der BWE dafür aus, diese aus Artikel 2 des RefE zu lösen und in Artikel 1 umzusetzen, damit die Regelungen nach Verkündung in Kraft treten und nicht erst am 01.01.2023. Dies ist möglich, da hier keine Konflikte mit dem europäischen Beihilferecht (KUEBLL) zu erwarten sind.

- [Artikel 2 Nummer 8: § 9 EEG - BNK-Frist](#)
- [Artikel 2 Nummer 77: § 95 Verordnungsermächtigung - Höchstwert](#)
- [Artikel 2 Nummer 79: § 98 Bund-Länder-Kooperationsausschuss](#)
- [Artikel 2 Nummer 81: § 99a Fortschrittsbericht zum Hemmnisabbau bei der Windenergie an Land](#)

¹³ BEE (2021): Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien - [LINK](#).

3 Artikel 2: EEG, Inkrafttreten 01.01.2023

Kommentierung des Entwurfs

Nachfolgend nimmt der BWE zu den für die Windbranche relevanten Anpassungen im EEG (Artikel 2) Stellung:

3.1 Nummer 3: § 1 Zweck und Ziel des Gesetzes

Der BWE begrüßt die Anpassung von § 1 in Übereinstimmung mit den in KoAV verankerten Zielen vollumfänglich. Eine Steigerung des Anteils von Erneuerbaren Energien auf 80% am deutschen Bruttostromverbrauch bis 2030 ist klimapolitisch ein sinnvolles Ziel, und für die Versorgungssicherheit unabdingbar. Das Ziel der Treibhausgasneutralität der Stromerzeugung im Bundesgebiet bis 2035 ist folgerichtig.

3.2 Nummer 4: § 3 Begriffsbestimmungen

3.2.1 Zu § 3 Nummer 3a: „ausgeförderte Anlagen“

Der RefE nimmt eine Anpassung des Begriffs der „ausgeförderten Anlagen“ vor und nimmt Windenergieanlagen an Land von diesem Begriff nunmehr aus. Hintergrund ist das Auslaufen der auf 2021 beschränkten besonderen Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen im [§ 23b Absatz 2 EEG 2021](#). Dies ist vor dem Hintergrund der aktuellen Preissituation nachvollziehbar.

3.2.2 Zu § 3 Nummer 15: „Bürgerenergiegesellschaften“

Vgl. hierzu unten Ausführungen zu [§ 22b neu EEG](#).

3.2.3 Zu § 3 Nummer 37: „Pilotwindenergieanlagen“

Der BWE unterstützt die im Referentenentwurf angeführte Aufhebung der 6 MW-Grenze, damit Pilotwindenergieanlagen ohne Begrenzung der Leistung zukünftig ohne Teilnahme an einer Ausschreibung realisiert werden können. Die durch die neuen KUEBLL ermöglichten Handlungsspielräume müssen genutzt werden. Mit der Streichung des Doppelbuchstaben aa in § 3 Nummer 37 Buchstabe a EEG 2023 wird der Gesetzgeber dieser Ambition gerecht.

3.2.4 Zu Nummer 47 wird wie folgt gefasst: Unternehmen in Schwierigkeiten

Vgl. hierzu unten Ausführungen zu [§ 30 EEG](#).

3.3 Nummer 5: § 4 und § 4a Ausbaupfad und Strommengenpfad

Die in § 4 EEG 2023 für Wind an Land angeführten Ausbaupfade begrüßt der BWE ausdrücklich. Kritisch sieht der BWE jedoch das Vorhaben, die installierte Leistung von Windenergieanlagen an Land auf 160 GW ab dem Jahr 2040 zu deckeln. Eine Klarstellung, dass nicht nur der Erhalt der Leistung, sondern auch der Ausbau über 160 GW, das erklärte Ziel der Bundesregierung sind, ist deshalb erforderlich.

Der BWE begrüßt, dass die neue Bundesregierung Zwischenziele als Richtwerte für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien festgelegt hat. Der für 2030 erwartete Strombedarf von 715 TWh liegt nur knapp unter den Werten des BEE, der einen Anstieg auf 745 TWh prognostiziert hat. Die Anpassungen der Strommengenpfade in § 4a EEG 2023 auf Basis des 80%-Ziels ist deshalb folgerichtig.

3.4 Nummer 6: § 5 Ausbau im In- und Ausland

§5 EEG 2023 regelt die Öffnung eines Teils der Ausschreibungsvolumina für Erneuerbare Energien für Anlagen im benachbarten EU-Ausland. Der Referentenentwurf sieht vor, diesen Anteil von bislang 5 Prozent auf 20 Prozent anzuheben. Der im Ausland produzierte Strom soll demnach entweder physikalisch importiert werden oder einen „vergleichbaren Effekt auf den deutschen Strommarkt“ haben. Grundlage ist ein völkerrechtlicher Vertrag zwischen den Partnerländern.

Durch die Neuregelung soll der grenzüberschreitende Ausbau Erneuerbarer Energien sowie Kooperationsprojekte mit Nachbarstaaten erweitert und erleichtert werden. Das bisher geltende Gegenseitigkeitsprinzip (gemeinsame Ausschreibungen oder gegenseitige Öffnung des Marktes) soll abgeschafft werden. Die Bundesregierung erhofft sich hierdurch eine größere Flexibilität für die Deckung des steigenden deutschen Strombedarfs mit Hilfe von Kooperationsprojekten.

Der BWE sieht dieses Vorhaben kritisch. Eine verstärkte Zusammenarbeit zwischen den EU-Staaten und eine weitere Integration der europäischen Strommärkte ist aus Effizienzgründen zu begrüßen. Der Ausbau von Erneuerbaren Energien im europäischen Ausland über Teilnahme an den deutschen Ausschreibungen muss aufgrund unterschiedlicher Rahmenbedingungen allerdings zu Fehlanreizen und Überförderung führen, und kann die angestrebte marktliche Wirkung auf den deutschen Strommarkt nicht erzielen.

Die Bundesregierung sollte den gesetzlichen Rahmen in Deutschland dahingehend anpassen, dass kein Zubau im Ausland erforderlich wird, und die deutschen Strombedarfe über hiesige Energieerzeugung gedeckt werden können. Damit kann die Wertschöpfung vor Ort gestärkt werden, und die Menschen an der Energiewende partizipieren. Zudem sehen sich die europäischen Nachbarländer ähnlich wie Deutschland mit Herausforderung in der Flächenbereitstellung konfrontiert. Eine mögliche Nutzung dieser Flächen im Sinne der deutschen Energiewende ist den gesamteuropäischen Zielen deshalb nicht zweckdienlich. Die BEE-Studie zum klimaneutralen Strommarktdesign hat gezeigt, dass Deutschland auch über ausreichend Potential verfügt, um die Klimaziele eigenständig zu erreichen bei gleichzeitiger Gewährung der Versorgungssicherheit.

Darüber hinaus sieht der BWE sieht zahlreiche offene Fragen mit Blick auf die bilanzielle/physikalische Lieferung des EEG-geförderten Stroms nach Deutschland importiert, damit ein „vergleichbarer Effekt auf den deutschen Strommarkt“ gewährleistet werden kann.

Der BWE empfiehlt, im Sinne eines internen Pfades bei der Energiewende, der Wertschöpfung vor Ort sowie Energieunabhängigkeit und Versorgungssicherheit, die Öffnung der Ausschreibungen für Anlagen im Ausland nicht anzuheben, sondern **bei den bisherigen europapolitisch erwünschten 5 Prozent zu verbleiben** und die Anstrengungen bei der Energiewende vorrangig auf das Inland zu konzentrieren.

3.5 Nummer 7: § 6 Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau

Von heute über 40 Prozent soll der Anteil der Erneuerbaren Energien auf 80 Prozent im Jahr 2030 steigen.

Beim Erreichen der nationalen Energie- und Klimaziele nimmt die Windenergie an Land eine tragende Rolle ein. Der dafür nötige Ausbau gelingt aber nur mit einer breiten gesellschaftlichen Akzeptanz und Teilhabe an den konkreten Projekten vor Ort

Der BWE ist bestrebt, dass der weitere Ausbau der Windenergie weiterdurch eine breite gesellschaftliche Beteiligung und Teilhabe getragen wird. Diese muss allerdings in den Projekten vor Ort immer wieder neu geschaffen werden. Konkrete Handlungsfelder im Umfeld von Windenergievorhaben sind Möglichkeiten echter Teilhabe, Spürbarkeit von regionaler Wertschöpfung und praktischem Nutzen der Bürgerinnen und Bürger durch Windenergie. Dabei kann sich die Branche auf fast 30 Jahre Erfahrungen stützen, um so u.a. über handhabbare Beteiligungsmöglichkeiten eine nachhaltige und beständige Steigerung der kommunalen und regionalen Wertschöpfung und der Bürger-Teilhabe zu erreichen.

Bürgerinnen und Bürger und Kommunen vor Ort müssen von Anfang an in die Planungen einbezogen und an Windenergieanlagen (WEA) auch ökonomisch in einem Höchstmaß beteiligt werden. Wie dies gelingen kann, hat der BWE unter anderem in der Broschüre „[Gemeinsam gewinnen – Windenergie vor Ort](#)“ ausgearbeitet. Die Publikation zeigt anhand von Beispielen, wie intensiv die Branche bereits heute die Bürgerinnen und Bürger und Kommunen vor Ort einbezieht und wie es gelingt, möglichst hohe regionale Wertschöpfung zu generieren. Dies muss weiterverfolgt und ausgebaut werden.

Mit der Einführung des § 6 EEG 2021 ab 01.07.2021 wurde eine Möglichkeit geschaffen, die Kommunen auf deren Gemeindegebiet Windenergieanlagen geplant sind, an den Einnahmen dieser Anlagen zu beteiligen und somit die Akzeptanz für den Zubau von Windenergieanlagen an Land zu erhöhen. Die Anlagenbetreibergesellschaft darf die Kommune demnach beteiligen, wenn für die Anlagen eine Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen wird. Flankierend regelt § 6 Absatz 4 Satz 2 EEG, dass Vereinbarungen über Zuwendungen gemäß § 6 Abs. 2 S. 1 EEG „nicht als Vorteil im Sinn der §§ 331 bis 334 des Strafgesetzbuchs“ gelten.

3.5.1 Ablehnung einer verpflichtenden Regelung

Wir begrüßen, dass der aktuelle Referentenentwurf keine verpflichtende Regelung vorsieht – auch wenn dies durch den Koalitionsvertrag ursprünglich vorgesehen war.

Der BWE hält eine verpflichtende Regelung der Kommunalbeteiligung in Form einer Zahlung an die Kommune für Neuanlagen nicht für erforderlich.

Ferner sehen wir große verfassungsrechtliche Bedenken hinsichtlich einer verpflichtenden Regelung. Eine Nichtigkeitserklärung des Bundesverfassungsgerichts einer solchen verpflichtenden Regelung des § 6 EEG mit möglichen Rückabwicklungen wäre eine Katastrophe im Hinblick auf Akzeptanz und Wertschöpfung vor Ort.

Die Erfahrungen im Umgang mit § 6 EEG zeigen außerdem, dass eine gesetzliche Verpflichtung nicht erforderlich ist. Unsere Mitglieder bieten eine solche – freiwillige – Beteiligung großflächig an und haben bisher die Erfahrung gemacht, dass auch die ganz überwiegende Mehrheit der Kommunen die durch §

6 EEG 2021 geschaffene Möglichkeit der Kommunalbeteiligung freiwillig nutzen. Denn mit § 6 EEG ist für Betreibergesellschaften und Kommunen erstmals die Möglichkeit geschaffen worden, lokale Teilhabe anzubieten, ohne sich dabei in einem rechtlichen Graubereich zu bewegen. Die Klarstellung, dass Beteiligungen nach § 6 EEG ausdrücklich nicht gegen §§ 331 bis 334 StGB verstoßen, begrüßen wir daher ausdrücklich.

Über § 100 Absatz 2 EEG 2023 wird die finanzielle Beteiligung auch bei Bestandsanlagen ermöglicht.

Zu diesem Zweck wird zunächst in Satz 1 geregelt, dass für die Anlagen, die unter Geltung des EEG 2021 einen Zuschlag erhalten haben oder in Betrieb gegangen sind, ebenfalls § 6 EEG 2023 anzuwenden ist, mit der Maßgabe, dass auch Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung von mehr als 750 kW bis einschließlich 1 MW den Gemeinden Beträge durch einseitige Zuwendungen ohne Gegenleistung anbieten dürfen. Für diese Anlagen gilt Bestandsschutz. Darüber hinaus können diese Anlagen jetzt auch in den Zeiten, in denen sie keine Förderung nach dem EEG erhalten, die Gemeinden finanziell beteiligen, da § 6 Absatz 2 EEG 2023 auch für diese Anlagen gilt.

Für Bestandsanlagen, die vor dem 1. Januar 2021 einen Zuschlag erhalten haben oder in Betrieb gegangen sind, ist § 6 EEG 2023 nach Satz 2 ebenfalls anzuwenden. Künftig können daher auch bestehende Windenergieanlagen an Land und Freiflächenanlagen den betroffenen Gemeinden Zahlungen leisten. Dafür gelten dieselben Bedingungen wie für Neuanlagen.

3.5.2 Ablehnung einer Ausdehnung auf Bestandsanlagen

Der BWE hält bisher eine Ausdehnung der Möglichkeit von Zuwendungsvereinbarungen nach § 6 EEG 2021 mit Kostenwälzung auch auf Bestandsanlagen für nicht erforderlich.

Es stellt sich bereits die Frage, ob hier überhaupt das Erfordernis einer Ausdehnung der Straffreiheit besteht. Das Risiko einer Strafbarkeit dürfte bei Bestandsanlagen gering sein. Die Anlagen sind bereits in Betrieb. Eine Gegenleistung, die mit der Zahlung motiviert werden soll, ist nicht mehr erforderlich. Problematisch ist eine Ausweitung auf Bestandsanlagen auch dahingehend, dass diese sicher nicht flächendeckend genutzt wird: die Anlagen stehen ja bereits und eine Zahlung an die Kommune ist nicht einkalkuliert. Die Anlagen sind bereits in Betrieb. Es sind Neiddebatten zu befürchten, die einer Akzeptanzsteigerung nicht dienlich sind.

Außerdem könnten Fehlanreize zum Weiterbetrieb anstelle eines Repowering geschaffen werden. Der Anreiz für die Kommunen, Repowering zu ermöglichen würde geschmälert, wenn sie die Beteiligung (wenn auch geringer, da weniger Stromertrag) auch für den Weiterbetrieb der Bestandsanlagen erhalten.

Außerdem würde bei einer Wälzbarkeit der Kosten eher die Akzeptanz für Bestandsanlagen gefährdet. Aktuell werden die Zahlungen nach § 6 EEG 2021 über die EEG-Umlage umgelegt. Zukünftig wird die Finanzierung der EEG-Umlage über den Haushalt finanziert (siehe [EnUG](#) neu).

Die Wälzung der Kosten wird also von den Steuerzahlerinnen und -zahlern getragen, obwohl die Anlagen bereits in Betrieb sind. Erhöhte Steuerlast im Nachgang dürften wenig zur Akzeptanzsteigerung beitragen.

Sofern der Gesetzgeber jedoch weiterhin eine Ausdehnung auf den Bestand wünscht, schlagen wir vor, dass hier zumindest die Zahlungshöhe im Vergleich zu Neuanlagen auf 0,1 / kWh reduziert wird. So ist die nachträgliche Belastung des Bundeshaushaltes geringer. Um Anreize für Repoweringvorhaben zu

setzen, halten wir es zusätzlich für sinnvoll, bei Repoweringanlagen einen höheren Betrag in § 6 EEG festzulegen. Wir schlagen 0,3 Cent / kWh vor.

