

EEG 2027: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Länder- und Verbändebeteiligung:

Referentenentwurf des BMWi vom 17. Juli 2026

Juli
2026



Inhalt

1	Einleitung	5
2	Das Wichtigste in Kürze	7
3	Im Einzelnen	10
3.1	Ausschreibungsdesign – Regelungen im Gesetzentwurf.....	10
3.1.1	Zu Nr. 22: Umsetzung der EU-Vorgabe für zweiseitige Differenzverträge, § 21d f.-Entwurf (u. a.) – <i>Anpassungen erforderlich</i>	10
3.1.2	Zu Nr. 31, 36, 67 und 112: Umsetzung NZIA: Resilienzausschreibungen, §§ 28, 28e, 39n, 88d EEG-Entwurf – <i>zu begrüßen, Anpassungen erforderlich</i>	22
3.1.3	Zu Nr. 45, 42, 88: Pachtbegrenzung, §§ 36d, 36, 53a – <i>nicht umsetzbar</i>	25
3.1.4	Zu Nr. 48: Anpassungen des Referenzertragsmodel in § 36h	28
3.1.5	Zur Nr. 31: Ausschreibungsvolumen bis 2032 festgeschrieben, § 28 Absatz 1 EEG-Entwurf – <i>zu begrüßen, insbesondere 12 GW zusätzlich</i>	30
3.1.6	Zu Nr. 6: Strommengenpfad gestrichen, § 4a EEG-Entwurf- <i>abzulehnen</i>	31
3.1.7	Zu Nr. 31. Volumen-Anpassungsmöglichkeiten der BNetzA in § 28 Absatz 3a gestrichen – <i>abzulehnen</i>	32
3.1.8	Zu Nr. 42, 44, 46, 49: Anpassungen für das Gebotsverfahren, §§ 36, 36c, 36f, 36j EEG-Entwurf – <i>begrüßenswert</i>	33
3.1.9	Zu Nr. 43: Festschreibung des neuen Höchstwerts und Degression, § 36b EEG-Entwurf – <i>Degression abzulehnen</i>	33
3.1.10	Zu Nr. 4, 17, 88: Einspeisevergütung durch „Netzbetreiberabnahme“ ersetzt, §§ 3, 19, 53 – <i>neutral</i>	34
3.1.11	Zu Nr. 19: Ausfallvergütung aus § 21 Absatz 1 S. 1 Nr. 3 EEG 2023 gestrichen - <i>abzulehnen</i>	35
3.1.12	Zu Nr. 49: Frist zum Beginn des Zahlungsanspruchs an Realisierungsfrist angepasst, § 36i EEG-Entwurf – <i>anzupassen</i>	35
3.1.13	Zu Nr. 87, 106, 48: Ergänzungen zu Pflichtverstößen in § 52 und Aufgaben der BNetzA in § 85 – <i>anzupassen</i>	36
3.1.14	Zu Nr. 101: Abschaffung der Regionalnachweise nach § 79a EEG - <i>abzulehnen</i>	37
3.2	Ausschreibungsdesign – Fehlende Regelungen im Gesetzentwurf	38
3.2.1	Digitalisierung des Ausschreibungsverfahrens, Frist für die Bekanntgabe der Zuschläge in § 35 EEG einführen	38
3.2.2	Keine Verringerung der Ausschreibungsvolumen um die besonderen Förderformen nach § 28 Absatz 3 Nr. 2 EEG	39
3.2.3	Erforderliche Anpassung der Sanktionen bei Defekten technischer Einrichtungen	39
3.2.4	Realisierungs- und Pönalfristen den aktuellen Umständen anpassen, vorzeitige Rückgabe von Zuschlägen ermöglichen – § 36e und § 55 EEG	41
3.2.5	Verlängerungsoptionen der Realisierungsfrist in § 36e EEG 2023 ausreichend bemessen	43

3.2.6 Auslaufen der Förderung und Kohleausstieg in § 1a EEG entkoppeln, Deckel in § 4 EEG überdenken	47
3.2.7 Zusatzgebote nach § 36j EEG nutzbar machen.....	47
3.3 Beteiligung und Akzeptanz – Regelungen im Gesetzentwurf.....	49
3.3.1 Zu Nr. 8: Anpassung kommunale Beteiligung, § 6 EEG-Entwurf – <i>anzupassen</i>	49
3.4 Beteiligung und Akzeptanz – fehlende Regelungen im Gesetzentwurf.....	53
3.4.1 Neuer § 6a EEG: Teilhabe der Bürger*innen vor Ort	53
3.4.2 Kommunale Beteiligung nach § 6 EEG.....	55
3.4.3 Vielfalt der Beteiligten in § 1 EEG sichern und stärken	59
3.5 Bürgerenergie – Regelungen im Gesetzentwurf	60
3.5.1 Zu Nr. 122: Wegfall des Berichts zu Bürgerenergiegesellschaften, § 99b EEG-Entwurf– abzulehnen	60
3.6 Bürgerenergie – fehlende Regelungen im Gesetzentwurf	61
3.6.1 Finanzierung von Bürgerenergiegesellschaften ermöglichen: Lösung für den Verwertungs- und Insolvenzfall aufnehmen	61
3.6.2 Heilungsmöglichkeit bei vorübergehendem Wegfall der Voraussetzungen nach § 3 Nr. 15 EEG.....	64
3.6.3 Bürgerwind im Wettbewerb ermöglichen – Überführung in das Ausschreibungssystem	64
3.6.4 Begrenzung wirtschaftlicher Dominanz in Bürgerenergiegesellschaften	70
3.6.5 Hilfsweise: Regelungen für Bürgerenergiegesellschaften nutzbar machen	72
3.7 Flexibilitäten – Regelungen im Gesetzentwurf	74
3.7.1 Zu Nr. 67: Innovationsausschreibungen in § 39n gestrichen – <i>abzulehnen</i>	74
3.8 Flexibilitäten – fehlende Regelungen im Gesetzentwurf	75
3.8.1 Maßnahmenpaket zum Hochlauf von Großbatteriespeichern (BESS).....	75
3.8.2 Wasserstoff: Investitionen anstoßen.....	77
3.8.3 Einspeiseinfrastruktur vereinfachen – Ergänzung von § 3 Nr. 37 und Nr. 108 EnWG.....	78
3.8.4 Direktbelieferung – Regelungen im Gesetzentwurf	83
3.8.5 Direktbelieferung – fehlende Regelungen im Gesetzentwurf	83
3.8.6 Abschluss von PPAs ermöglichen und fördern	87
3.9 Netzverknüpfung – Regelungen im Gesetzentwurf	88
3.9.1 Zu Nr. 11: Ergänzung zur Mitteilung des Einspeiseortes, § 8b EEG-Entwurf - <i>begrüßenswert</i>	88
3.10 Netzverknüpfung – fehlende Regelungen im Gesetzentwurf.....	88
3.11 Technische Vorgaben – Regelungen im Gesetzentwurf	89
3.11.1 Zu Nr. 12: Ergänzung der Technischen Vorgaben, § 9 Absatz 2 Nr. 1 und 2 EEG-Entwurf - begrüßenswert	89
3.12 Technische Vorgaben – fehlende Regelungen im Gesetzentwurf	89
3.12.1 Fernsteuerungspflicht nach §§ 9 und 10b EEG praxistauglich ausgestalten	89

3.12.2 Pflicht zur Ausstattung mit „intelligenten Messsystemen“ nicht für ältere Anlagen im Weiterbetrieb.....	91
3.12.3 Inbetriebnahme und BNK-Ausstattung: Schutz vor unverschuldeter Pönalisierung	91
3.12.4 Gemeinsame Messung geförderter und nicht geförderter Strommengen in § 20 EEG <i>ausdrücklich zulassen</i>	93
3.13 Direktvermarktung – Regelung im Gesetzentwurf	94
3.13.1 Zu Nr. 13: neue Vorgaben für Verträge, § 10b Absatz 7 EEG-Entwurf – abzulehnen	94
3.14 Berichtspflichten – Regelungen im Gesetzentwurf	94
3.14.1 Zu Nr. 119, 120: Ergänzungen zum Kooperationsbericht, §§ 97, 98 EEG-Entwurf – begrüßenswert, aber anzupassen	94
3.14.2 Zu Nr. 122: Wegfall des Fortschrittsberichts der Bundesregierung, § 99a – <i>abzulehnen</i>	97
3.14.3 Zu Nr. 122: Neuregelung zur Evaluierung zu Wechselwirkungen mit nachgelagerten Märkten, § 99a – <i>begrüßenswert</i>	98
3.15 Übergangsvorschriften – Fehlende Regelungen im Gesetzentwurf, § 100 EEG-Entwurf	99
3.15.1 Beihilferechtliche Absicherung der Ausschreibung am 1. November	99
3.16 Weitere fehlende Regelungen im Gesetzentwurf	100
3.16.1 Recht zur Verlegung von Leitungen nach § 11a EEG nachbessern und private Grundstücke einbeziehen	100
3.16.2 Recht zur Überfahrt nach § 11b EEG modernisieren	102
3.16.3 Steuerliche Benachteiligung von Windenergieflächen im Erb- und Betriebsübergang beseitigen	103
3.16.4 Ausnahme des EE-Vorrangs in § 2 EEG präzisieren.....	104

1 Einleitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) hat dem Bundesverband WindEnergie (BWE) den Referentenentwurf des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes 2027 (EEG 2027) im Rahmen der Verbändebeteiligung mit Frist zur Stellungnahme bis zum 22. Juli 2026 übermittelt. Der BWE kritisiert die kurze Fristsetzung von nur 3 Werktagen. Eine ordnungsgemäße Verbändebeteiligung wird dadurch erheblich erschwert. Insbesondere das Zusammenspiel der geplanten Neuregelungen im EEG 2027 mit den Maßnahmen des Netzpakets kann innerhalb dieser Frist nicht angemessen analysiert und bewertet werden. Dies betrifft insbesondere die Änderungen am Referenzertragsmodell, den Redispatchvorbehalt sowie die Einführung der systemdienlichen Anschlussleistung (SAL).

Das EEG hat seit mehr als 25 Jahren weltweit Maßstäbe gesetzt und Investitionssicherheit geschaffen. Damit Deutschland seinen Bedarf an klimaneutralem Strom decken, die Klimaziele erreichen und seine Rolle als Green-Tech-Vorreiter ausbauen kann, **muss das EEG weiterhin einen verlässlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien ermöglichen.**¹

Die Verzögerung der EEG-Novelle durch die Kopplung an das umstrittene Netzpaket hat zu großer Verunsicherung in der gesamten Branche geführt. Im April 2026 hatten sich die finanzierenden Banken im BWE an das BMWE gewandt und auf die Unsicherheit am Markt verwiesen, die die monatelange Hängepartie mit sich brachte. Sie verwiesen insbesondere auf die fehlende Gesamtbetrachtung der Wechselwirkungen zwischen EEG, Netzanschlusspaket und AgNes-Prozess und konstatierten steigende Erlösunsicherheiten. Trotz der einstimmigen Ablehnung des Redispatchvorbehalts auf der Energieministerkonferenz im Mai 2026 zeigte sich das BMWE erst Ende Juni 2026 kompromissbereit. Aufgrund der Verzögerung stehen auch eine rechtzeitige Umsetzung und beihilferechtliche Genehmigung der EU in Frage.