3.5.3 Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung

Der Referentenentwurf sieht die Streichung der Wörter „und für die Anlage eine finanzielle Förderung nach diesem Gesetz oder einer auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung in Anspruch genommen wird“ in Absatz 2 vor.

Zweck dieser Anpassung ist es, dass der Anwendungsbereich von § 6 EEG 2021 sich auch auf die Fälle erstreckt, bei denen Betreibergesellschaften (zeitweise) die sonstige Direktvermarktung gewählt haben.

Der BWE hatte angeregt, kurzfristig Rechtssicherheit zu schaffen und die finanzielle Beteiligung der Kommunen für alle Vermarktungsformen zu öffnen und dies in § 6 EEG 2021 gesetzlich festzuschreiben. Der BWE ist jedoch der Auffassung, dass auch Anlagen ohne Förderung eine Erstattung erhalten sollten:

Die Neufassung von § 6 Absatz 5 lässt aber unverändert, dass Anlagen ohne Förderung keine Erstattung der entsprechenden Aufwendungen verlangen können. Dies stellt eine Ungleichbehandlung dar, die unter Umständen zur Schlechterstellung der entsprechenden Standortkommunen führen wird.

Der Entwurfsverfasser meint ausweislich der Begründung auf Seite 168 zu Nummer 7 c, er müsse auf diese Weise eine Ungleichbehandlung beseitigen. Konkret scheint der Gesetzgeber folgende Vergleichsgruppen zu bilden:

- diejenigen Marktteilnehmenden, die z.B. wegen eines Zuschlags grundsätzlich einen Anspruch auf Förderung haben, zeitweise aber wegen höherer Strompreise in die Direktvermarktung wechseln und
- diejenigen, die keinerlei Anspruch auf Förderung haben und ausschließlich in der Direktvermarktung sind.

Der Gesetzgeber scheint nun zu meinen, dass er der ersten Gruppe keine Erstattung für diejenigen Zeiträume anbieten kann, in denen sie in die sonstige Direktvermarktung wechseln. Es ist nachvollziehbar, dass dies eine Besserstellung gegenüber denjenigen wäre, die überhaupt keinen Anspruch auf Förderung haben.

Fraglich ist aber, ob der Gesetzgeber damit nicht zu kurz springt. Nach Auffassung des BWE sollte die Erstattungsregelung für **sämtliche** Zahlungswillige gelten. Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb die Anlagenbetreiber*innen ohne jeglichen Förderanspruch keine Erstattung erhalten können sollen. Ziel ist, dass möglichst viele Anlagenbetreiber*innen die Möglichkeit des § 6 nutzen und Zahlungsvereinbarungen mit den Gemeinden schließen – unabhängig von der aktuellen Lage am Strommarkt oder der Förderung nach EEG.

Dies unterstützt auch folgende Überlegung:

Die Formulierung sieht aktuell vor, dass nur eine Erstattung erfolgt, wenn die Marktprämie positiv ist. Damit sollt abgebildet werden, dass sofern der Monatsmarktwert Wind (MW_Wind) über dem anzulegenden Wert liegt, die Betreiber nicht noch zusätzlich die 0,2 ct/kWh erstattet bekommen sollen, da die Erlöse bereits über dem ursprünglich durch das EEG zugesicherten Mindesterloß liegen.

Wenn nun aber der Monatsmarktwert Wind dem anzulegenden Wert entspricht oder nur geringfügig (max. 0,19 ct/kWh) über diesem liegt, wird ebenso keine (kaum) Marktprämie gezahlt. Dies kann dazu

führen, dass die Betreibergesellschaft entsprechend aufgrund der Regelung des § Absatz 5 noch nicht mal den anzulegenden Wert als Vergütung erhält, da keine Erstattung der Zahlung nach § 6 erfolgt.

Beispiele:

Anzulegender Wert = 7 ct/kWh

Szenario I: MW_Wind = 4 ct/kWh -> Erstattung der 0,2 ct/kWh -> Vergütung = 7 ct/kWh

Szenario II: MW-Wind = 10 ct /kWh -> keine Erstattung der 0,2 ct/kWh -> Vergütung = 9,8 ct/kWh

Szenario III: MW_Wind = 7-7,19 ct/kWh -> keine Erstattung der 0,2 ct/kWh -> Vergütung abzüglich der Zahlung an die Kommune = 6,8-6,99 ct/kWh, also kleiner als der anzulegende Wert!

Dies kann nicht gewollt sein.

Wir fordern daher, dass jeder Zahlungswillige die Erstattung erhalten kann. Dann kommt es auch nicht zu der vom Gesetzgeber befürchteten Ungleichbehandlung.

3.5.4 Anknüpfungspunkt für die Höhe der Kommunalbeteiligung

§ 6 Absatz 2 Satz 1 EEG 2021 regelt, dass die Zahlung der 0,2 Cent je Kilowattstunde (kWh) für die tatsächlich eingespeiste Strommenge und für die fiktive Strommenge nach Nummer 7.2 der Anlage 2 angeboten werden dürfen. Um hier unnötigen Verwaltungsaufwand und Diskussionen zur Erfassung und Abrechnung zu vermeiden, schlagen wir vor „die Zahlung der 0,2 Cent je kWh für die abgerechnete und vergütete Strommenge“ zu ermöglichen. Diese Zahlen liegen den Anlagenbetreibern ohnehin in Form der Endabrechnung der Netzbetreiber oder Direktvermarkter vor.

3.5.5 Streichung von Regelungen der Bundesländer

Nach Absatz 6 gemäß Referentenentwurf können die Länder weitergehende Regelungen zur Bürgerbeteiligung und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau von neuen Anlagen erlassen, wenn § 80a nicht beeinträchtigt ist. Der BWE meint vielmehr, dass die Bundesländer, keine Möglichkeit haben sollten, eigene Regelungen zur Bürgerbeteiligung zu erlassen und vielmehr die bestehenden landesgesetzlichen Regelungen hierzu aufgehoben werden sollten. Der BWE hat sich stets dafür eingesetzt, dass es hier eine bundeseinheitliche Regelung gibt. Dies ist durch § 6 erfolgt. Die Regelung wird sowohl von der Branche als auch von den Kommunen sehr gut angenommen und umgesetzt. Es bedarf keiner Alleingänge der Länder.

3.5.6 BWE-Vorschlag für Teilhabe der Bürgerinnen und Bürger

Schließlich regelt § 6 EEG 2021 ausschließlich direkte finanzielle Zuwendungen an die Gemeinden/Landkreise. Was § 6 EEG 2021 durch die ausdrücklich nicht vorgesehene Zweckbindung der Zahlung jedoch oft nicht zu leisten vermag ist, die Vorteile der Energiewende vor Ort durch konkrete Maßnahmen auch tatsächlich sichtbar zu machen. Es fehlt das Instrument nicht nur den Gemeinden, sondern auch deren Anwohnern und Anwohnerinnen konkrete Teilhabemöglichkeiten anbieten zu können, ohne dabei in einem rechtlichen Graubereich zu agieren. Auch solche Maßnahme, die über direkte Zahlungen an die Gemeinde hinausgehen, sollten in einem begrenzten Rahmen daher möglich und von der Sanktionierung der §§ 331 bis 334 StGB ausgenommen sein.

Anliegen des BWE ist eine direkte Teilhabe der Bürgerinnen und Bürgern an der Windenergie.

Wir regen daher die Einführung des folgenden **§ 6a EEG 2022** an:

„§ 6a Weitere Maßnahmen zur Steigerung der regionalen Teilhabe

- (1) *Betreiber von Windenergieanlagen dürfen in Gemeinden oder Landkreisen, die von der Errichtung ihrer Anlage gemäß § 6 Abs. 2 Satz 2 oder Satz 3 betroffen sind, Teilhabemaßnahmen gemäß Absatz 4 ohne Gegenleistung anbieten oder sich an solchen beteiligen, wenn die Anlage eine installierte Leistung von mehr als 750 kW hat.*
- (2) *Betreiber von Freiflächenanlagen dürfen in Gemeinden oder Landkreisen, die von der Errichtung ihrer Anlage gemäß § 6 Abs. 3 Satz 2 oder Satz 3 betroffen sind, Teilhabemaßnahmen gemäß Absatz 4 ohne Gegenleistung anbieten oder sich an solchen beteiligen.*
- (3) *Vereinbarungen über Teilhabemaßnahmen nach diesem Paragrafen bedürfen der Schriftform und dürfen für Windenergieanlagen bereits zu dem in § 6 Absatz 4 Nr. 1 und für Freiflächenanlagen zu dem in § 6 Absatz 4 Nr. 2 festgelegten Zeitpunkt. Die Vereinbarungen gelten nicht als Vorteil im Sinn der §§ 331 bis 334 des Strafgesetzbuchs. Satz 2 ist auch für Angebote zum Abschluss einer solchen Vereinbarung und für die darauf beruhenden Zuwendungen anzuwenden.*
- (4) *Teilhabemaßnahmen nach diesem Paragrafen sind Maßnahmen, die der Förderung der erneuerbaren Energien, dem Klimaschutz oder der Daseinsvorsorge dienen und deren Zweck eine regionale Teilhabe an den Erträgen der Windenergieanlagen ist. Sie dürfen sich mindestens auf das Gebiet einer betroffenen Gemeinde und maximal auf die Gebiete aller betroffenen Gemeinden und Landkreise beziehen. Teilhabemaßnahmen sind insbesondere*
 1. *vergünstigte gesellschaftsrechtliche Bürger- und Gemeindebeteiligungen*
 2. *attraktive finanzielle Beteiligungsmodelle (z.B. Bürgersparbrief in Kooperation mit einer regionalen Bank und mit erhöhten Zinskonditionen)*
 3. *die Mitfinanzierung kommunaler Einrichtungen wie u.a. Kindertagesstätten und Freizeiteinrichtungen*
 4. *Bürgerstrommodelle (insbesondere vergünstigte Stromtarife, Zuzahlungen auf Stromrechnungen, direkter vergünstigter Stromeinkauf)*
 5. *Förderung einer nachhaltigen Verkehrsinfrastruktur (z.B. Ladesäulen für E-Mobilität)*
 6. *privilegierte Kooperationen mit regionalen Unternehmen (z.B. ebenfalls vergünstigter Stromeinkauf)*
 7. *Spenden oder Sponsoringzahlungen an Vereine oder (Bürger-) Stiftungen und*
 8. *Vergabe von Stipendien im Rahmen der Kulturförderung.*

Teilhabemaßnahmen dürfen nicht aus direkten finanziellen Zuwendungen ohne Gegenleistung an die Gemeinden oder Landkreise bestehen, sondern unterliegen einer Zweckbindung gemäß Satz 1. Der Zweck der Teilhabemaßnahme ist in der schriftlichen Vereinbarung nach Absatz 3 festzuhalten. Teilhabemaßnahmen dürfen nicht einzelne Personen oder Personenmehrheiten persönlich begünstigen, es sei denn, dies ist durch den Zweck der Maßnahme zwingend vorgegeben.

- (5) *Teilhabemaßnahmen sind von den [Gemeinden oder Landkreisen] in geeigneter Weise, z.B. im [Amtsblatt], zu veröffentlichen.“*

3.6 Nummer 8: § 9 Technische Vorgaben (Intelligente Messsysteme und BNK Frist)

3.6.1 technischen Einrichtungen

Das EEG 2021 hat den § 9 EEG in der letzten Novelle neugestaltet. Der Referentenwurf sieht bezüglich der technischen Einrichtungen keine Änderungen vor. Der BWE möchte daher nochmals folgende Hinweise geben:

3.6.1.1 „stufenlose Regelung“

Bereits in der BWE- Stellungnahme zum EEG 2021 hatte der BWE kritisiert, dass der Begriff „stufenlos“ in der Praxis schwierig ist. Technisch ist jede – auch dynamische – Regelung mit minimalen 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 2023 vor:

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

3.6.1.2 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, in dem der BWE über den Dachverband BEE vertreten ist sowie auf das BEE-Positionspapier zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende: [Link](#)

3.6.1.3 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 entstehen kann, sobald eine neue technische Möglichkeit entsteht. Jedenfalls ist hier eine Verhältnismäßigkeitsprüfung entsprechend dem früheren § 20 Absatz 3 EEG 2017 („gegen angemessenes Entgelt am Markt verfügbar“) einzufügen. Dies gilt gleichermaßen für die gleichlautende Formulierung in § 10b.

3.6.2 BNK-Ausstattung

3.6.2.1 Fristverlängerung

Der BWE begrüßt die Verlängerung der Frist zur Umrüstung auf die bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung bis zum 1. Januar 2025 in § 9 Absatz 8 Satz 3 RefE EEG 2023.

Die aktuellen Erhebungen der Fachagentur Windenergie an Land¹⁴ zeigen, dass einem Großteil der Betreiber eine Ausstattung im Sinne des § 9 Absatz 8 EEG nicht mehr innerhalb der zuletzt von der BNetzA festgelegten Frist bis zum Ablauf des 31.12.2022 möglich ist, und unterstreichen den Handlungsbedarf an einer Gesetzesanpassung, denn: Die Betreiber laufen Gefahr, ihre Marktprämie zu verlieren, auch wenn sie alles in ihrer Macht Stehende unternommen haben, der fristgemäßen Ausstattungspflicht nachzukommen. Selbst vielen Betreibern, die der Pflicht zur Erfüllung der technischen Vorgaben zu BNK besonders frühzeitig nachgekommen sind, ist eine fristgemäße Ausstattung im Sinne des § 9 Absatz 8 EEG nicht mehr möglich. Letztlich tragen alle Betreiber den Willen, die akzeptanzschaffenden Vorgaben zur BNK zeitig erfüllen.

Die Streichung der Festlegungskompetenz in § 85 Absatz 2 Nummer 1a EEG 2021 ist als logische Schlussfolgerung daraus, dass die Fristverlängerung letztmalig – wie die Branche selbst betont hat – vorgenommen wird, ebenso zu begrüßen.

3.6.2.2 Bestandsanlagen

Ebenso begrüßt der BWE die Konkretisierung der Umrüstungspflicht durch die Einfügung in § 9 Absatz 8 Satz 1 RefE EEG 2023, die sich inhaltlich mit der Festlegung der BNetzA im Beschluss vom 22.10.2019 in Tenorziffer 5, dass *eine Ausstattungsverpflichtung nach § 9 Absatz 8 EEG 2017 nicht besteht, wenn der Zahlungsanspruch nach dem EEG für die Windenergieanlage innerhalb von drei Jahren ab Beginn der Pflicht zur bedarfsgesteuerten Nachkennzeichnung endet*¹⁵, deckt. Betreiber von WEA, die mit dieser Festlegung von der Ausstattungspflicht ausgenommen waren, müssen bei einer Fristverlängerung weiterhin durch diese Festlegung privilegiert bleiben. Diese Vorgehensweise hat zur Folge, dass trotz der Fristverlängerung der Ausstattungsverpflichtung um zwei Jahre im Ergebnis genauso viele WEA der BNK-Pflicht unterfallen, wie dies nach derzeitiger Rechtslage der Fall ist. Die Fristverlängerung hat damit keinerlei Auswirkungen auf die Anzahl der letztlich mit BNK auszustattenden WEA und sichert den mit dem Einsatz der BNK angestrebten Akzeptanzgewinn.

3.6.2.3 Genehmigungspraxis verbessern

Der Gesetzgeber erkennt an, dass sich Zulassungsverfahren in den Ländern teilweise deutlich in Art und Dauer unterscheiden und aufgrund des neuen Sachverhalts und der neuen Technologien vergleichsweise zeitaufwändig gestalten.¹⁶ Der BWE sieht hier Handlungsbedarf in der Anpassung der Sachbearbeitungskapazitäten an die Vielzahl von Änderungsgenehmigungsanträgen bzw. Änderungsanzeigen sowie den damit zusammenhängenden luftverkehrsrechtlichen Zustimmungen der Landesluftfahrtbehörden, um behördenseitigen Verzögerungen entgegenzuwirken.

¹⁴ Fachagentur für Wind an Land (2022): Umfrage zum Stand der Ausstattung von Windenergieanlagen mit bedarfsgesteuerter Nachkennzeichnung, Update: Umsetzung der bedarfsgesteuerten Nachkennzeichnung, Kurzinformation - [LINK](#).

¹⁵ Vgl. hierzu in den Gründen (unter II., 2., 2.2.5) zur Festlegung der BNetzA in Tenorziffer 5 des Beschlusses vom 22.10.2019, Az. BK6-19-142 - [LINK](#).

¹⁶ Referentenentwurf, Begründung zu Buchstabe b, S. 168 f.

3.7 Nummer 9: § 10 b Vorgaben zur Direktvermarktung

Der in der letzten Novelle neu gestaltete § 10b EEG 2021 regelt die technischen Anforderungen an Anlagen in der Direktvermarktung. Die aktuelle Ausgestaltung wird durch den Referentenentwurf nicht angepasst und führt insbesondere bei älteren Windenergieanlagen zu folgenden Problemen.

3.7.1 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 EEG 2023 vor:

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

Außerdem fehlt eine Übergangsvorschrift entsprechend dem jetzigen § 100 Abs. 4 EEG 2021 bzw. dem geplanten § 100 Abs. 3 EEG 2023 für § 10b EEG. Dadurch besteht die Gefahr, dass Bestandsanlagen, deren Förderanspruch ausgelaufen ist, allein deshalb nicht mehr betrieben werden können, weil sie zwar die Anforderungen nach § 9 in Verbindung mit der Übergangsregelung erfüllen können, aber nicht die strengeren Anforderungen nach § 10b (ohne Übergangsregelung).

3.7.2 „Ausgeförderte Anlagen“ im Weiterbetrieb

Es gibt ältere Anlagentypen, bei denen auch eine stufenweise Regelung technisch nicht umsetzbar ist, sondern lediglich ein vollständiges Abschalten. Das ist insbesondere bei „ausgeförderten Anlagen“ im Weiterbetrieb problematisch. Zudem gibt es bei älteren Anlagen teilweise nicht genug Platz, um eine Fernwirkanlage nachzurüsten, da die Station am Netzverknüpfungspunkt teilweise so knapp bemessen ist, 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.

Außerdem hat die Regelung den Effekt, dass für bestimmte Anlagentypen der Weg in die Direktvermarktung versperrt oder jedenfalls erheblich erschwert ist. Damit verhindert die derzeitige Regelung die eigentlich gewünschte Marktintegration. 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 den 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.

3.7.3 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 2.2.). 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 sowie auf das BEE-Positionspapier zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende: [Link](#) (vgl. oben die Anmerkungen zu § 9).

3.7.4 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 das EEG knüpft die Verpflichtung zur Verwendung des iMS ausschließlich an die Marktverfügbarkeitserklärung nach § 30 MsbG, der Rollout beginnt nach § 31 Abs. 2 Nr. 4 MsbG erst dann, wenn die iMS auch gegen ein „angemessenes Entgelt“ eingebaut werden kann. Außerdem ist nach Messstellenbetriebsgesetz (MSBG) 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 daran gebunden ist, ein angemessenes Entgelt anzubieten.

Es muss daher eine – individuell einklagbare – Verpflichtung für den Netzbetreiber geben, das intelligente Messsystem gegen ein angemessenes Entgelt einzubauen, wenn und soweit der Anlagenbetreiber verpflichtet ist, das intelligente Messsystem zur Fernsteuerung zu verwenden. Alternativ muss die Verpflichtung zur Verwendung des iMS auch daran geknüpft werden, dass die Verwendung für den Anlagenbetreiber wirtschaftlich vertretbar ist.

3.8 Nummer 11, 12: § 21, 21b zu „ausgeförderte Anlagen“

Diese Anpassungen sind aufgrund der Änderung des Begriffs der „ausgeförderte Anlagen“ für Windenergieanlagen an Land nicht relevant, vgl. oben Ausführungen zu [§ 3 Nr. 3a](#).

3.9 Nummer 13: § 22 Wettbewerbliche Ermittlung der Marktprämie

Vgl. nachfolgend zu Nummer 14:

3.10 Nummer 14: § 22b neu Bürgerenergiegesellschaften

Die im Januar 2022 in Kraft getretenen, neuen Klima-, Energie und Umweltbeihilfeleitlinien der Europäischen Kommission sehen vor, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften nach der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie unter bestimmten Voraussetzungen von dem Erfordernis der Ausschreibung ausgenommen werden können. Dem will der Referentenentwurf nachkommen.:

3.10.1 § 3 Nr. 15 Definition der Bürgerenergiegesellschaft

§ 15 Nummer 3 definiert die Bürgerenergiegesellschaft neu.

In Buchstabe a wird das Wort „zehn“ durch die Angabe „50“ ersetzt.

Der BWE befürwortet die Erhöhung des Gesellschafterkreises.

Zur Akzeptanzsteigerung vor Ort und für eine Partizipation muss ein wesentlicher Anteil der Bürgerinnen und Bürger die Möglichkeit haben, von der Initiative zu profitieren.

Allerdings geht der BWE davon aus, dass 50 Personen bereits zum Zeitpunkt der bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigung oder der Meldung bei der BNetzA eine hohe Hürde darstellen. Wir schlagen daher vor, dass es **zunächst ausreicht, 10 Personen zu beteiligen und erst zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme eine Beteiligung von 50 Personen** gegeben sein muss:

„Bürgerenergiegesellschaft“ jede Gesellschaft,

„deren lokaler Gesellschafterkreis bei Mitteilung nach § 7 Absatz 2 9. Bundes-Immissionsschutzverordnung mindestens aus 10 natürlichen Personen nach b) besteht und diesen ein Angebot mit einem Einstiegsbetrag von maximal 1.000,-€ je Anteil gemacht wurde,“

Nach Buchstabe b müssen für das Vorliegen einer Bürgerenergiegesellschaft mindestens 75 Prozent der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen, die in der kreisfreien Stadt oder dem Landkreis, in der oder dem die geplante Anlage errichtet werden soll, nach § 21 oder § 22 des Bundesmeldegesetzes mit ihrem Hauptwohnsitz gemeldet sind

Der BWE befürwortet eine Mindestprozentzahl der Stimmrechte. Nach Auffassung des BWE genügen hier jedoch 70 Prozent.

Der BWE regt zur Stärkung der Akteursvielfalt vor Ort und zum Schutz vor Missbrauch an, dass der **Hauptwohnsitz im Beteiligungsgebiet bereits mindestens 2 Jahre** bestanden haben muss.

Es stellt sich die Frage, auf welchen Zeitpunkt der Referentenentwurf abstellt. Im Zusammenhang mit dem neu eingefügten § 22b EEG wird dies wohl der Zeitpunkt der Anmeldung bei der BNetzA sein. Nach Auffassung des BWE sollten die Voraussetzung der lokalen Ansässigkeit bei Kapitaleinzahlung und Mitteilung nach § 7 Absatz 2 9. Bundes-Immissionsschutzverordnung vorliegen.

Eine räumliche Eingrenzung nur durch die Stadtgrenze und den Landkreis sieht der BWE hingegen als nicht förderlich für den Ausbau von Windenergie an Land. Dieser räumliche Bezug hat sich in der Praxis als zu klein herausgestellt. Dazu führen die räumlich doch sehr unterschiedlichen Flächen Stadtgrenzen und der Landkreise in Deutschland zu ungleichen Chancen. Es kann vorkommen, dass der Bürgerwindpark zum Beispiel grenznah zu einem anderen Landkreis errichtet wird - die Windenergieanlagen also auch von Anwohnern des „Nichtstandort-Landkreises“ die Anlagen sehen

können und trotzdem gehören diese nicht zu der durch das Gesetz eingegrenzten Gruppe der lokalen Gesellschafter. Der BWE schlägt deshalb einen Umkreis von 25 km Radius gemessen um Fundament-Mittelpunkte (Beteiligungsgebiet) vor.

Dies passt im Übrigen zur Regelung der kommunalen Beteiligung in § 6. Hier werden die Gemeinden, denen ein Angebot gemacht werden darf, eingegrenzt durch Absatz 2 Satz 2: *„Als betroffen gelten Gemeinden, deren Gemeindegebiet sich zumindest teilweise innerhalb eines um die Windenergieanlage gelegenen Umkreises von 2 500 Metern um die Turmmitte der Windenergieanlage befindet.“*

Es wird nach dem Referentenentwurf außerdem ein Buchstabe c eingefügt, wonach

„(...) die Stimmrechte [der Bürgerenergiegesellschaft], die nicht bei natürlichen Personen liegen, ausschließlich bei Kleinstunternehmen, kleinen oder mittleren Unternehmen nach der Empfehlung 2003/361/EG der Kommission vom 6. Mai 2003 betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen (ABl. L 124 vom 20.5.2003, S. 36 ff.) oder bei kommunalen Gebietskörperschaften liegen (...).“

Nach der Definition sind KMU Unternehmen mit weniger als 250 Mitarbeitern und weniger als 50 Mio. € Umsatzerlös oder 43 Mio. € Bilanzsumme. Wir geben zu bedenken, dass im Falle von Energiegenossenschaften oft auch die lokalen Volks- und Raiffeisenbanken Mitglied sind, die oft keine KMUs sind. Diese VR-Banken müssten bei dieser Definition die Energiegenossenschaften verlassen.

Der BWE regt vor allem an, dass **mindestens 10 Prozent des Eigenkapitals durch die Gemeinde(n) im Beteiligungsgebiet gehalten werden oder diesen angeboten** worden ist.

Der Referentenentwurf sieht ferner vor, dass der Folgeabsatz nach Buchstabe d regelt, dass

„mit den Stimmrechten auch eine entsprechende tatsächliche Möglichkeit der Einflussnahme auf die Gesellschaft und der Mitwirkung an Entscheidungen der Gesellschafterversammlung verbunden sein muss und es beim Zusammenschluss von mehreren juristischen Personen oder Personengesellschaften zu einer Gesellschaft ausreicht, wenn jedes der Mitglieder der Gesellschaft die Voraussetzungen nach den Buchstaben a bis d erfüllt,“

Der BWE befürwortet, die Abhängigkeit der Einflussnahme auf die Gesellschaft durch die Stimmrechte Zudem schlägt der BWE vor, die Stimmrechte auch an das Eigenkapital zu binden (außer Genossenschaften):

„Bürgerenergiegesellschaft“ ist jede Gesellschaft,

„deren Gesellschaftsvertrag vorsieht, dass die Höhe des Eigenkapitals den Umfang des Stimmrechts bestimmt, dies gilt nicht für eingetragene Genossenschaften nach § 1 Genossenschaftsgesetz,“

Der BWE regt außerdem eine Beteiligungsobergrenze von 10 Prozent pro Gesellschafter*in an. Kein Gesellschafter / keine Gesellschafterin darf durch die Beteiligungshöhe eine bestimmende oder beherrschende Stellung erreichen:

„Bürgerenergiegesellschaft“ ist jede Gesellschaft,

„deren Beteiligung je lokalem Gesellschafter / je lokaler Gesellschafterin begrenzt ist auf höchstens 10 Prozent des Eigenkapitals,“

3.10.2 Erforderlich: Weitere Kriterien für die Bürgerenergieprojekte

Insgesamt sind die Voraussetzungen der Bürgerenergiegesellschaften nach dem Referentenentwurf nach Auffassung des BWE zu weit. Wir fordern daher weitere folgende Voraussetzungen:

3.10.2.1 Niederschwellige Mindestbeteiligung

Für die Bürgerenergiegesellschaft muss dem potenziellen lokalen Gesellschafterkreis der 50 Personen bei Inbetriebnahme im Beteiligungsgebiet ein niederschwelliges öffentliches Angebot mit einem Einstiegsbetrag von maximal 1.000 € je Anteil gemacht werden:

„Bürgerenergiegesellschaft“ ist jede Gesellschaft,

„deren lokaler Gesellschafterkreis bei Inbetriebnahme der angemeldeten Anlagen mindestens aus 50 natürlichen Personen besteht und diesen ein öffentliches Angebot mit einem Einstiegsbetrag von maximal 1.000, - € je Anteil gemacht wurde,“

3.10.2.2 Gewerbesteuer nach § 10 Abgabenordnung

Es müssen 100 Prozent der Gewerbesteuer in den Standortgemeinden verbleiben. Der Geschäftsleitungssitz gem. § 10 AO muss daher in einer der Standortgemeinden innerhalb des Beteiligungsgebiets liegen.

„Bürgerenergiegesellschaft“ ist jede Gesellschaft,

deren Geschäftsleitungssitz gemäß § 10 Abgabenordnung im Beteiligungsgebiet nach § 36g Absatz 1 liegt und damit die gesamte Gewerbesteuer nach § 3 Absatz 2 Abgabenordnung im Beteiligungsgebiet nach § 36g Absatz 1 entrichtet wird.“

3.10.2.3 Lokale Verwurzelung des Geschäftsführers / der Geschäftsführerin

Wir halten ferner die lokale Verwurzelung eines Geschäftsführers / einer Geschäftsführerin für erforderlich.

„Bürgerenergiegesellschaft“ ist jede Gesellschaft,

bei der mindestens ein Geschäftsführer / einer Geschäftsführerin die Anforderungen nach b) erfüllt,“

(vgl. ausführlich: [BWE-Umsetzungsempfehlungen zu Bürgerenergiegesellschaften](#), S. 8 f.)

3.10.3 § 22b Absatz 1 – Ausnahmevoraussetzungen

Der RefE sieht folgende Neuregelung für Bürgerenergiegesellschaften im § 22b EEG 2023 vor:

(1) Die Ausnahme von dem Erfordernis eines wirksamen Zuschlags nach § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 ist nur zulässig, wenn

1. die Windenergieanlagen an Land gegenüber der Bundesnetzagentur als Anlagen einer Bürgerenergiegesellschaft mitgeteilt wurden,

2. die Mitteilung nach Nummer 1 der Bundesnetzagentur spätestens drei Wochen nach Erteilung der Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz unter Angabe der Registernummer zugegangen ist und

3. die Bürgerenergiegesellschaft, ihre stimmberechtigten Mitglieder oder Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und mit diesen jeweils verbundene Unternehmen im Sinn von Artikel 3 des Anhangs I der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der Kommission vom 17. Juni 2014 (ABl. L 187 vom 26.6.2014, S. 1) in den vorangegangenen fünf Jahren keine weiteren Windenergieanlagen an Land in Betrieb genommen haben.

Der BWE befürwortet die Ausnahme eines wirksamen Zuschlags nach § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 unter der in § 22b Absatz 1 Nummer 1 genannten Voraussetzung unter Maßgabe, dass die Voraussetzungen nach § 3 Nummer 15 (Definition einer Bürgerenergiegesellschaft) nach den Vorschlägen des BWE angepasst werden.