Gerade vor dem Hintergrund geopolitischer Unsicherheiten, die sich aktuell insbesondere in der anhaltenden Energiekrise infolge des Angriffskrieges auf den Iran manifestieren, ist der ambitionierte Ausbau regenerativer Erzeugungskapazitäten die zentrale Strategie für Energiesicherheit und Resilienz in Europa.² Verlässlichkeit und Planbarkeit sind Grundvoraussetzungen für den Erfolg der Energiewende.

Als wichtigste Stromerzeugerin Deutschlands mit einem Anteil von etwa 30 Prozent **kann und will die Windenergie mehr Verantwortung** für das Gesamtsystem übernehmen. Das EEG 2027 muss den Weg für Systemintegration endlich frei machen: ein **funktionierendes Gesamtsystem aus Netzausbau, Flexibilitäten und Erneuerbarer Erzeugung ist das Ziel**. Der BWE sieht in der EEG-Novelle die Chance, Klimaschutz, Sicherheit, Wirtschaftlichkeit und Wertschöpfung vor Ort in der Energieversorgung zu verbinden und fordert einen langfristig verlässlichen Rechtsrahmen. Aufgrund des Auslaufens der Beihilfegenehmigung der Förderregelungen des EEG 2023 ist es für den Fortlauf der Ausschreibungen ab 2027 von herausragender Bedeutung, dass die Novellierung sowie die Beihilfegenehmigung der Kommission **noch in diesem Jahr erfolgen.**³

¹ Die Dringlichkeit weiterer Reformen wird zudem durch den am 15. Mai 2026 veröffentlichten Prüfbericht des Expertenrats für Klimafragen zu den Projektionsdaten 2026 unterstrichen: Deutschland würde mit dem derzeitigen Kurs – auch die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2026 einberechnet – seine Klimaziele verfehlen und sein Emissionsbudget für die Jahre 2021 bis 2030 sprengen.

² Vgl. [Interview des Bundesumweltministers Carsten Schneider](#) vom 5. März 2026; „Erneuerbare Energien sind Sicherheitsenergien, (...)“.

³ Beihilferechtliche Genehmigung des EEG 2023 der Europäischen Kommission vom 21. Dezember 2022 – [State Aid SA.102084](#), Rn. 211.

Zwar erkennt der BWE im vorliegenden Entwurf einige gute Ansätze. Dazu gehören vor allem **das zusätzliche Ausschreibungsvolumen von 12 GW** aus dem Klimaschutzprogramm der Bundesregierung. Angesichts der Kombination aus **Redispatchvorbehalt, der Wirkleistungsbegrenzung durch die SAL und der Änderung des Referenzertragsmodells** ist jedoch fraglich, ob diese Volumina tatsächlich wirksam werden.

Die vorgesehenen regional differenzierten Gütefaktor-Untergrenzen und Korrekturfaktoren im **geänderten Referenzertragsmodell** könnten zwar eine Verbesserung für Standorte in der neu definierten Südregion darstellen, **verschlechtern jedoch gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit** zahlreicher Projekte in allen anderen Bundesländern. Mit Blick auf den steigenden Strombedarf durch die zunehmende Elektrifizierung der Wirtschaft und den Ausbau von Rechenzentren⁴ muss **die Finanzierung und Umsetzung neuer Windenergieprojekte im gesamten Bundesgebiet sichergestellt werden.**

Der BWE hält die **Begrenzung der Pachtentgelte**, die Anlagenbetreiber für die Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen an Land sowie für Nebenanlagen zahlen sollen, für **praxisuntauglich und unnötig**. Sie stellt einen Eingriff in funktionierende Marktmechanismen dar und kann die **Flächensicherung erheblich erschweren und sogar blockieren.**

Um das EEG 2027 konsequent auf Bezahlbarkeit, Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit auszurichten, sind weitere dringende Maßnahmen erforderlich, die im vorliegenden Entwurf – anders als im Koalitionsvertrag angekündigt – **bisher nicht adressiert werden**. Hierzu zählen etwa **der Abbau von Hürden für die Direktbelieferung von Industriebetrieben oder Erleichterungen für Bürgerenergie und Flexibilitäten** (insbesondere die **Absicherung von PPAs**).⁵

Die europarechtlich erforderliche **Erlösabschöpfung über CfDs** sollte aus BWE-Sicht mit einem angemessenen **Marktwertkorridor** umgesetzt werden – ansonsten fehlt Anreiz für den Abschluss von Power-Purchase-Agreements (PPAs). Zudem braucht es **ausreichende Wechselmöglichkeiten** zwischen CfD und PPAs, um dem industriellen Mittelstand den Zugang zu günstigem Windstrom zu ermöglichen.

Einige Regelungen bewertet der BWE als **kontraproduktiv** im Hinblick auf diese Ziele und empfiehlt eine entsprechende Anpassung. Es braucht **Sonderregelungen für die sonstige Direktvermarktung im Abschöpfungsmechanismus**, zudem sollten die **NZIA-Mengen in Höhe von 3,5 GW jährlich nicht vom regulären Ausschreibungsvolumen abgezogen werden.**

Nur durch die Umsetzung der beschriebenen Maßnahmen können **Investitionssicherheit** gestärkt, der **Ausbau der Erneuerbaren Energien beschleunigt** und **verlässliche Rahmenbedingungen** für eine erfolgreiche Energiewende geschaffen werden

⁴ vgl. Rechenzentrumsstrategie der Bundesregierung, März 2026 ([Link](#)).

⁵ Vgl. [Koalitionsvertrag für die 21. Legislaturperiode](#), Z. 1040 f. „Auch werden wir Bürgerstrom rechtlich erleichtern und die physikalische Direktversorgung von Unternehmen ausweiten.“; Z. 997: „Die Möglichkeit der physikalischen Direktbelieferung der Industrie weiten wir räumlich aus.“

2 Das Wichtigste in Kürze

Wir begrüßen:

- die Fortschreibung der **Ausschreibungsmengen nach 2028 um 10 GW jährlich bis 2032** in § 28 Absatz 1 des EEG-Entwurfs sowie die **Festschreibung von zusätzlichen 12 GW** in § 28 Absatz 2, die zur Schließung der Zubau Lücke zum Ziel 2030 erforderlich sind.
- die **Streichung der fiktiven Strommenge** im Rahmen der finanziellen Beteiligung der Kommunen am Ausbau in § 6 EEG-Entwurf.
- **kleinere Anpassungen**, wie die Angleichung der Fristen des Beginns der Vergütung in § 36i EEG-Entwurf oder die Zulässigkeit von Zusatzgeboten auch vor Inbetriebnahme (§ 36j EEG-Entwurf).
- die Bestrebung des BWE, auch den **Ausbau im Süden** Deutschlands voranzutreiben.

Wir kritisieren:

- das **Fehlen wesentlicher** – im Koalitionsvertrag jedoch vereinbarter – **Regelungen**, die für den Abbau von Hürden für **Flexibilisierung** (insb. Direktbelieferung), sowie für die Absicherung von **PPA** und **Bürgerenergie** notwendig sind.
- dass die geplante Umsetzung des laufenden Verfahrens in Form von produktionsabhängigen Differenzverträgen und dem geplanten Mindesterloß **ohne einen Marktwertkorridor** geregelt werden soll und für förderfähigen Strom **unverändert auch in der sonstigen Direktvermarktung** Anwendung finden soll, u. a. in § 21d, § 21a Absatz 2 EEG-Entwurf.
- den **Abzug der NZIA-Mengen** vom regulären Ausschreibungsvolumen.
- dass die **Rechtsverordnung** zur Regelung der NZIA-Ausschreibungen **noch immer nicht bekannt** ist.
- die absolut **ungeeignete und fehlgeleitete Pachtbegrenzung**.
- die Anpassung des Referenzertragsmodells zu Lasten der **Anlagen außerhalb der Südregion**.
- die **fehlende Lösung des Zubauproblems im Süden** trotz Anpassungen im Referenzertragsmodell.
- die **Erhöhung der kommunalen Beteiligungsmöglichkeit** auf 0,3 Cent/kWh.
- die **Streichung des Strommengenpfades** nach § 4a EEG-Entwurf und der Anpassungsmöglichkeit der BNetzA im Hinblick auf das Volumen nach § 28 Absatz 3a EEG-Entwurf.
- die **Streichung der Ausfallvergütung** in § 21 Absatz 1 S. 1 Nr. 3 EEG-Entwurf.
- die **Streichung der Innovationsausschreibungen** nach § 39n EEG-Entwurf.
- die **Streichung des Fortschrittsberichts der Bundesregierung** nach § 99a EEG-Entwurf und des **Berichts der BNetzA zu Bürgerenergiegesellschaften** nach § 99b EEG-Entwurf.
- die neue Pönalisierung der Nachweispflicht zum Gütefaktor.
- die **geplante Vorgabe für Direktvermarktungsverträge** nach § 10b Absatz 7 EEG-Entwurf.

Wir fordern insbesondere:

- die **beihilferechtliche Absicherung der Ausschreibungsrunde November 2026** – [Punkt 3.15.1](#)
- **CfDs nur mit Marktwertkorridor** einzuführen und **Sonderregelungen für die sonstige Direktvermarktung** vorzusehen, um PPAs zu ermöglichen, anstatt sie noch stärker zu behindern – Punkt [3.1.1.1f.](#)
- die **Wechselmöglichkeit** im Rahmen der **CfD-Regelung flexibler** zu gestalten
- **Übergangsregelungen** für Bürgerenergiegesellschaften und Zusatzgebote bei **CfD** einzuführen – [Punkte 3.1.1.6 f.](#)
- die **Streichung** der vollkommen **ungeeigneten Pachtbegrenzungsregelung**
- eine **bürokratiearme Umsetzung von NZIA**, wobei die **NZIA-Mengen** zunächst **zusätzlich** vorgesehen werden, sowie eine **transparente und parallele Beratung der NZIA-Verordnung** im Rahmen des EEG-Gesetzgebungsverfahrens – [Punkt 3.1.3](#)
- ein spezifisches, ab 2027 verfügbares Instrument für einen **substanziellen Zubau in der Südregion** vorzusehen – [Punkt 3.1.4](#)
- die Verbesserung der Förderbedingungen für windschwächere Standorte mit einer **Ausgestaltung des Referenzertragsmodells** zu verbinden, die keine unverhältnismäßigen Nachteile für andere Standorte oder bestehende Investitionsanreize schafft (aaO)
- hierbei einen **angemessenen Bestandsschutz** für genehmigte und weit fortgeschrittene Projekte sowie praxistaugliche Übergangs- und Härtefallregelungen für Projekte mit behördlich bedingten Mindererträgen sicherzustellen (aaO)
- die **kumulativen Auswirkungen** des Referenzertragsmodells, der systemdienlichen Anschlussleistung und des Redispatch-Vorbehalts auf die Investitionsbedingungen und den Windenergieausbau insgesamt zu bewerten (aaO)
- die **Akzeptanz und Beteiligung zu stärken**: durch eine Rahmenvorgabe des Bundes für die Beteiligungsgesetze und eine Transparenzregelung für die Zahlungen nach § 6 – [Punkt 3.4](#)
- eine **Lösung des Finanzierungshindernisses für Bürgerenergiegesellschaften und die Aufnahme der Bürgerenergie ins Ausschreibungsdesign** – [Punkt 3.6](#)
- die **Schaffung von Regelungen für den Hochlauf von Flexibilitäten** – Hürden für **Direktbelieferung** und **PPAs** abzubauen [Punkt 3.8](#)
- Regelungen zur **Weiterentwicklung des Netzanschlusses** zu schaffen – [Punkt 3.9](#); siehe hierzu auch die separate BWE-Stellungnahme zum Netzpaket
- den **Strommengenpfad**, die **Ausfallvergütung**, den Fortschrittsbericht und den **Bericht zu Bürgerenergiegesellschaften** sowie die **Innovationsausschreibungen** nicht zu streichen, sondern erforderliche Anpassungen vorzunehmen – [Punkte 3.1.7, 3.1.12, 3.5.1, 3.7](#)
- die **Digitalisierung des Ausschreibungsverfahrens** anzustoßen und eine **Frist für die Bekanntmachung der Zuschläge** festzulegen – [Punkt 3.2.1](#)