Die Meldefrist (3 Wochen nach Erteilung der Genehmigung nach Bundesimmissionsschutzgesetz) halten wir jedoch für unpraktikabel und unnötig kurz. Wir können nicht nachvollziehen, warum die Bürgerenergiegesellschaften den Zeitpunkt der Meldung nicht selbst entscheiden können – insbesondere vor dem Hintergrund, dass durch den Zeitpunkt der Meldung bei der BNetzA die Vergütungshöhe bestimmt wird:

§ 46 Windenergie an Land

(1) Für Strom aus Windenergieanlagen an Land, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird, berechnet der Netzbetreiber den anzulegenden Wert nach § 36h Absatz 1; dabei ist der Zuschlagswert durch den Durchschnitt aus den **Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Gebotstermine für Windenergieanlagen an Land im Vorvorjahr** zu ersetzen. [Hervorhebung durch Verfasserin]

Der BWE fordert im Übrigen eine andere Vergütung:

Durch die Anmeldung bei der BNetzA hat die Bürgerenergiegesellschaft - bei Erfüllung der weiteren Voraussetzungen - einen Vergütungsanspruch in Höhe des **Durchschnitts der höchsten Zuschlagpreise der letzten drei Ausschreibungsrunden, ausgehend vom Datum der Anmeldungen bei der BNetzA.**

Der BWE lehnt zudem die **unter § 22b Absatz 1 Nr. 3 genannten Voraussetzungen ab.** Hiernach dürfen Personen oder verbundene Unternehmen der Bürgerenergiegesellschaft bei Anmeldung der Windenergieanlage der Bürgerenergiegesellschaft bei der BNetzA innerhalb der vorausgegangenen 5 Jahre kein Windenergieprojekt umgesetzt. Bei den starken Kriterien und Voraussetzungen für Bürgerenergiegesellschaften, die von uns vorgeschlagen wurden, sollte es jedoch keine zeitliche Beschränkung auf Projekte pro Technologie und in einem festgelegten Zeitraum für Bürgerenergiegesellschaften geben. Erfolgreiche Bürgerenergiegesellschaft-Projekte sollten auch weitere Projekte realisieren können. Es muss möglich sein, erfahrene und regionale Akteure wie etwa Stadtwerke in die Bürgerenergiegesellschaften einzubinden. **Der BWE schlägt daher vor, § 22b Absatz 1 Nr. 3 zu streichen.**

3.10.4 § 22b Absatz 4 S. 1 - Nachweispflicht

Der Referentenentwurf legt eine Nachweispflicht für Bürgerenergiegesellschaften fest, nach der die Eigenschaft der Bürgerenergiegesellschaft zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme und danach alle fünf Jahre im Förderzeitraum gegenüber dem Netzbetreiber durch Eigenerklärung nachzuweisen ist.

Der BWE befürwortet die Überprüfung alle fünf Jahre und fordert außerdem eine **Haltefrist von mindestens 15 Jahren**. Die Einhaltung der Kriterien, die bei Anmeldung erfüllt werden müssen, sind der BNetzA bei Anmeldung per Eigenerklärung der Bürgerenergiegesellschaft darzulegen.

Bei Anmeldung der Inbetriebnahme sind dem Netzbetreiber zusätzlich die dann einzuhaltenden Kriterien (v.a. mindestens 50 natürliche Personen) darzulegen (vgl. oben und vgl. ausführlich: [BWE-Umsetzungsempfehlungen zu Bürgerenergiegesellschaften](#), S. 7 f.)

3.10.5 § 22 b Absatz 4 S. 2 - Pönale

Absatz 2 Satz 2 regelt die Pönale bei fehlendem Nachweis nach Satz 1:

Der Nachweis nach Nummer 1 kann durch Eigenerklärung erfolgen. In diesem Fall muss die Bürgerenergiegesellschaft dem Netzbetreiber auf Verlangen geeignete Nachweise zur Überprüfung der Eigenerklärungen nach Satz 2 vorlegen. Wird der Nachweis nach den Sätzen 2 und 3 nicht bis spätestens zwei Monate nach Ablauf der Fristen nach Satz 1 geführt, entfällt ab dem ersten Tag des auf den Fristablauf nach Satz 1 folgenden Kalendermonats der Vergütungsanspruch nach § 19 Absatz 1.

Der BWE begrüßt diese Regelung der Pönale bei fehlendem Nachweis der Voraussetzungen einer Bürgerenergiegesellschaft die Vergütung auf null zu senken.

3.10.6 § 22 b Absatz 5 – Sperrfrist 5 Jahre

Nach dem Referentenentwurf dürfen Bürgerenergiegesellschaften, deren stimmberechtigte Mitglieder oder Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und mit diesen jeweils verbundene Unternehmen im Sinn von Artikel 3 des Anhangs I der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der Kommission vom 17. Juni 2014 (ABl. L 187 vom 26.6.2014, S. 1) für fünf Jahre ab der Mitteilung nach Absatz 1 Nummer 1 oder Absatz 2 Nummer 1 keine Förderung nach diesem Gesetz oder einer auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung für weitere Anlagen derselben Technologie und desselben Segments in Anspruch nehmen. Eine Teilnahme an den jeweiligen Ausschreibungen nach § 28 oder § 28a Absatz 1 ist während dieses Zeitraums nicht zulässig.

Der BWE hält diese Sperrfrist wie auch bei § 22b Abs. 1 Nr. 3 für widersprüchlich gegenüber den vorgestellten Ausbauzielen von Windenergie an Land. Besonders unter Berücksichtigung der hohen Voraussetzungen, schlägt der BWE deshalb vor, § 22b Abs. 5 zu streichen.

3.10.7 § 22 b Absatz 6 - Weitergehende Länderregelungen

Nach Referentenentwurf können die Länder weitergehende Regelungen zur Bürgerbeteiligung und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau von neuen Anlagen erlassen, wenn § 80a nicht beeinträchtigt ist.

Der BWE sieht dies kritisch, da unterschiedliche landesspezifische Beteiligungsmodelle und Abweichungen zu den Bundesvorgaben BEG vor neue Herausforderungen stellen und Unsicherheiten

erzeugen. Diese können zu erheblichen Verzögerungen in der Genehmigungsphase führen, was hinsichtlich des dringend erforderlichen raschen Ausbaus kontraproduktiv wirkt. Die Bundesregelungen zur Bürgerbeteiligung nach §22b und § 6 sollten daher aus Gründen der Vereinfachung abschließend sein und etwaige Länderregelungen ersetzen.

3.10.8 § 24 Absatz 2 Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen

Der Referentenentwurf regelt in § 24 Absatz 2 einen zeitlichen (24 Monate) und räumlichen (2 km) Abstand, damit größere Projekte nicht auf mehrere kleinere Bürgerenergiegesellschaften aufgeteilt werden.

Der BWE hält diese Regelung für zu kompliziert, unpraktikabel und ggf. kontraproduktiv. Wenn man das Ziel hat, dass große Projekte sich nicht auf mehrere BEGs aufteilen, gibt es bessere Regelungen. Wir schlagen daher vor, dass benachbarte Projekte substantiell unterschiedliche Gesellschaften sein müssen (im Detail: [BWE-Umsetzungsempfehlungen zu Bürgerenergiegesellschaften](#)).

3.10.9 BWE-Vorschlag einer gesetzlichen Regelung: Bürgerenergiegesellschaften im EEG

Der BWE auf Grundlage dieser Ausführungen einen konkreten Vorschlag zur Anpassung des EEG unterbreitet, auf diesen wir an dieser Stelle verweisen: [BWE-Umsetzungsempfehlungen zu Bürgerenergiegesellschaften](#), S. 8 ff.)

3.10.10 Anhebung der Obergrenzen von 18 MW auf EU-Ebene forcieren

Wir wollen abschließend darauf hinweisen, dass die 18 MW aus ehemals sechs mal drei Windenergieanlagen zu je 3 MW entstanden sind. Mittlerweile hat sich die Anlagenleistung in acht Jahren seit der erstmaligen Schaffung der Deminimis-Regelung auf EU-Ebene mehr als verdoppelt. Projiziert man dies auf die kommenden 8 Jahre, würde man nur noch von einer Windenergieanlage, welche von dieser Befreiung profitieren würde, sprechen. Aktuell wären es bereits nur noch 2 Windenergieanlagen. Aber auch Bürgerwindprojekte haben oftmals mehr als zwei Windenergieanlagen.

Wir regen daher an, dass sich die Bundesregierung auf europäischer Ebene dafür einsetzt, die 18 MW zu erhöhen.

3.11 Nummer 15: § 23b: Besondere Bestimmung zur Einspeisevergütung bei ausgeförderten Anlagen

Aufgrund der Anpassungen von § 3 Nr. 3a ([vgl. oben](#)) gelten für Windenergieanlagen an Land die Regelungen für ausgeförderten Anlagen im EEG 2023 nicht. Die Anpassungen in § 23b sind daher nicht relevant für die Windbranche.

Das gegenwärtige Marktpreisniveau schützt technisch einwandfreie „ausgeförderte“ Windenergieanlagen, die nach 20 Jahren keine Einspeisevergütung über das EEG mehr erhalten, vor der Stilllegung. Die Marktwerte dieser Anlagen sind teilweise allerdings äußerst gering, und ein Absinken der Strommarktpreise auf ein pre-pandemisches Niveau würde viele dieser Anlagen unmittelbar aus dem Markt drängen. Eine vergütete Einspeisung ist gemäß EEG 2023 nur noch über Direktvermarktungsverträge möglich. Bei sinkendem Marktpreisniveau steht zur Frage, ob alle

funktionsfähigen Anlagen dann noch Direktvermarktungsverträge erhalten würden. Der BWE sieht die Gefahr, dass durch den dann erfolgenden Rückbau Potentialflächen freigemacht und einer anderen Nutzung zugeführt werden, bevor ein Repowering erfolgen kann. Dies gilt es zu vermeiden.

Der BWE regt deshalb die Schaffung einer Verordnungsermächtigung an, die der Bundesregierung ermöglicht, bei Bedarf eine Weiterbetriebslösung im Sinne einer Auffangregelung zu schaffen.

3.12 Nummer 16: § 24 Zahlungsansprüche für Strom aus mehreren Anlagen

Vgl. oben zu [§ 22 b.](#)

3.13 Nummer 20: § 28 Ausschreibungsvolumen und Ausschreibungstermine für Windenergie an Land

3.13.1 § 28 Absatz 1: Ausschreibungstermine

Die mit dem EEG 2021 beschlossene Reduzierung der regulären Ausschreibungsrunden auf drei pro Jahr war nicht hilfreich. Deshalb begrüßt der BWE die dauerhafte Einführung einer vierten Ausschreibungsrunde wie im RefE EEG 2023 vorgesehen. Der BWE spricht sich allerdings dafür aus, dass der vierte Ausschreibungstermin bereits auf November und nicht erst auf Dezember gelegt wird, da im Herbst erfahrungsgemäß überdurchschnittlich viele genehmigte Anlagen an den Ausschreibungen teilnehmen. Die für die vierte Ausschreibungsrunde erforderliche Personalaufstockung der Bundesnetzagentur ist vorzunehmen.

3.13.2 § 28 Absatz 2: Ausschreibungsvolumen

Der BWE unterstützt die Anhebung der Ausschreibungsvolumina für Windenergieanlagen an Land auf 8400 Megawatt im Jahr 2023, 9000 Megawatt im Jahr 2024, und 10 000 Megawatt in den Jahren 2025 bis 2028.

3.13.3 § 28 Absatz 3: Korrektur der Ausschreibungsmengen

Die Beibehaltung und Vereinfachung des Nachholmechanismus in § 28 Absatz 3 Nummer 1 EEG 2023 RefE begrüßt der BWE ausdrücklich. Nicht bezuschlagte Volumina können somit zeitnah, in der Regel im Folgejahr, erneut im Rahmen von Ausschreibungen angeboten werden.

Als nicht zielführend und unpraktikabel erachtet der BWE den in § 28 Absatz 3 Nummer 2 EEG 2023 RefE vorgesehenen Mechanismus zur Verringerung der Ausschreibungsvolumina. Für den angestrebten Zubau ist es von zentraler Bedeutung, dass die Branche ein klares Bild von einem Mindestvolumen hat, das jährlich in den Ausschreibungen bezuschlagt werden kann, und Unsicherheiten somit vermieden werden. Dies schafft Planungssicherheit und reizt Investitionen an. Die im § 28 Absatz 3 Nummer 2 EEG 2023 RefE angeführten Verringerungsanlässe in den Buchstaben a bis d (EU-Ausschreibungen § 5; Pilot-WEA § 22a; Bürgerenergieprojekte § 22b; Innovationsausschreibungen § 39n; Hybridkraftwerke § 39o) sollten vielmehr als zusätzliches Volumen betrachtet werden, das bei der BNetzA gemäß den Vorgaben des EEG 2023 gemeldet und registriert wird, aber keinen mindernden Einfluss auf die regulären Ausschreibungsmengen hat. Eine mögliche Konkurrenz zwischen den verschiedenen Segmenten ist kontraproduktiv und muss im Interesse eines schnellen Zubaus vermieden werden.

Im Sinne der Planungssicherheit schlagen wir daher vor, § 28 Absatz 3 Nummer 2 vollständig zu streichen.

3.13.4 § 28 Absatz 6: Endogene Mengensteuerung

Mit der Verabschiedung des EEG 2021 wurde kurzfristig eine sogenannte „endogene Mengensteuerung“ in § 28 Absatz 6 aufgenommen. Diese Mengensteuerung ist ein auch in den neuen Klima- Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (KUEBLL) verankertes Instrument, mit dem die Europäische Kommission der strukturellen Unterdeckung der Ausschreibungen bei Windenergie an Land begegnen will, um zukünftig mehr Wettbewerb zu schaffen. Damit soll strategischem Bieterverhalten vorgebeugt werden. Grundsätzlich spricht sich der BWE für Maßnahmen aus, die die Anzahl an Genehmigungen steigern, und somit den Wettbewerb in den Ausschreibungen fördern.

Vor dem Hintergrund des neuen politischen Bewusstseins für die Bedeutung der Energiewende auch für die Versorgungssicherheit sowie niedrige Energiekosten fordert der BWE die Bundesregierung auf, sich bei der Europäischen Kommission mit Nachdruck für die Streichung der endogenen Mengensteuerung einzusetzen. Im Lichte der aktuellen Ereignisse bedarf es einer neuen Abwägung zwischen der unbedingten Sicherstellung des Wettbewerbs in den Ausschreibungen und dem Erfordernis, den Zubau maximal zu beschleunigen. Eine künstliche Verzögerung von Projekten durch die endogene Mengensteuerung ist weder im Interesse Deutschlands noch Europas. Jegliche Verunsicherung der Branche steht dem politisch gewünschten Ausbau der Windenergie entgegen. Die Debatte um Versorgungssicherheit wird auch auf europäischer Ebene geführt, und die gegenwärtigen Entwicklungen auf den Energiemärkten rechtfertigen aus Sicht des BWE ein Abweichen von den kürzlich in Kraft getretenen KUEBLL. Die europäische Kommission hat die Befugnis für eine solche Anpassung.

In Anbetracht der Verunsicherung der Branche durch die endogene Mengensteuerung hat die Europäische Kommission im Nachgang der Einführung des Mechanismus im EEG 2021 grundsätzlich Dialogbereitschaft hinsichtlich einer möglichen Anpassung signalisiert, ohne weitere Konkretisierungen diesbezüglich zu verlautbaren. Fußnote 66 der Ende 2021 veröffentlichten KUEBLL signalisiert hier größere Flexibilität in Bezug auf die betreffende Randnummer 103.

Nach Gesprächen mit der Europäischen Kommission sind die Eingriffsrechte der Bundesnetzagentur (BNetzA) gemäß § 28 Absatz 6 abzuschaffen, um einer unnötigen Verunsicherung der Branche vorzubeugen. Mit Blick auf die ambitionierten Klimaschutzziele von EU und Bundesregierung sowie der Bedeutung der Versorgungssicherheit kann ein durch die endogene Mengensteuerung verschleppter Ausbau nicht im Interesse der Gesetzgeber liegen. Alternative Ansätze zur Gewährleistung des wettbewerblichen Charakters der Ausschreibungen sind zu prüfen.

Falls sich die Abschaffung der Eingriffsmöglichkeit als nicht umsetzbar erweist und alternative Modelle gegenwärtig nicht zu Debatte stehen, sollten die negativen Auswirkungen der Regelung mittels einer Anpassung des Mechanismus abgemildert werden. Neben Absenkung der Volumina bei entsprechender Genehmigungslage sollte auch eine Erhöhung der Volumina durch die Bundesnetzagentur bei positiver Entwicklung der Genehmigungslage ermöglicht werden, mindestens um die Volumina, um die Ausschreibungsmengen durch die endogene Mengensteuerung reduziert wurden.