- **Pönalisierung bei technischen Defekten erst ab Kenntnis/Kennenmüssen** der Anlagenbetreiberin und keine Pönalisierung bei Störungen der Fernsteuertechnik außerhalb des Einflussbereichs der Anlagenbetreiberinnen – [Punkt 3.2.3](#)
- **technische Vorgaben weiterzuentwickeln** und die Anlagenbetreiberinnen⁶ beispielsweise vor unverschuldeter Pönalisierung im Hinblick auf die BKN-Ausstattung zu schützen – [Punkt 3.12](#)
- die **Realisierungsfrist den aktuellen Gegebenheiten anzupassen** (zumindest aber die Pönalfrist an die 36 Monate anzupassen) und eine Verlängerungsmöglichkeit auch im Falle von Lieferengpässen oder Verkehrsbeeinträchtigungen vorzusehen – Punkte [3.2.3](#) und [3.2.4.4](#)
- die **Duldungspflicht zur Verlegung von Leitungen und zur Überfahrt auf Privatgrundstücke** auszuweiten und die steuerliche Benachteiligung von Windenergieflächen im Erb- und Betriebsübergang zu beseitigen – [Punkt 3.16](#)

⁶ Da es sich bei den Anlagenbetreiberinnen, Netzbetreiberinnen etc. um juristische Personen handelt, wird das Femininum verwendet.

3 Im Einzelnen

Die nachfolgende Kommentierung betrifft Artikel 1 des Gesetzentwurfs, der die Änderung des EEG zum Gegenstand hat.

3.1 Ausschreibungsdesign – Regelungen im Gesetzentwurf

3.1.1 Zu Nr. 22: Umsetzung der EU-Vorgabe für zweiseitige Differenzverträge, § 21d f.-Entwurf (u. a.) –Anpassungen erforderlich

Das EU-rechtlich in der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung vorgesehene Instrument der „Contracts for Difference“ (CfD) wird umgesetzt und insbesondere in § 21d, e Anlage 1 Nr. 4.1. und 4.2, § 23a, § 25, 26, § 27, § 51a, § EEG-Entwurf (EEG-E) geregelt.

Nach § 21d Absatz 1 Satz 1 EEG-Entwurf müssen Anlagenbetreiberinnen künftig einen sogenannten Refinanzierungsbeitrag (RB) an die Netzbetreiberinnen zahlen, wenn der Jahresmarktwert höher ist als der anzulegende Wert.

Der RB ist **je eingespeister kWh** zu leisten, also **produktionsbasiert**. Er wird unabhängig davon erhoben, ob das Einspeiseverhalten durch positiven oder negativen Redispatch veranlasst wird. Dies gilt auch für zuvor zwischengespeicherte Strommengen (Verweis auf § 19 Abs. 3–3b), sowie für Strommengen, die Zuschlag um bis zu 15 % übersteigen („§ 22 Absatz 2 Satz 1, zweiter Halbsatz sind entsprechend anzuwenden“). **Ausgenommen sind Biomasseanlagen und Anlagen unter 100 KW sowie Unternehmen in Schwierigkeiten (UiS)** (§ 21d Absatz 2 EEG-Entwurf). Die Vorgabe eines produktionsabhängigen Abschöpfungsmechanismus bewertet der BWE grundsätzlich positiv.

Auf die zu erwartenden RB-Zahlungen sind **monatlich Abschläge in angemessenem Umfang** zu zahlen (wie bisher auch auf Marktprämie). Laut Gesetzesbegründung wird mit dem „angemessenen Umfang“ bewusst eine offene Formulierung gewählt, um in der Praxis ausreichend Raum für einen interessensgerechten Vollzug zu lassen. Dies **lässt insbesondere Raum für unterjährige Verrechnungen zwischen den einzelnen Monatstranchen durch die Netzbetreiberin**. Die Höhe der Abschläge kann insbesondere anhand des Jahresmarktwertes des Vorjahres oder des Monatsmarktwertes des Vormonats bestimmt werden.

Gemäß der Anlage 1 Nr. 4.1 Entwurf (Berechnung des RB), wird die Höhe des Refinanzierungsbeitrags **jährlich berechnet**. Die Berechnung erfolgt **rückwirkend** anhand des für das jeweilige Kalenderjahr tatsächlich berechneten Jahresmarktwerts und unter Anwendung der Formel **RB = JW (Jahresmarktwert) – AW (anzulegenden Wert)**. Ergibt sich bei der Berechnung ein Wert kleiner null, wird der Wert „RB“ mit dem Wert null festgesetzt.

In der **Anlage 1 Nr. 4.2** sind die Regelungen zur **Anpassung des Refinanzierungsbeitrags in Zeiten geringer Markterlöse** geregelt. Für **Viertelstunden** eines Kalenderjahres, in denen der Spotmarktpreis gleich oder kleiner des RB und dem Mindesterlös ist, greift die angepasste Berechnung **RBangepasst = Spotmarktpreis – Mindesterlös**.

Als Wert ist „**Mindesterlös**“ in Cent pro Kilowattstunde bei direktvermarktetem Strom aus Windenergie an Land der Wert **1 Cent pro Kilowattstunde** anzulegen. Ergibt sich bei der Berechnung ein Wert kleiner null, wird der Wert „RBangepasst“ mit dem Wert null festgesetzt. Laut der Gesetzesbegründung soll der Mindesterlös die laufenden Kosten der Anlagenbetreiberinnen decken. Sonst bestehe ggf. kein Anreiz,

weiter einzuspeisen und es würde abgeschaltet. Der Mindesterloß gewährleistet also, dass die Einspeisung auch in Abschöpfungsjahren mit niedrigen positiven stündlichen Spotmarktpreisen wirtschaftlich bleibt. Zusätzlich hat die Bundesnetzagentur die Möglichkeit, den Mindesterloß zu erhöhen, § 85 Absatz 2 Nummer 8 EEG-Entwurf.

Gemäß § 27 EEG-Entwurf können die Netzbetreiberinnen den RB mit dem Anspruch der Anlagenbetreiberinnen auf Marktprämie **aufrechnen, ohne dass die RB-Ansprüche unbestritten oder rechtskräftig** festgestellt sein müssen. **Hier geht es um gegenläufige Ansprüche aus unterschiedlichen Jahren.** Denn unterjährig solle bereits im Rahmen des „angemessenen Umfangs“ der Abschlagszahlungen verrechnet werden, vgl. obige Ausführungen.

Die neue Zahlungspflicht soll für **alle geförderten Neuanlagen** nach dem EEG 2027 gelten, also für **Ausschreibungsanlagen** (Absatz 1 Satz 1 Nr. 1) sowie für Anlagen, für die eine Erklärung nach § 19 Absatz 2 abgegeben wurde (z. B. **Bürgerenergiegesellschaften**, vgl. Absatz 1 Satz 1 Nr. 2).

Gemäß des neuen § 99a EEG-Entwurfs soll das BMWF bis zum 31. Juli 2029 untersuchen, welche Wechselwirkungen zwischen Abschöpfungsmechanismus und den nachgelagerten Märkten bestehen und ob dadurch Wettbewerbsverzerrungen entstehen.

Die Einnahmen durch den Refinanzierungsbeitrag fließen in das EEG-Konto, vgl. § 14 Satz 1 Nr. 4 des Entwurfs zum Energiefinanzierungsgesetz (Artikel 6 des Gesetzentwurfs).

3.1.1.1 Marktwertkorridor ergänzen

Ein Marktwertkorridor ist nicht vorgesehen. Wie eingangs dargestellt, wird also alles über dem anzulegenden Wert direkt abgeschöpft. Dies kritisiert der BWE deutlich. Vor dem Hintergrund, dass ein Korridor im Übrigen auch im Strompreisbremsengesetz vorgesehen war, erschließt sich nicht, warum dieser beim CfD nun nicht umgesetzt werden soll. **Ein Marktwertkorridor sollte unbedingt ergänzt werden,** damit marktliche Anreize beim Betrieb der Anlagen nicht gänzlich eliminiert werden. Zudem wird den Anlagenbetreiberinnen und Finanziererinnen hierdurch genügend Sicherheit geboten und Risiken können anlagenspezifisch abgeschätzt werden. Die Ergänzung der gleitenden Marktprämie um einen Marktwertkorridor ist notwendig, um markt- und netzdienliche Anlagentechniken refinanzieren zu können und ein ausgewogenes Kosten-Nutzen-Verhältnis zu gewährleisten. So können Prognoseunsicherheiten bei der Gebotskalkulation abgesichert werden. Insbesondere würde durch einen Korridor auch das **marktliche Handeln der Anlagenbetreiberinnen als Ziel des EEG weiter gefördert**, was der Erfüllung der klaren europarechtlichen Anforderungen aus Artikel 19d Absatz 2 lit. a) Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (2019/943) dient. Andernfalls würde der Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen durch den CfD wieder weiter vom Markt weggedrückt und EE-Anlagenbetreiberinnen wären von Anreizen isoliert, systemintegrierend zu bauen und zu betreiben. Ein Marktwertkorridor in Höhe von 15% des Zuschlagswert der Anlagen ist angemessen.

Schließlich ist der Marktwertkorridor im CfD-Rahmen auch mit Unionsrecht vereinbar.

Der Rechtsrahmen für die Bewertung des Marktwertkorridors im CfD-Rahmen ergibt sich insbesondere aus Artikel 4 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED)⁷, Artikel 19d der Elektrizitätsbinnenmarkt-

⁷ [Richtlinie \(EU\) 2018/2001](#) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

Verordnung (EBM-VO)⁸ und den Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (KUEBLL)⁹ sowie dem Rahmen für staatliche Beihilfen zur Unterstützung des Deals für eine saubere Industrie (Beihilferahmen für den Deal für eine saubere Industrie) (CISAF)¹⁰ der EU-Kommission.