Weitere Komplikationen in Bezug auf die endogene Mengensteuerung ergeben sich für den Fall, dass die EU-Kommission das sich noch im beihilferechtlichen Prüfungsverfahren befindliche Instrument zur regionalen Steuerung des Windenergieausbaus nach § 36d EEG 2021 („Südquote“) nicht genehmigt.

Insbesondere Südprojekte dürften trotz hohem Systemwert mit Blick auf die oftmals geringere Standortgüte Probleme bekommen in den Ausschreibungen bezuschlagt zu werden, wenn die Volumina zusätzlich kurzfristig durch die endogene Mengensteuerung beschränkt werden können.

3.14 Nummer 21: § 28e Ausschreibungsvolumen und Ausschreibungstermine für innovative Anlagenkonzepte

Das Innovationsausschreibungs-Volumen gem. § 28e ist gleichgeblieben. Genauer gesagt hat es sich sogar reduziert, weil der bisher vorgesehene Mechanismus eines teilweisen Zuflusses nicht bezuschlagter Mengen aus den Nachholterminen in § 28e Abs. 3 gestrichen werden soll.

Die Innovationsausschreibung ist jeweils erheblich überzeichnet. Angemessener wäre es deshalb, die Volumina auch dort zu erhöhen. Ziel muss es sein, viel mehr Anlagen mit Speichern über dieses Instrument an den Markt zu bringen.

3.15 Nummer 23: § 30 Absatz 2a Anforderungen an Gebote (Unternehmen in Schwierigkeiten)

Die Änderungen des § 30 Absatz 1 sind aus Sicht des BWE lediglich redaktioneller Natur und daher unstrittig. Die Erhöhung der Gebotsmenge auf 1.000 KW aus Absatz 2 ist zwar für Windenergieanlagen nicht relevant, wird aber mit Blick auf andere Erneuerbare Energien vom BWE begrüßt.

Die Einführung des neuen § 30 Absatz 2a bewertet der BWE ambivalent. Zum einen ist das Erfordernis aufgrund der EU-rechtlichen Vorgaben nachvollziehbar. Ebenso ist es nicht im Sinne des BWE oder der Energiewende insgesamt, wenn sich Bieter an den Ausschreibungsrunden beteiligen, deren wirtschaftliche Situation in Schieflage geraten ist. Das gefährdet die Umsetzung des dringend nötigen Ausbaus der Windenergie an Land. Zum anderen sollte ein überbordender Erfüllungsaufwand vermieden werden. Dieser entsteht nicht nur auf Seiten des Bieters, der ein weiteres Schriftstück im ohnehin umfangreichen Verfahren zur Errichtung einer Windenergieanlage bearbeiten und vorlegen muss. Auf Seiten der BNetzA wird ebenso ein weiterer Schritt für die Prüfung der Zulässigkeit des Gebots erforderlich. Die Selbstverpflichtung zur Mitteilung von Änderungen in Bezug auf diese Erklärung sorgt für zusätzlichen Aufwand. Die Formerfordernis dieser Eigenerklärung muss daher auf ein Minimum beschränkt werden. Idealerweise wird dazu ein einheitliches und sehr einfaches Formular von Seiten der BNetzA vorgelegt. Das kann sowohl die Bearbeitung auf Seiten des Bieters wie auf Seiten der BNetzA erleichtern.

Nach dem neuen § 19 Absatz 5 (Artikel 2 Nummer 10 RefE) entfällt der Anspruch auf die Marktprämie bei Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt worden ist, wenn der Anlagenbetreiber zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage

1. nicht mit dem Bieter, der die Erklärung nach § 30 Absatz 2a abgegeben hat, identisch ist und
2. die Voraussetzungen nach Absatz 4 Nummer 1 oder Nummer 2 erfüllt. (Unternehmen in Schwierigkeiten).

Hier sollte eine Klarstellung aufgenommen werden, dass als „Änderung“ auch die Änderung des Bieters selbst, gilt. Andernfalls würde sonst § 19 Absatz 5 für Projekte, die zunächst über eine andere

Gesellschaft an der Ausschreibung teilnehmen und zum Zeitpunkt kurz vor der Inbetriebnahme übertragen werden, die Abwicklung problematisch sein.

3.16 Nummer 24: § 34 Ausschluss von Bietern

Im geänderten § 34 wird einer neuer Absatz 1 eingefügt, mit dem Bieter ausgeschlossen werden, deren Gebot keine Eigenerklärung nach § 30 Absatz 2a Satz 1 (Eigenerklärung: Kein Unternehmen in Schwierigkeiten) beigefügt ist oder wenn nach der Gebotsabgabe eine Mitteilung nach § 30 Absatz 2a Satz 2 (Änderung des Zustandes „Kein Unternehmen in Schwierigkeiten“) bei der BNetzA eingegangen ist und die Eigenerklärung somit nicht mehr erfüllen.

Aus Sicht des BWE ist die Änderung in § 34 folgerichtig und ergibt sich aus der Ergänzung in § 30 Absatz 2a. Ein erheblicher Mehraufwand durch die Eigenerklärung und die Selbstverpflichtung ist zu verhindern (vgl. zuvor zu § 30).

3.17 Nummer 26: § 36b Höchstwert für Windenergieanlagen an Land

Gemäß § 36b Absatz 2 EEG 2021 verringert sich der in den Ausschreibungen geltende Höchstwert seit 2022 gegenüber dem im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr degressiv um 2 Prozent. Eine Beibehaltung der Regelung ist auch im RefE für das EEG 2023 vorgesehen. Der Höchstwert wird auf 5,76 Cent für 2023 reduziert.

In der Vergangenheit mag diese Regelung mit Blick auf die zu erwartende Kostendegression sinnvoll gewesen sein. Um angesichts der Preissteigerungen einen zukünftigen Ausbau der Erneuerbaren Energien in dem von der Bundesregierung angestrebten Ausmaß zu ermöglichen, sind auch Ausgleichsmaßnahmen für die Rohstoffpreissteigerungen, gestiegenen Transport- und Lohnkosten und das steigende Zinsniveau zu schaffen (allg. Inflationskosten). Kostensteigerungen dürfen nicht dazu führen, dass Projekte bei absinkenden Höchstwerten nicht mehr realisiert werden können, da die Refinanzierbarkeit der Vorhaben gefährdet ist.

Der BWE fordert daher die Streichung des Degressionsmechanismus in RefE § 36b Abs 2 EEG 2023 und eine vorübergehende Beibehaltung des Höchstwerts von 6 Cent pro kWh. Darüber hinaus sollte der Gesetzgeber bereit sein, bei weiteren Kostensteigerungen zukünftig auch den in § 36b Absatz 1 festgelegten Höchstwert anzupassen. Daher begrüßen wir die durch den RefE eingeführte Verordnungsermächtigung in [§ 95 Nummer 1](#), wonach die Bundesregierung neben der BNetzA nach § 85a) den Höchstwert anpassen kann.

3.18 Nummer 59: § 71 Anlagenbetreiber (Meldungen)

§ 71 EEG 2021 formuliert verschiedene Meldepflichten der Anlagenbetreiber*innen gegenüber dem Netzbetreiber. Diese werden durch den Referentenentwurf erweitert. Grundsätzlich ist zu begrüßen, dass im vorliegenden Entwurf den Erfordernissen von Transparenz gerade mit Hinblick auf Subventionen im Europäischen Kontext Rechnung getragen wird und die Daten nach § 71 Absatz 5 (neu) auf der Transparenzdatenbank der Europäischen Kommission veröffentlicht werden. Gleichwohl erscheint der Vorschlag in § 71, so umfassende Daten durch die Anlagenbetreiber*innen zusammentragen zu lassen und an den Netzbetreiber zu übermitteln, über diese Erfordernisse deutlich

hinauszugehen. Wir regen an noch einmal zu prüfen, ob tatsächlich alle aufgelisteten Daten jährlich zu melden sind oder nicht gegebenenfalls schon anderer Stelle bekannt z.B. Marktstammdatenregister:

Das Marktstammdatenregister wurde eingeführt, um zentral Marktstammdaten öffentlich einsehbar zu machen und Daten bereitzustellen. Würde man dieses um einen Bereich für weitere Meldepflichten erweitern, könnte recht einfach das Marktstammdatenregister für solche Meldepflichten als zentrales Instrument im Rahmen der Digitalisierung der Prozesse genutzt werden. Es ist zu vermeiden, dass jeder Netzbetreiber seiner eigene Excelabfrage startet und Unterschiede in den Abfragen erfolgen. Diese müssen einheitlich geregelt sein, damit Prozesse möglichst digitalisiert werden können. Auch könnte über das Marktstammdatenregister die Anlagenbetreiber*innen informiert werden, sollten Meldefristen anstehen oder Daten fehlen. Eine digitale Schnittstelle zum automatisierten Einlesen der geforderten Daten, sollte zu Verfügung gestellt werden, um auch hier den Verwaltungsaufwand zu minimieren. Daher sollte § 71 Absatz 4 entsprechend geändert werden.

Klargestellt werden sollte außerdem nach unserer Auffassung, ob die Meldepflicht in Bezug auf den Schwellenwert bei einzelnen Anlagen, Einheiten oder sogar insgesamt anlagenübergreifend besteht, sofern eine Betreibergesellschaft mehrere Anlagen betreibt.

3.19 Nummer 77: § 95: Verordnungsermächtigung der Bundesregierung (Höchstwertbestimmung)

§ 95 Nummer 1 wird angepasst und der Bundesregierung die Verordnungsermächtigung gegeben, ohne Zustimmung des Bundesrates, die Höchstwerte in den Ausschreibungen u.a. für Windenergie an Land nach § 36b festzulegen. Der Wortlaut der Neuregelung gibt zunächst den Eindruck, der Entwurfersteller ginge davon aus, dass es sich bei der Neufestlegung stets um eine Verringerung handelt:

„Die Bundesregierung wird ferner ermächtigt,

1.

durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates die Höchstwerte nach den §§ 36b (...) neu festzusetzen und ihre Verringerung und deren zeitliche Anwendung abweichend von den vorgenannten Bestimmungen zu regeln,“ [Hervorhebung durch Verfasserin]

Die Gesetzbegründung hingegen teilt mit, dass es an dieser Stelle gerade darum geht, auf steigende Projektkosten kurzfristig reagieren zu können:

„Mit § 95 Nummer 1 EEG 2023 wird die Bundesregierung ermächtigt, die Höchstwerte in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen abweichend von den gesetzlichen Festlegungen zu regeln. Damit wird insbesondere für den Fall unvorhergesehener Marktentwicklungen bei diesen beiden Technologien wie pandemiebedingten weltweiten Lieferkettenproblemen oder steigenden Inflationsraten und daraus folgenden Kostensteigerungen die Möglichkeit für die Bundesregierung geschaffen, mit Anpassungen Unterzeichnungen zu verhindern. Solche Entwicklungen beeinflussen gerade die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen von Wind- und Solaranlagen, die an Ausschreibungen teilnehmen. Die Verordnung bedarf nicht der Zustimmung des Bundesrates oder des Bundestages.“ [Hervorhebung durch Verfasserin]

Der BWE begrüßt die Schaffung der Möglichkeit der Bundesregierung kurzfristig auf Anpassungen am Markt mit der Anpassung des Höchstwertes in den Ausschreibungen reagieren zu können.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Projektkostensteigerung bei Windenergieprojekten (Zinsen, Pachten, Anlagen- und Komponentenkosten) sehen wir es als erforderlich an, dass die Bundesregierung kurzfristig von der Möglichkeit der Anpassung des Höchstwertes Gebrauch macht. Der BWE wird hierzu schnellstmöglich aktuelle Daten und Informationen als Entscheidungsgrundlage liefern.

3.20 Nummer 79: §§ 97, 98 Kooperationsausschuss und Jährliches Monitoring zur Zielerreichung

Der Bund-Länder-Kooperationsausschuss zum Stand des Ausbaus der Erneuerbaren Energien wurde mit dem EEG 2021 geschaffen, um Hemmnisse wie fehlende Flächen, Dauer der Genehmigungsverfahren oder Fragen des Natur- und Artenschutzrechts von Bund und Ländern gemeinsam aufzulösen. Der KoA sieht vor, dass das Mandat des Bund-Länder-Kooperationsausschuss gestärkt wird.¹⁷ Unter anderem muss hier die Erreichung des 2-Prozent-Flächenziels diskutiert werden.

Die Anpassungen der §§ 97 und 98 im RefE des EEG 2023 lassen diese Stärkung nicht erkennen. Der Austausch des § 97 Abs. 5 durch die neuen Abs. 5 und 6 regelt lediglich, welche Daten für die Arbeit des Bund-Länder-Kooperationsausschusses beschafft werden müssen (Abs. 5) und das dafür externe Daten genutzt oder externe Dienstleister zur Akquise der Daten beauftragt werden können. Für externe Daten oder Dienstleistungen darf eine Zuwendung gezahlt werden (Abs. 6).

Durch den Referentenentwurf soll § 98 Abs. 1 dahingehend angepasst werden, dass die Länder ihre Berichte an den Ausschuss bereits bis zum 31. Mai übermitteln, nicht zum 31. August eines Jahres. Außerdem werden in § 98 Abs. 3 weitere Faktoren zur Berücksichtigung des Berichts der Bundesregierung eingeführt. Damit wird der Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses ergänzt. Bei der Darlegung von Hinderungsgründen für den Ausbau sollen nun neben energie-, planungs-, genehmigungs- und natur- und artenschutzrechtliche auch sonstige Gründe betrachtet werden. Weiterhin ist die Darlegung von Hinderungsgründen nur für den Fall vorgesehen, dass die Ziele nach § 1 Abs. 2 Nr. 1 nicht erreicht werden.

Aus Sicht des BWE sollten die Aufgaben des Bund-Länder-Kooperationsausschusses dahingehend erweitert werden, dass nicht nur Ausbauziele überwacht werden, sondern auch die Flächenbereitstellung von mindestens 2 Prozent sicher bebaubarer Fläche für Windenergie sowie die Verkürzung der Genehmigungsverfahren durch die Bundesländer. Der Kooperationsausschuss sollte zudem auf eine einheitliche Erhebung der Länderdaten hinwirken sowie einheitliche Standards der Bundesländer für die Angabe von Genehmigungszeiträumen. Hier sollte das BMWK von seiner bereits bestehenden Kompetenz nach § 98 Abs. 1 Satz 7 EEG 2021 Gebrauch machen. Diese einheitliche Erhebung ist nicht automatisch durch die Beschaffung der Daten über externe Dienstleister gesichert, sofern der Bund-Länder-Kooperationsausschuss von dieser neuen Möglichkeit Gebrauch macht.

Das für die Bundesrepublik geforderte Flächenziel von mindestens 2 Prozent der Landesfläche für Wind an Land muss auf die Bundesländer ausgeweitet und verbindlich werden, um Verantwortlichkeit zu schaffen und die Energiewende nicht nur auf Bundes-, sondern auch auf Landesebene konsequent voranzutreiben. Nur so kann das jährlich erforderliche Genehmigungsvolumen ermöglicht werden.

¹⁷ S. 57

Deshalb muss das jährliche Monitoring zur Zielerreichung des Bund-Länder-Kooperationsausschusses spezifiziert und die Transparenz gesteigert werden. Der BWE regt daher verschiedene Veränderungen in der inhaltlichen Arbeit und den Berichtspflichten des Bund-Länder-Kooperationsausschusses an.