Die Gewährung von Beihilfen in Form von CfDs ist ausdrücklich zulässig bzw. bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen muss diese nach dem CISAF sogar in der Form von zweiseitigen Differenzverträgen erfolgen.¹¹ Diese CfDs müssen im Einklang mit Artikel 19d EBM-VO ausgestaltet sein und ihre Höchstlaufzeit darf höchstens 25 Jahre ab Inbetriebnahme betragen.¹²

Das Unionssekundärrecht gibt mit Artikel 4 RED und Artikel 19d EBM-VO einen allgemeinen Rahmen und Gestaltungsgrundsätze der Förderregelungen für EE in Form von CfDs vor. Innerhalb dieses Rahmens haben die Mitgliedsstaaten Ausgestaltungsspielraum.¹³ Artikel 19d EBM-VO macht weitere, allgemein gehaltene Vorgaben zur Ausgestaltung von CfDs. Absatz 2 lautet:

„Direkte Preisstützungssysteme in Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen werden so gestaltet, dass

a) für Stromerzeugungsanlagen weiterhin Anreize für einen effizienten Betrieb und eine effiziente Teilnahme an den Elektrizitätsmärkten bestehen, insbesondere um die Marktbedingungen widerzuspiegeln,

b) jegliche verzerrende Wirkung der Förderregelung auf Betriebs-, Dispatch- und Wartungsentscheidungen der Stromerzeugungsanlage oder auf das Bieterverhalten auf den Day-Ahead-, Intraday-, Systemdienstleistungs- und Regelreservemärkten vermieden wird,

c) die geschützte Mindestvergütung und die Obergrenze für überhöhte Vergütungen auf die Kosten der neuen Investition und die Markteinnahmen abgestimmt sind, um die langfristige wirtschaftliche Tragfähigkeit der Stromerzeugungsanlage zu gewährleisten, wobei ein übermäßiger Ausgleich zu vermeiden ist,

d) unangemessene Wettbewerbs- und Handelsverzerrungen auf dem Binnenmarkt vermieden werden, insbesondere indem die Vergütungsbeträge im Rahmen eines offenen, klaren, transparenten und diskriminierungsfreien wettbewerblichen Angebotsverfahrens festgelegt werden; in Fällen, in denen kein solches wettbewerbliches Angebotsverfahren durchgeführt werden kann, werden zweiseitige Differenzverträge oder gleichwertige Systeme mit denselben Auswirkungen und die geltenden Ausübungspreise so gestaltet, dass die Verteilung von Einnahmen an Unternehmen nicht zu unnötigen Verzerrungen des Wettbewerbs und des Handels im Binnenmarkt führt,

e) Wettbewerbs- und Handelsverzerrungen auf dem Binnenmarkt vermieden werden, die sich

⁸ [Verordnung \(EU\) 2019/943](#) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

⁹ [Mitteilung der Kommission, Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022](#), (2022/C 80/01).

¹⁰ [Mitteilung der Kommission, Rahmen für staatliche Beihilfen zur Unterstützung des Deals für eine saubere Industrie \(Beihilferahmen für den Deal für eine saubere Industrie\)](#), C/2025/3602.

¹¹ KUEBLL Nr. 121; CISAF Rn. 65f.

¹² CISAF Rn. 66.

¹³ Leitlinien CfD, S. 8.

aus der Verteilung von Einnahmen an Unternehmen ergeben,

f) sie **Klauseln über Vertragsstrafen enthalten**, die bei einer einseitigen vorzeitigen Beendigung des Vertrags anwendbar sind.“

Konkrete Vorgaben zu einem Korridor sind nicht enthalten bzw. sind auch nicht ausdrücklich verboten. Aus den Leitlinien der Kommission zum CfD sagt die Kommission ausdrücklich, dass viele Gestaltungsoptionen möglich sind und dass die Ausgestaltung sich fortlaufend entwickelt. Es wird ausdrücklich erwähnt, dass die Mitgliedstaaten auch andere Ausgestaltungsmöglichkeiten wählen dürfen, auch wenn diese keine Erwähnung in den Leitlinien finden, solange sie mit sonstigem Unionsrecht (Beihilfen- und Sekundärrecht) vereinbar sind. Zu CfD mit Marktwertkorridor sagt die Kommission in Fußnote 14:

*„Eines der in der Literatur erörterten Modelle zweiseitiger Differenzverträge sieht die Verwendung eines **Preiskorridors** vor, der durch zwei Ausübungspreise begrenzt wird, eine Untergrenze und eine Obergrenze; innerhalb dieses Korridors verkauft der Betreiber zu Marktpreisen.“¹⁴*

Ein CfD mit Marktwertkorridor ist beihilfenrechtlich zulässig, sofern die Anforderungen an das einschlägige Sekundärrecht eingehalten werden (vgl. Artikel 19d Absatz 3 EBM-VO). Die Vorgaben des Artikel 4 der RED, welche nur Gestaltungsgrundsätze für Förderregeln von EE-Anlagen enthalten, sind mit CfDs generell erfüllt. CfDs sind nämlich nach Intention der Kommission das zu wählende Förderinstrument, wie sich aus den beihilferechtlichen Leitlinien ergibt. Aus den Leitlinien zum CfD ergibt sich ein weiter Ausgestaltungsspielraum der Mitgliedstaaten und durch die Fußnote werden CfD mit Marktwertkorridor erwähnt. Sie werden nicht ausdrücklich abgelehnt, sondern werden als eine mögliche Ausgestaltungsoption gesehen. Die Grundsätze des Artikel 19d EBM-VO müssen in der jeweiligen Ausgestaltung eingehalten werden.