- **Die Diskussion zur Flächenverfügbarkeit für Wind an Land muss sich an einem Flächenziel von mindestens 2 Prozent der jeweiligen Landesfläche orientieren. Diese Flächen müssen auch tatsächlich bebaubar sein. Bei Unterschreitung der Flächenvorgabe müssen Maßnahmen zur schnellstmöglichen Erreichung des Flächenziels vorgelegt werden (Regelung in § 98 EEG).**
- **Thematisierung von Hinderungsgründen wie 10 H, Thüringer Waldgesetz, oder vergleichbaren Regelungen**
- **Identifikation von neu aufkommenden oder sich verstärkende Planungs- und Genehmigungsbarrieren, u. A. in den Bereichen Denkmalschutz, seismologische Messstationen usw.**
- Flächenziele für Länder und Kommunen: die tatsächliche Nutzung der Flächen für den Ausbau der Windkraft sollte spätestens alle 3 Jahre zu überprüfen sein
- **Erhöhte Transparenz bzgl. der diskutierten Inhalte und Veröffentlichung des jährlich bis zum 31. Oktober der Bundesregierung vorzulegenden Berichts des Kooperationsausschusses.**
- **Erstellung eines jährlichen Rankings, das den Zubau der Windenergie in den Bundesländern sinnvoll vergleicht.**

Grundsätzlich begrüßt der BWE eine frühere Erstellung der Länderberichte zum 31. Mai. Diese sollten in der Folge zeitnah veröffentlicht werden. Mit der Veröffentlichung sollte nicht bis zum Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses an die Bundesregierung im Oktober eines Jahres gewartet werden. Ebenso bietet sich die Möglichkeit, ein sinnvolles Länderranking zu entwickeln, um best-practice Beispiele aufzuzeigen. Dabei muss das 2% Flächenziel Bestandteil des Rankings sein. Die Bundesregierung sollte ihren Bericht ebenfalls früher vorlegen. Das würde mehr Zeit verschaffen, um erforderliche Maßnahmen zu planen und die entsprechenden Schritte auf den Weg zu bringen. Für die Windenergiebranche würde so schneller Planungssicherheit entstehen.

Wie im Kabinettsbeschluss der Bundesregierung für das EEG 2021 ursprünglich vorgeschlagen, sollten die in § 98 Abs. 1 EEG festgelegten Ziele des Monitorings erweitert werden. Darüber hinaus sollten die Berichtspflichten der Länder hinsichtlich Repowering hinzukommen. Die Bundesländer sollten zur Erfassung der geeigneten landeseigenen und kommunalen Flächen verpflichtet werden. Hinzu kommen Flächen, die bereits für Erneuerbare Energien durch das Land und seine Kommunen verfügbar gemacht sind. Der Umfang von festgesetzten und geplanten Flächen explizit für Repowering-Vorhaben sollte in einer neuen Nr. 6 des § 98 Abs. 1 EEG im jährlichen Monitoring des Bund-Länder-Kooperationsausschusses geregelt werden. Außerdem sollten die Länder über Hinderungsgründe berichten, die eine Zielerreichung nach § 1 Abs. 2 gefährden können. Auf diese Weise können Probleme bei der Umsetzung frühzeitig erkannt werden und Maßnahmen ergriffen werden, die eine Blockade verhindern.

Konkret: § 98 EEG wird wie folgt ergänzt [**neuer Text fett**]:

(1) Die Länder berichten dem Sekretariat des Kooperationsausschusses jährlich spätestens bis zum 31. Mai über den Stand des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, insbesondere über

1. (...)

*2. Planungen für neue Festsetzungen für die Windenergienutzung an Land in der Regional- und Bauleitplanung **zur Erreichung von mindestens 2% ausgewiesener Landesfläche** und*

3. (...)

4. die Eignung von landeseigenen und kommunalen Flächen für die Nutzung von Windenergieanlagen an Land und

5. den Umfang, in dem das Land und deren Kommunen eigene Flächen für den Ausbau von erneuerbaren Energien, jeweils für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen, zur Verfügung stellen und

6. Planungen für Darstellungen und Festsetzungen für Repowering Wind (Repowering-Potentialanalyse) an Land in der Regional- und Bauleitplanung zum Weitererhalt der bereits durch Windenergieanlagen genutzten Fläche.

7. Hinderungsgründe für den Ausbau der Windenergie an Land, die eine Zielerreichung nach § 1 Absatz 2 gefährden können. Die Länder unterteilen in energie-, planungs-, genehmigungs- und natur- und artenschutzrechtliche und sonstige Gründe.

Die Bundesregierung sollte außerdem analog zu den Länderberichten immer über Hemmnisse für den Ausbau der Windenergie an Land berichten. Damit können langfristig Problemfelder identifiziert werden und Maßnahmen ergriffen werden, bevor es zu einer Blockade kommt. §98 Abs. 3 Satz 2 sollte also lauten:

(3) [...] Die Bundesregierung stellt in ihrem Bericht Hinderungsgründe für den Ausbau der Windenergie an Land dar, die eine Zielerreichung nach § 1 Absatz 2 gefährden können. Dabei unterteilt sie in energie-, planungs-, genehmigungs- und natur- und artenschutzrechtliche und sonstige Gründe, und legt erforderliche Handlungsempfehlungen vor.

3.21 Nummer 81: § 99a Fortschrittsbericht zum Hemmnisabbau bei der Windenergie an Land

Mit der Änderung des § 99a werden die Berichtspflichten zu Hemmnissen im Bereich Funknavigation deutlich erweitert. Neben den bereits bestehenden Berichtspflichten zu Funknavigationsanlagen, also Drehfunkfeuern, werden militärische Belange, Wetterradare und seismologische Messstationen neu aufgenommen. Die Bundesregierung erstellt einen Zeitplan und Stand möglicher Maßnahmen zur besseren Vereinbarkeit und berichtet über weitere Beschleunigungsmöglichkeiten.

Diese Erweiterung der Berichtspflichten begrüßt der BWE ausdrücklich. Wiederholt hat sich gezeigt, dass Probleme in allen genannten Bereichen bestehen. Die Bundesregierung sollte mit dem Bericht sicherstellen, dass Hemmnisse nicht nur benannt werden, sondern dass die entwickelten Zeitpläne zur besseren Vereinbarkeit eingehalten werden. Hier sind vor allem nachgeordnete Bundesbehörden durch die zuständigen Ministerien stärker in die Pflicht zu nehmen. Mit dem entsprechenden Willen zur

Beschleunigung und Ermöglichung der Energiewende sind im Themenkomplex der Funknavigation schnelle Erfolge für den Ausbau der Windenergie an Land zu erzielen. In einer Branchenumfrage hat sich gezeigt, dass im Bereich Funknavigation 2.200 MW und durch militärische Belange 4.800 MW in Genehmigungsverfahren blockiert sind. Diese könne schnell zur Umsetzung gebracht werden, sobald die Blockade aufgelöst ist. Der BWE hat dazu bereits mehrfach konkrete Vorschläge gemacht, um die einzelnen Problemfelder einer Lösung zuzuführen. Maßnahmen, wie im Entwurf des § 99a EEG für den Funknavigationsbericht vorgesehen, hat der BWE in seinem Papier „[Umsetzungsempfehlungen zum Koalitionsvertrag: Konfliktfelder Drehfunkfeuer und Bundeswehrbelange](#)“ vorgestellt.

Was fehlt?

Der BWE ist der Auffassung, dass folgende Punkte in Artikel 2 des RefE noch aufzunehmen sind. Diese fehlen gänzlich und sind zwingend noch aufzunehmen, wenn der RefE seiner Ankündigung gerecht werden soll, dass hiermit die Fehler, an denen das EEG krankt, in Gänze zu beheben:

3.22 §§ 62a, b und §§ 74 und 74a EEG 2021: Streichung aller Regelungen im Zusammenhang mit Meldung der EEG-Umlage

Ab 01.01.2023 wird die EEG-Umlage über das EnUG geregelt. Es sollten daher auch alle Regelungen im EEG hierzu spätestens ab 01.01.2023 gestrichen werden ([s.o.](#); insbesondere § 62a und b; §§ 74 und 74a).

3.23 § 27a EEG 2021 - Eigenversorgung

Fällt die EEG-Umlage weg, entfällt auch der Regelungszweck des § 27a EEG. Durch das Eigenversorgungsverbot sollte die mit der EEG-Privilegierung für die Eigenversorgung einhergehenden Wettbewerbsbeeinflussungen in der Ausschreibung verhindert werden.

Das Verbot der Nutzung des in der Anlage des Betreibers erzeugten Stroms zur Eigenversorgung gem. § 27a EEG ist ersatzlos zu streichen. Die Streichung sollte parallel zur Abschaffung der EEG-Umlage ab dem 01.07.2022 greifen.

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.

Der BWE forderte bisweilen ohnehin eine Streichung des § 27a EEG, weil er dem Diskriminierungsverbot des Artikels 21 Absatz 6 lit. e) der Richtlinie 2018/2001/EU (Erneuerbare-Energie-Richtlinie) für EE-Eigenversorger beim Zugang zu bestehenden Förderregelungen widerspricht.

Danach haben die Mitgliedstaaten durch den von ihnen geschaffenen Regulierungsrahmen sicherzustellen, dass Eigenversorger in Bezug auf die eigenerzeugte und ins Netz eingespeiste erneuerbare Elektrizität beim Zugang zu bestehenden Förderregelungen nicht diskriminiert werden. Der derzeitige § 27a EEG 2021 verstößt hiergegen, da er Eigenversorgern (jedenfalls faktisch) die Teilnahme am Ausschreibungssystem verwehrt.

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

Wenn der Gesetzgeber sich aus unerklärlichen Gründen dagegen entscheidet, § 27a EEG abzuschaffen, sollte dieser zumindest ergänzt werden durch folgende Nummer 6:

„6. für die Erzeugung speicherbarer Energieträger wie Wasserstoff oder Warmwasser (Einspeicherung), sofern die Volllaststundenzahl des in das Netz eingespeisten Stroms dadurch grösser wird als ohne die Einspeicherung.“

Hierfür wären dann außerdem die „Volllaststundenzahl“ zu definieren

als der Quotient aus der kalenderjährlichen Einspeisung von Strom in ein Netz in Kilowattstunden und der höchsten Leistung der Einspeisung in Kilowatt.“ (neue Nummer 47b in § 3).¹⁸

3.24 § 36e EEG 2021 - Umsetzungsfrist

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

3.24.1 mehrfache Verlängerung aufgrund von Rechtsbehelfen Dritter gegen die Genehmigung; maximale Verlängerung von 18 Monaten

Nach dem 2021 angepassten § 36e Absatz 2 Satz 1 ist nunmehr auch eine mehrfache Verlängerung der Realisierungsfrist des Projektes bei Rechtsbehelfen Dritter möglich. Dies hatte der BWE bereits seit langem gefordert¹⁹ und begrüßt daher die Änderung.

Nach § 36e Absatz 2 Satz 2 soll die Verlängerung höchstens für die Dauer der Gültigkeit der Genehmigung ausgesprochen werden, *„wobei der Verlängerungszeitraum unbeschadet einer Verlängerung nach Absatz 3 eine Dauer von insgesamt 18 Monaten nicht überschreiten darf.“*

Die Höchstfrist der Verlängerung von 18 Monaten ist offensichtlich unzureichend. Der Zeitraum von 18 Monaten reicht nicht einmal aus, um ein Gerichtsverfahren in zwei Instanzen (Verwaltungsgericht und Oberverwaltungsgericht) unter optimalen Bedingungen und ohne Beweiserhebung durchzuführen. In einigen Bundesländern reicht der Zeitraum von 18 Monaten nicht einmal aus, um das erstinstanzliche Verfahren am Verwaltungsgericht durchzuführen. Auch wenn über das Investitionsbeschleunigungsgesetz die erstinstanzliche Zuständigkeit des Oberverwaltungsgerichts eingeführt wurde,²⁰ 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.

Der BWE schlägt daher folgende Ergänzungen des EEG vor:

- Aufnahme einer Verlängerungsbefugnis und -pflicht der BNetzA in § 36e, wenn eine Änderung / Neuerteilung gem. § 36f Absatz 2 EEG erfolgt ist. Häufig ist gerade die Befristung des Zuschlags

¹⁸ Vgl. Bundesrat (2020): Drucksache 569/20 (Beschluss) Stellungnahme des BR. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des EEG und weiterer energierechtlicher Vorschriften - [LINK](#).

¹⁹ So bereits in BWE Stellungnahme zum sog. EnSaG (2018), S. 17 ff. – [LINK](#).

²⁰ § 48 Absatz 1 Nummer 3a VwGo.

angesichts der behördlichen Verfahrensdauern ein Problem für solche Änderungen.

- Damit hier nicht eingewandt werden kann, dass dann jede noch so kleine Änderung zur Verlängerung von Zuschlägen führen kann, könnte man aber auch eine gewisse Erheblichkeit der Änderungen dadurch einfordern, dass diese mindestens nach § 16 BImSchG beschieden worden sein müssen (also keine bloße Änderungsanzeige). Wortlaut:

„(4) Auf Antrag, den der Bieter vor Ablauf der Frist nach Absatz 1 gestellt hat, verlängert die Bundesnetzagentur die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, wenn eine Änderung oder Neuerteilung gem. § 36f Absatz 2 S. 1 erfolgt ist. Dies gilt nicht, wenn und soweit ausschließlich eine Änderungsanzeige gem. § 15 BImSchG vorliegt.“

Die Verlängerungsregelungen in § 36e Absatz 2 enthält außerdem unsinnige Begrenzungen (max. 18 Monate). Dies sollte wie folgt geändert werden:

Der § 36e Absatz 2 Satz 2 wird wie folgt gefasst:

„Die Verlängerung soll für die Dauer der Gültigkeit der Genehmigung einschließlich etwaiger Verlängerungen ausgesprochen werden.“

3.24.2 Verlängerung aufgrund von Herstellerinsolvenz

In der Novelle des EEG 2021 wurde erkannt, dass es über Rechtsbehelfe Dritter hinaus weitere Umstände geben kann, die eine Fristverlängerung erforderlich machen.

Hierzu gehört unter anderem die Insolvenz von WEA-Herstellern.

§ 36e Absatz 3 EEG 2021 lautet daher aktuell:

„Auf Antrag, den der Bieter vor Ablauf der Frist nach Absatz 1 gestellt hat, verlängert die Bundesnetzagentur die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, wenn über das Vermögen des Herstellers des Generators oder eines sonstigen wesentlichen Bestandteils der Windenergieanlagen das Insolvenzverfahren eröffnet worden ist. Die Verlängerung soll höchstens für die Dauer der Gültigkeit der Genehmigung ausgesprochen werden, wobei der Verlängerungszeitraum unbeschadet einer Verlängerung nach Absatz 2 eine Dauer von insgesamt 18 Monaten nicht überschreiten darf.“

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 § 36e EEG 2021 Zuschläge auch bei Neugenehmigung bestehen bleiben, muss dem betroffenen Planer im Fall einer Insolvenz des Anlagenherstellers die Möglichkeit eingeräumt werden, den Zuschlag zurückzugeben. Andernfalls bliebe ihm nur die Möglichkeit, den Zuschlag durch Zeitablauf verfallen zu lassen und entsprechend die Pönale zu zahlen und dann in das Umgenehmigungsverfahren zu starten. Es ist nicht interessengerecht, ihm diese Nachteile aufzubürden, obwohl er unverschuldet in diese Situation gekommen ist.

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

Option 1: Fristverlängerung nach Erhalt des Zuschlags.

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

3.24.3 Flexible Regelung erforderlich

Lieferverzögerungen bedingt durch die Covid-19-Pandemie gefährden nach wie vor die Einhaltung der Realisierungsfristen.

Diese Verzögerungen haben die Windbranche zusätzlich zu den bereits vorhandenen Verzögerungen in Genehmigungsverfahren und durch Klagen belastet.²¹ Es bestand das Risiko, dass Zuschläge aufgrund der 30-Monats-Frist des § 36e Absatz 1 EEG 2017 verfallen.

Zunächst hatte hier die Bundesnetzagentur Fristverlängerungen beschlossen.²² Anschließend und gerade noch rechtzeitig verlängerte der Gesetzgeber die Frist pauschal um 6 Monate.²³

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

Es ist aktuell damit zu rechnen, dass eine – hoffentlich – zunehmende Nachfrage nach WEAs für einen nicht unerheblichen Zeitraum dazu führen wird, dass WEAs „knapp“ werden und sich damit auch die Lieferzeiten signifikant verlängern werden. Darüber hinaus sind einige Hersteller sehr stark von Zulieferkomponenten abhängig. Rohstoffmangel und mangelnde Transportkapazitäten können die Lieferzeiten zusätzlich verlängern. Uns berichten Mitglieder bereits, dass es aktuell es zunehmend Probleme wegen der langen Lieferzeiten von Umspannwerken, Anlagen und Anlagenkomponenten etc. gibt, die perspektivisch nur dadurch kompensiert werden könnten, indem entsprechende Komponenten vor einem Zuschlag bestellt werden müsste und die Finanzierung noch nicht zur Verfügung steht. Dies ist aber keine machbare Option. Daher müsste es die Möglichkeit geben, aufgrund von Projektverzögerungen die marktbedingt sind (Lieferzeiten, Transportverzögerungen etc.) eine flexible und individuelle Verlängerung zu erreichen.

Die vergangenen Ereignisse und der eben erläuterte Ausblick 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.

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.

²¹ vgl. BWE (2019): Aktionsplan für mehr Genehmigungen von Windenergieanlagen an Land – [LINK](#).

²² Pressemitteilung der BNetzA vom 23.03.2020

²³ Sog. Kleine EEG Novelle (2020): Bundestags-Drucksache 19/19208 – [LINK](#).

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

3.24.4 Vorschlag des BWE

3.24.4.1 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 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 und die Sicherheit ergänzend übertragen.²⁴ 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.“²⁵

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

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

²⁴ Eine Fristverlängerung hilft bei Rechtsbehelfen Dritter nur dann, wenn der Rechtsbehelf erfolglos bleibt. Insbesondere für erfolgreiche Rechtsbehelfe Dritter wäre eine Übertragungsmöglichkeit sinnvoll.

²⁵ Hier sind auch Verlängerungsmöglichkeiten für Solaranlagen und Biomasseanlagen einbezogen, da auch diese in der Covid-19-Krise unter den Lieferengpässen und Installationsverzögerungen leiden.

In dem Vorschlag ist auch die Befugnis der BNetzA enthalten, die Pönalfrist nach § 55 EEG entsprechend anzupassen.

3.24.4.2 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 neu), siehe § 36i EEG. 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 sollten daher gestrichen werden.

3.25 Flexibilisierung von Direktbelieferung und Nutzen statt Abschalten

Eine grundlegende Reform der aktuellen Systematik von Steuern, Abgaben und Umlagen im Stromsektor ist überfällig, um den Rahmen für strombasierte Anwendungen zu verbessern und die Sektorenkopplung voranzubringen.

Denn die hohen und starren regulatorischen Strompreisbestandteile wirken heute als Blockade bei der Umsetzung von Sektorenkopplungsprojekten, dezentralen Stromversorgungskonzepten und bei der Flexibilisierung des Energiesystems. Preissignale am Strommarkt können in der Regel nicht genutzt werden und verpuffen. In diesem Zusammenhang gilt es zu prüfen, inwiefern auch eine Flexibilisierung der Entgelte und Umlagen dazu beitragen kann, dass sich Erzeugung und Verbrauch stärker synchronisieren.

Im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum EEG 2021 hat der Bundesrat zu diesen Themen ausführlich Stellung bezogen und abschließend formulierte Gesetzesvorschläge zur sofortigen Umsetzung unterbreitet²⁶. Die Stellungnahme war insbesondere geprägt von sinnvollen und zielgerichteten Vorschlägen zur Verbesserung von Eigenversorgung, Sektorenkopplung (insbesondere zur Nutzung von ansonsten abgeregelter Erneuerbarer Energie u. a. zur Wärmeversorgung) und Direktversorgung. Diese umsetzungsfertigen Vorschläge demonstrieren den Willen wesentlicher Bundesländer zur Reform des EEG im Hinblick auf eine Liberalisierung der Marktgegebenheiten. Der BWE fordert die Berücksichtigung dieser Vorschläge im Rahmen einer zeitnahen Anpassung des EEG durch die neue Bundesregierung.

In Artikel 2 des RefE fehlen jegliche Ansätze des Bundesrats aus der Stellungnahme zum EEG 2021 im Hinblick auf die Flexibilisierung von Direktbelieferung etc. sowie weitere entsprechende Ansätze.

²⁶ Vgl. Bundesrat (2020): Drucksache 569/20 (Beschluss) Stellungnahme des BR. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des EEG und weiterer energierechtlicher Vorschriften - [LINK](#).

Der BWE regt daher dringend die Aufnahme folgender Vorschläge aus der Bundesratsstellungnahme an:

3.25.1 Ergänzung von § 2 - Akteursvielfalt

Durch Artikel 1 des vorliegenden RefE wird § 2 EEG gänzlich angepasst. Die „Grundsätze des Gesetzes“ wie sie in früheren Versionen enthalten war, fehlt nun gänzlich. Der BWE schlägt daher vor, den § 2 in seiner durch Artikel 1 Nummer 2 des RefE gestalteten Form weiter vor dem Hintergrund des § 2 EEG 2021 zu ergänzen und insbesondere auch die Akteursvielfalt einzubeziehen. Es sollte vor allem folgende Formulierung aufgenommen werden:

„(5) Es soll die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben. An kleine Erneuerbare-Energien-Anlagen sollen deshalb nur rechtlich und technisch unabweisbare Anforderungen gestellt werden.“²⁷

Begründung des Bundesrates zur Formulierung:

Viele Bürger haben mit ihren EE-Anlagen in, an und auf Gebäuden in den ersten Jahrzehnten die schwierigen ersten Jahre der Energiewende getragen. Sie haben den Beweis möglich gemacht, dass sie nicht nur ökologisch sinnvoll, sondern auch technisch möglich und wirtschaftlich vernünftig ist. Insbesondere kleine EE-Anlagen in, an und auf Gebäuden und Bauwerken im Bestand und im Neubau, dienen der Akteursvielfalt im besonderen Maße. Daneben vereinen Anlagen in, an und auf Gebäude inzwischen die meisten Vorteile der Erneuerbaren auf sich. Sie sind verbrauchsnahe, flächeneffizient, kostengünstig und können netzausbaubremsend wirken. Deswegen liegt es im Interesse des Klimaschutzes, der Energiewende und des Ausbaus der Erneuerbaren Energien für dieses Segment solche Rahmenbedingungen in den Grundsätzen, aber auch in allen folgenden Regelungsbereichen dieses Gesetzes zu verankern, dass die Potenziale des Bestandes und des Neubaus für den Klimaschutz optimal genutzt werden können, auch nach Ablauf der 20 Jahre Nutzungsdauer der Förderperiode.

3.25.2 Verbesserung der Direktbelieferung

Besonders wichtig ist aus Sicht des BWE die Verbesserung der Direktbelieferung. Die Bundesratsstellungnahme schlägt dazu in Anlehnung an ein Modell des BWE ein neu geschaffenes Marktentwicklungsmodell in § 79b vor. Folgende Änderungen gehören hierzu:

3.25.2.1 Anpassung des § 21a EEG

§ 21a wird wie folgt geändert:

- a) Der bisherige Text wird Absatz 1.
- b) Folgender Absatz wird angefügt:

²⁷ aaO, S. 6 Ziffer 3

„(2) Die Vermarktung von Strom nach § 79b [Anmerkung: § 79b neu - Marktentwicklungsmodell] ist eine Form der sonstigen Direktvermarktung.“²⁸

Begründung des Bundesrates:

§ 21a regelt unverändert, dass die Vermarktung des Stromes in Fällen, in denen ein Anlagenbetreiber weder eine Marktprämie noch eine Einspeisevergütung in Anspruch nimmt, der sonstigen Direktvermarktung zuzuordnen ist. Zu Absatz 1: Die Änderung ist rein redaktionell bedingt. Aus dem bisher nur aus einem Satz bestehenden § 21a wird ohne weitere Änderung der neue Absatz 1 des § 21a. Zu Absatz 2: Der neu angefügte Absatz 2 dient ausschließlich der Klarstellung, dass auch das in §79b – neu – geschaffene Marktentwicklungsmodell eine Form der sonstigen Direktvermarktung darstellt.

3.25.2.2 Anpassung § 79 EEG

§ 79 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1 Nummer 1 werden nach dem Wort „wird“ die Wörter *„und der nicht nach § 21a Absatz 2 vermarktet wird“* eingefügt.
- b) In Absatz 3 Satz 4 wird nach der Angabe „§ 21a“ die Angabe „Absatz 1“ eingefügt.²⁹

Begründung des Bundesrats:

Die Änderung des § 79 Absatz 1 Nummer 1 regelt, dass neben der Vermarktung über das Marktentwicklungsmodell nach § 79b EEG – neu – eine Ausstellung von Herkunftsnachweisen nicht möglich ist. Hierdurch soll – vergleichbar mit § 80 Absatz 2 ausgeschlossen werden, dass die positive Umwelteigenschaft („grüne“ Eigenschaft) des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stromes doppelt vermarktet wird. Wäre dies möglich, könnten für die gleiche Strommenge, die nach § 21a Absatz 2 – neu – unter Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft vermarktet wird, Herkunftsnachweise ausgestellt werden. Die Änderung in § 79 Absatz 2 entspricht der Regierungsvorlage. Die Anpassung in § 79 Absatz 3 ist rein redaktionell und durch die Einfügung des Absatz 2 in § 21a – neu – begründet.

3.25.2.3 Marktentwicklungsmodell

Der Bundesrat hat in seiner Stellungnahme die Einführung eines neuen § 79b EEG (Marktentwicklungsmodell) vorgeschlagen. Dieser Vorschlag basierte seinerzeit auf der durch das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) entwickelten Studie [„Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich“](#). Aufgrund des Anrechnungsmechanismus mit der EEG-Umlage im Modell, passt dieses aufgrund des Wegfalls der EEG-Umlage bzw. Finanzierung über den Bundeshaushalt ab 01.01.2023 diese natürlich nicht mehr vollends.

Trotzdem halten wir die Überlegungen zur Frage, wie eine direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich sinnvoll gestaltet werden, für weiterhin zwingend zu beantworten.

²⁸ aaO, S. 21 Ziffer 15.

²⁹ aaO, S. 60 Ziffer 59.

In den wenigsten Fällen liegen die Orte der Erzeugung und des Verbrauchs von Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe. Eine physikalische direkte Lieferung von EE-Strom ist daher meist nicht möglich, sodass vertragliche Lieferbeziehungen im Regelfall nur über Versorgungsnetze im Sinne des § 3 Nummer 16 EnWG laufen können. Mit der Einspeisung in das Versorgungsnetz verliert der EE-Strom seine „grüne“ Eigenschaft. Dies hat zur Folge, dass nach derzeitiger Rechtslage dem Verbraucher nur „grauer Strom“ geliefert wird, selbst wenn der Vertragspartner nur EE-Strom produziert oder vermarktet. Herkunftsnachweise nach §§ 78 ff. EEG 2017, 42 EnWG ermöglichen keine Nutzung der „grünen“ Eigenschaft abseits von Marketingzwecken.

Das vorgeschlagene neue Modell ermöglicht es dem Anlagenbetreiber oder dessen Direktvermarkter Strom aus erneuerbaren Energien unter Erhaltung dessen „grüner“ Eigenschaft bei Lieferung über das Netz der allgemeinen Versorgung direkt zu vermarkten. Dem belieferten Unternehmen wird es als Letztverbraucher möglich, die grüne Eigenschaft des Stroms auf dem Wertungspfad zu nutzen, um zum Beispiel grüne Produkte herzustellen oder damit seine CO₂-Bilanz zu verbessern. Letztlich dient dies auch der Sektorenkopplung. 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) 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 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.

3.25.3 „Nutzen statt Abregeln“: Ergänzung des § 13a EnWG

Als schnell und ohne zusätzliche Kosten umsetzbare Maßnahme zur CO₂-Reduzierung soll Betreibern und Betreiberinnen von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie „Nutzen statt Abschalten“ erlaubt werden. In Zeiten von Netzengpässen und negativen Strompreisen, insbesondere wenn Windenergieanlagen abgeregelt werden, soll der nicht eingespeiste Strom ohne wirtschaftliche Nachteile lokal eingesetzt werden können. Um zum Beispiel Standortkommunen von Windenergieanlagen akzeptanzfördernde, CO₂-freie Wärmelösungen anbieten und gleichzeitig Windspitzen bzw. sonst abgeregelter Strom tatsächlich nutzen zu können, bedarf es nachfolgenden Anpassungen. Die Anwohner profitieren und das Energiesystem wird effizienter bei gleichbleibenden EEG-Kosten.

Um die Forderung nach „Nutzen statt Abregeln“ gesetzlich umzusetzen, bedarf es folgender Anpassung:

Dem § 13a EnWG wird folgender Absatz angefügt:

„(6) Betreiber von Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die nach Absatz 1 vom Netzbetreiber geregelt werden sollen, dürfen anstelle der Reduzierung der Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung die Einspeiseleistung in das Netz der allgemeinen Versorgung durch den Verbrauch des erzeugten Stroms in einer zusätzlichen durch den Anlagenbetreiber oder einen Dritten betriebenen Last reduzieren (Nutzen statt Abregeln), wenn

- 1. die zusätzlich eingesetzte Last der Erzeugung von Wärme für die Raumheizung, die Warmwasserbereitung, die Kälteerzeugung oder von Prozesswärme dient,*
- 2. die zusätzlich eingesetzte Last ausschließlich in der Zeit der Aufforderung zur Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder in Stunden, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, eingesetzt wird, und*
- 3. die zusätzlich eingesetzte Last den Strombezug nicht nur zeitlich verschiebt.*

Im Rahmen des finanziellen Ausgleichs nach Absatz 2 sind 50 Prozent der Einnahmen aus dem Verkauf der Wärme, die während Maßnahmen nach Absatz 1 erzeugt werden, abzüglich hiermit zusammenhängender Kosten, anzurechnen. Darüber hinaus sind unter den Voraussetzungen des Satz 1 erzielte Erlöse bei der Berechnung eines angemessenen finanziellen Ausgleichs nach Absatz 2 nicht zu berücksichtigen.“

Außerdem muss § 21b Absatz 4 Nummer 2 EEG wie folgt geändert werden:

der bisherige Buchstabe a) wird aufgehoben

die bisherigen Buchstabe b) und c) werden Buchstaben a) und b).

3.26 § 20 Marktprämie

Wie bisher soll nach § 20 Nummer 3 EEG 2021 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.

Jedoch sollte gemeinsames Einspeisen von Marktprämienanlagen und Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung auch ohne Zuhilfenahme der getrennten Messung und Bilanzierung erfolgen können, wenn gemeinsam am Netzverknüpfungspunkt gemessen wird und die Mengen entsprechend aufgeteilt werden. Dies kann bspw. ebenso durch die Tranchierung der messtechnisch erfassten Strommengen erfolgen, um die Tranchen in sortenreine Bilanzkreise aufteilen zu können.

Damit die Regelung nach § 20 Nummer 3 nicht zur sinnlosen Sanktionierung von Marktprämien-Anlagen führt, wenn mit Diesen weitere EE-Anlagen ohne Anspruch auf Marktprämie am selben Netzverknüpfungspunkt betrieben werden, empfehlen wir eine klarstellende Anpassung in § 20 Nr. 3

EEG 2021, dass bei gemeinsamer Messung von geförderten und nicht geförderten Anlagen eine Mengenabgrenzung **unter entsprechender Anwendung** von § 24 Absatz 3 EEG 2021 für die Zuordnung zu den verschiedenen Bilanzkreisen unproblematisch ist.

3.27 § 35 Bekanntgabe der Zuschläge

Gemäß § 35 Absatz 1 EEG 2021 gibt die Bundesnetzagentur die Zuschläge auf ihrer Website bekannt. In der Vergangenheit hat die Bekanntgabe der Ergebnisse durch die BNetzA immer später stattgefunden. Dies hat mit Blick auf Fristen und Baufenster in der Projektrealisierung zu Problemen geführt, da beispielsweise erforderliche Rodungen nach bestimmten Stichtagen nicht mehr durchgeführt werden konnten. Die Errichtung von Windenergieanlagen insbesondere im Forst wurde hierdurch um mehrere Monate und in Einzelfällen bis zu einem Jahr verzögert. Weitere Herausforderungen ergeben sich mit Blick auf Lieferzeiten von Windenergieanlagen. Jede Verspätung in der Scharfstellung der Verträge mit den Herstellern kann in der gegenwärtigen Situation zu weiteren monatelangen Verzögerungen in der Bereitstellung der Windenergieanlagen führen.

Um die Planungssicherheit für Projektierer zu gewährleisten, muss das Problem der späten Bekanntgabe der Zuschläge im EEG 2023 adressiert werden. Dies muss durch klare gesetzliche Vorgaben für die BNetzA in Form eines Bekanntgabedatums (spätestens erster Arbeitstag des Nachfolgemonats) erfolgen. Alternativ muss eine Aufstockung personeller Ressourcen im Bereich der Bearbeitung der eingegangenen Gebote erfolgen.

3.28 § 36d Südquote

Der BWE setzt sich für eine angemessene Beteiligung aller Regionen am bundesweiten Ausbau der Windenergie an Land ein. Eine gleichmäßigere bundesweite Verteilung der Erzeugung gewährleistet eine Einbindung der südlichen Bundesländer in das Versorgungssystem und wirkt netzentlastend.

Deshalb unterstützt der BWE das im Koalitionsvertrag verankerte Ziel, auch in weniger windhöffigen Regionen die Windenergie auszubauen und verbrauchsnahe zur Verfügung zu stellen³⁰, auch vor dem Hintergrund der Reduzierung der Netzengpässe und folglich der Gesamtkosten des Energiesystems. Das in § 36d EEG vorgesehene Instrument zur regionalen Steigerung des Ausbaus der Windenergie („Südquote“) ist deshalb beizubehalten.

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Bedeutung der Versorgungssicherheit mit Energie fordert der BWE die Bundesregierung dazu auf, sich bei der Europäischen Kommission mit Nachdruck für eine schnellstmögliche Genehmigung der Südquote einzusetzen. Bei einem Fortbestehen der endogenen Mengensteuerung in § 28 Absatz 6 muss gewährleistet werden, dass Südprojekte auch bei einer kurzfristigen Reduzierung der Ausschreibungsmenge eine Bezuschlagungschance in den Ausschreibungen behalten. Dies senkt die Systemkosten und die Abhängigkeit von Energieimporten, da mehr Energie südlich des Netzengpasses zur Verfügung steht. Durch die Südquote wird das Vertrauen in Projekte in der Südregion aktiv gestärkt, und ermöglicht den Projektierern die erforderliche Planungssicherheit, und reizt Investitionen an.

³⁰ KoaV S. 57.

Nicht nachvollziehbar ist für den BWE weiterhin die Festlegung des EEG 2021 auf die Südregion in Anlage 5 EEG 2021. Der BWE schlägt vor, hier alle südlichen Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern, Saarland, Rheinland-Pfalz, Hessen und Thüringen insgesamt aufzunehmen. Darüber hinaus sollte über den Bund-Länder-Kooperationsausschuss ein enges Monitoring erarbeitet werden, um die spezifischen Gründe für den mangelnden Ausbau im Süden zu untersuchen.

3.29 § 51 Negative Preise

Der starke Anstieg der Strompreise auf dem Spotmarkt im Laufe des Jahres 2021, sowie das weiterhin hohe Niveau mag eine erneute Auseinandersetzung mit negativen Strompreisen kontraintuitiv erscheinen lassen. Hier gibt der BWE zu bemerken, dass es sich bei den aktuell hohen Strompreisen um Sondereffekte im Zuge der wirtschaftlichen Erholung nach dem Beginn der Corona-Pandemie handelt sowie externe Faktoren (Gaspreis, Gasspeicherfüllstand, politische Risiken, usw.). Der Merit-Order-Mechanismus sorgt dafür, dass das knappe Gasangebot an der Strombörse gegenwärtig preissetzend wirkt. Mittelfristig ist Absinken der Marktwerte auf ein pre-pandemisches Niveau steht zu erwarten, auch bedingt durch den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien. Dass trotz der hohen Strompreise beispielsweise am 3. Oktober negative Strompreise aufgetreten sind³¹, zeigt, dass die Herausforderung weiterhin besteht und mit ansteigender Einspeisung erneuerbarer Energieträger im Netz zunehmen wird, wenn über die Schaffung von Flexibilitäten im Stromsystem keine Abhilfe geschaffen wird.

Nach § 51 Absatz 1 EEG 2021 verringert sich der anzulegende Wert auf null für den gesamten Zeitraum, in dem der Spotmarktpreis – wie in § 3 Nummer 42a definiert – in mindestens vier aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Die in der Vergangenheit als „6-Stunden-Regel“ bekannte Regelung wurde Ende 2020 im Zuge der Novellierung des EEG 2017 zu einer „4-Stunden-Regel“.

3.29.1 Bewertung der Regelung

Die 4-Stunden-Regelung sanktioniert mit den Anlagenbetreibern die Akteure, die für die strukturellen Herausforderungen, die den negativen Strompreisen zugrunde liegen, nicht verantwortlich sind.

Die bisherige 4-Stunden-Regel hat ihre gewünschte Wirkung verfehlt und gefährdet die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs bereits erheblich. Darüber hinaus würde die Risikobetrachtung im Rahmen der Finanzierung von dringend benötigten Projekten stark negativ beeinträchtigt. Dies betrifft insbesondere mittelständische Unternehmen. Der in § 51a EEG 2021 vorgesehene Nachholmechanismus schafft hier nur bedingt Abhilfe. Zusätzlich birgt die gleichzeitige Abschaltung von Leistungen im Gigawatt-Bereich auch netztechnische Probleme, wie es unter anderem die Strommarktdesignstudie der Fraunhofer-Institute im Auftrag des BEE belegt haben.

Die Direktvermarktung hat diese Herausforderung nicht lösen können, da das Auftreten von negativen Strompreisen bei gegenwärtigem Marktdesign durch zu viele strukturelle Faktoren beeinflusst wird, die sich der Kenntnis oder dem Einflussbereich der relevanten Akteure entziehen. Prognosen zum Eintreffen negativer Preise sind zwar verlässlich, die Dauer von Phasen mit negativen Strompreisen

³¹ Nachtragen, Ereignis im November.

allerdings nur schwer abschätzbar. Dies erschwert es den Marktteilnehmern, eine angebrachte Reaktion zu finden.

In den vergangenen Jahren haben die Zeiten, in denen der Preis für Strom am Strommarkt unter 0 Cent/kWh liegt, stetig zugenommen und damit die Zeiten, in denen Anlagenbetreiber keine Vergütung erhalten. Dieser Trend wird mit Blick auf den erforderlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien zunehmen, da eine hohe Einspeisung von Erneuerbaren Energien ohne gleichzeitige Maßnahmen zur Flexibilisierung zwangsläufig zu erhöhter Volatilität der Börsenstrompreise führen muss.

Das genaue Ausmaß der Folgen für die Betreiber von erneuerbaren Energien sowie die restlichen Marktakteure ist nicht zuverlässig abschätzbar. Die im § 51 Absatz 1 EEG 2021 enthaltene Regelung, wonach die Förderung durch Zahlung der Marktprämie im EEG 2021 bereits nach vier Stunden eingestellt wird, ist höchst problematisch. Sie hemmt den Ausbau der Windenergie und unterbindet, dass ein verfügbares Maximum an CO₂-freiem Strom in das System eingespeist werden kann.

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

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

Gleichzeitig erkennt der BWE an, dass eine mögliche Streichung des § 51 auch durch die neuen europäischen Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen („KUEBLL“) gehindert wird.

Deshalb fordert der BWE eine schnellstmögliche Einberufung der im KoaV vereinbarten Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“, um die Herausforderung negativer Börsenstrompreise strukturell adressieren zu können.

BEE und BWE werden sich hier auf Basis der BEE Studie zu einem Marktdesign für Erneuerbare Energien konstruktiv einbringen. Die Studie enthält zahlreiche Vorschläge, wie über Flexibilisierungen Systemkosten gesenkt werden können und die das Vertrauen der Branche in den weiteren Ausbau gestärkt werden kann.

Kurzfristig könnte durch eine Reform von Abgaben und Umlagen ein Rahmen für die anderweitige Nutzung von Grünstrom geschaffen und der Markt somit entlastet werden. Es ist nicht nachvollziehbar, warum Grünstrom aus temporär ungeforderten Anlagen in betreffenden Zeiträumen nicht abgaben- und umlagefrei standortnah zwischengespeichert oder in andere Energieträger umgewandelt werden kann, um das Potential der installierten Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien vollständig nutzen zu können.

3.29.2 Bestandsanlagen und Neuanlagen an einem Netzverknüpfungspunkt

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

Neuanlagen haben nach der vorgeschlagenen Regelung des § 51 keinen Anspruch auf Marktprämie nach bereits 4 Stunden negativer Preise und würden, so das Ziel, abgeschaltet. Der in § 51a EEG 2021 vorgesehene Nachholmechanismus hilft hier nur bedingt. 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 verliert (vgl. Ausführungen zu § 24 Absatz 3 oben). In der gegenwärtigen Praxis werden die hinter einem Netzverknüpfungspunkt gemeinsam gemessenen Strommengen in solchen Konstellationen in Tranchen aufgeteilt, und die einzelnen Tranchen separaten Bilanzkreisen zugeordnet. Eine rechtliche Klarstellung ist erforderlich.

Die gesetzliche Anforderung, dass ein sortenreiner Marktprämien-Bilanzkreis verwendet wird, hat aus Sicht des BWE keinen ersichtlichen Nutzen und könnte daher ersatzlos gestrichen werden. Dann erledigen sich viele der hier genannten Herausforderungen.

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.

3.29.3 Zusätzliche Einführung von regionalen Flexibilitätsmärkten

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

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

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

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

Konkret schlagen wir vor, folgenden Absatz 4 in § 51 EEG anzufügen:

„(1) Wenn der Spotmarktpreis für die Dauer von mindestens vier aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert für den gesamten Zeitraum, in dem der Spotmarktpreis ohne Unterbrechung negativ ist, auf null.

[...]

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

3.30 Energy Sharing

Gemäß der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (REDII) ist Deutschland zur Umsetzung eines Rechtsrahmens für Energiegemeinschaften (eng. renewable energy communities oder RECs) verpflichtet. Energiegemeinschaften ermöglichen es, gemeinsam erzeugte Erneuerbare Energie unter Inanspruchnahme des öffentlichen Netzes lokal zu teilen. Erneuerbare Energien werden Menschen ohne Erzeugungsanlage besser zugänglich. Dies stärkt die Identifikation der Menschen mit der Energiewende, schafft Akzeptanz und kann die Netze entlasten. Dadurch wird neue Dynamik beim Ausbau der Erneuerbaren generiert.

Die vorherige Bundesregierung hat jedoch die Frist zur Umsetzung im Juni 2021 verpasst. Deshalb fordert der BWE die neue Bundesregierung auf, dies unverzüglich nachzuholen. Energy sharing und vergünstigter Strombezug vor Ort müssen ermöglicht werden, Energiegemeinschaften müssen rechtssicher definiert und bürokratische, juristische sowie wirtschaftliche Barrieren abgebaut werden, damit sich Energiegemeinschaften für alle Beteiligten auch wirtschaftlich lohnen können.

4 Artikel 3: Energie-Umlagen-Gesetz – EnUG

Artikel 3 des RefE führt ein insgesamt neues Gesetz ein: das Energie-Umlagen-Gesetz. In diesem werden KWK-Umlage, EE-Umlage sowie die Offshore-Netzumlage in einem Regelungswerk zusammengefasst. Diese Vereinheitlichung begrüßt der BWE.

Für die Windenergiebranche ist im Zusammenhang mit der Einführung des EnUG ab 01.01.2023 insbesondere die EEG-Umlage interessant.

Diese soll zukünftig über den Bundeshaushalt finanziert werden, § 6 Absatz EnUG. Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln den Finanzierungsbedarf und melden diesen u.a. an das BMWK und die BNetzA, § 4 EnUG. Die Bundesrepublik Deutschland erlässt daraufhin gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern bis zum 20.10. eines Kalenderjahres einen Bescheid über die Höhe der Zahlungen aus dem Bundeshaushalt zur Deckung des EEG-Finanzierungsbedarfs, § 7 Absatz 1 EnUG. Nähere Bestimmungen zu den Zahlungen werden über öffentlich-rechtliche Verträge zwischen der Bundesrepublik Deutschland und den Übertragungsnetzbetreibern geregelt.

Der Gesetzgeber lässt jedoch für den Fall, dass der Bundeshaushalt eine EEG-Finanzierung einmal nicht zulässt die Möglichkeit offen, die EEG-Umlage dann wieder „aufleben zu lassen“, § 10.

Die EE-Umlage soll im Falle des Auflebens dann nach § 12 Absatz 1 EnUG bei der Berechnung der Netzentgelte als jeweils eigenständigen Aufschlag auf die Netzentnahme in Ansatz gebracht werden. Diese Regelung sollte auch für Bestandsparks gelten, da es bei der Betrachtung der EEG-Umlage-Pflicht immer auf den Zeitpunkt des Verbrauchs oder jetzt der Entnahme ankommt und nicht z.B. auf die Inbetriebnahme. Im Übrigen bleiben gem. § 24 Absatz 1 EnUG auch die aktuell nach dem EEG bestehenden Privilegien bezüglich der Höhe der EEG-Umlage³² auf die auf die Netzentnahme erhobene Umlage bestehen.

Nach Verständnis des BWE erledigen sich ab dem 01.01.2023 daher die Probleme der „parkinternen Verbräuche“³³ für Windparkbetreiber entweder durch Finanzierung der EEG-Umlage über den Haushalt oder wegen Zahlung nur auf Netzentnahmen. Dies begrüßen wir ganz ausdrücklich.

Wir behalten uns an dieser ausdrücklich Stelle vor, weitere Anmerkungen nachzureichen. Aufgrund der kurzen Frist zur Abgabe einer Stellungnahme war eine abschließende, vollumfängliche Prüfung nicht möglich.

³² z.B. §§ 61e bis 61i, § 62b Abs. 5

³³ Vgl. BWE (2020): Empfehlungen und Forderungen für eine Novelle des EEG, S. 18 ff. – [LINK](#).

5 Artikel 12: InnovationsausschreibungsVO

Der BWE arbeitet gemeinsam mit weiteren Verbänden aus der Erneuerbaren-Energien-Branche innerhalb des BEE an spartenübergreifenden Energiethemen. Deshalb verweist der BWE an dieser Stelle auf die **Stellungnahme des BEE zum vorliegenden Gesetzesentwurf**, an deren Erstellung der BWE beteiligt war, und deren Kommentierung von Artikel 12: Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV) der BWE deshalb vollumfänglich mitträgt.

BWE und BEE begrüßen die Umstellung auf eine gleitende Marktprämie, jedoch ist die Beibehaltung des Höchstwerts von 7,5 Ct/kWh äußerst kritisch zu werten, da hier die erforderlichen finanziellen Anreize für wahrhaft innovative Projekte insbesondere im Bereich der Windenergie ausbleiben. Für Batteriespeicher ist in § 13 Absatz 4 InnAusV der Netzstrombezug zu ermöglichen, um markt-, netz- und systemdienliche Anwendungen über eine bivalente Nutzung von Batteriespeichern zu fördern.

Weitere Details bitte der BEE-Stellungnahme entnehmen.