Ein Marktwertkorridor widerspricht diesen nicht. Indem ein Marktwertkorridor Preissignale ermöglicht, fördert er vielmehr das Erfordernis aus Artikel 19d Absatz 2 a) EBM-VO, nämlich Anreize für effizienten Betrieb und die Marktteilnahme im CfD zu erhalten. CfDs mit Marktwertkorridor können das Bieterverhalten beeinflussen den Wettbewerb in den EEG-Ausschreibungen verschärfen und beinhalten gewisse Preisrisiken,¹⁵ Dies widerspricht aber nicht den Grundsätzen des Artikel 19d Absatz 2 EBM-VO, da Marktmechanismen gerade gestärkt und über die Ausschreibungsteilnahme hinaus auch für die Betriebszeit der Anlagen erhalten werden. **Letztlich kommt es auf die konkrete Ausgestaltung des Marktwertkorridors im CfD-Rahmen an, welcher die Grundsätze in Artikel 19d Absatz 2 EBM-VO einhalten muss.**

3.1.1.2 Abschöpfung auf 90 Prozent beschränken

Konkret schlagen wir für einen EU-rechtskonformen Abschöpfungsmechanismus also vor, nicht 100 Prozent, sondern 90 Prozent von dem abzuschöpfen, was den anzulegenden Wert zzgl. 3 ct/kWh Marktwertkorridor übersteigt. Die Abschöpfung von 90 Prozent der Erlöse oberhalb der Schwelle ist sachgerecht einerseits, um auch oberhalb des Marktwertkorridors Marktmechanismen zu erhalten und

¹⁴ Leitlinien CfD, S. 27 (Hervorhebung durch Verfasserin).

¹⁵ Research Report, RSC/FSR, Robert Schuman Centre, Florence School of Regulation, European University Institute, S. 20. [\[.PDF\]](#)

spiegelt außerdem mit dem Strompreis steigende Kostenrisiken in der Direktvermarktung wieder. Denn bei hohen Strompreisniveaus (wie 2022) erhöhen sich die Ausgleichsenergiepreise deutlich. Diese relativen Risiken für die Marktwertdifferenzen und Ausgleichsenergiekosten werden in die Dienstleistungsentgelte der Direktvermarkter eingepreist. Zudem würde es sich nicht um eine Erhöhung der EEG-Subventionen handeln, sondern lediglich um eine geringfügige Minderung der Abschöpfungseinnahmen. Diese würde aber durch Senkung der Netz- und Systemkosten durch innovative Flexibilisierungsmaßnahmen überkompensiert. Mit diesem Mittel kann verhindert werden, dass der CfD für steigende Strompreise einen (kleinen, aber paradoxen) negativen Einspeiseanreiz für Zeiten mit hohen Marktpreisen setzt.

3.1.1.3 Abschöpfung in der sonstigen Direktvermarktung auf reale Erlöse beziehen

Zur Vermeidung des Risikos, dass bei stark steigenden Spotmarktpreisen die Abschöpfung den per PPA erlösten Betrag ggfs. sogar übersteigen kann, spricht sich der BWE dafür aus, die Abschöpfung für PPA-Anlagen auf die PPA-Erlöse zu beziehen. Dies begegnet diesem „Abschöpfungsrisiko“, bedeutet aber gleichzeitig, dass Erlöse nur dann beim Anlagenbetreiber verbleiben, wenn Marktwertkorridor und 90-prozentige Abschöpfung ebenfalls umgesetzt werden, die Forderungen sind daher als Gesamtforderung zu verstehen.

3.1.1.4 CfD und Sonstige Direktvermarktung

3.1.1.4.1.1 Abschöpfung in der sonstigen Direktvermarktung, § 21d Absatz 2 Satz 2 EEG-Entwurf

Nach § 21d Absatz 2 Satz 2 des EEG-Entwurfs erstreckt sich die **Zahlungspflicht** der Anlagenbetreiberin gegenüber der Netzbetreiberin nach § 21d Absatz 1 **auch auf Strommengen, die im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung veräußert werden**. Damit würden künftig auch solche Strommengen von der Abschöpfung erfasst, die zwar nicht gefördert werden, aber grundsätzlich förderfähig sind, da sich die Anlage im Förderregime befindet.

Ziel dieser Regelung ist es, Umgehungsmöglichkeiten zu verhindern – insbesondere den Wechsel in die sonstige Direktvermarktung in Phasen hoher Strompreise, um die Abschöpfung zu vermeiden.

3.1.1.4.1.2 Einmaliges Hinauswechseln nach § 21e EEG-Entwurf

Gemäß § 21e EEG-Entwurf sollen Anlagenbetreiberinnen nur innerhalb der ersten zehn Jahre mit der gesamten geförderten Strommenge aus dem EEG aussteigen können. Ein teilweiser Wechsel ist nicht möglich. Der Wechsel ist außerdem mit einem endgültigen Verzicht auf die Förderung per Marktprämie verbunden. Mit der Begrenzung auf die ersten zehn Jahre soll laut Gesetzesbegründung verhindert werden, dass insbesondere am Ende der Förderdauer vom Wechsel Gebrauch gemacht wird, wenn aufgrund der Marktentwicklung mit höheren Strompreisen und somit Abschöpfungsjahren zu rechnen sei.

3.1.1.4.1.3 BWE-Position

Ein Rückwechsel von PPA in die geförderte Direktvermarktung ist unter dem EEG 2023 problemlos monatlich möglich, einige Anlagenbetreiberinnen vermarkten ihren förderfähigen Strom daher

zeitweise über PPAs. Zusatzeinnahmen aus Herkunftsnachweisen stehen hierbei zusätzlichem Vermarktungsaufwand gegenüber. Im Entwurf des EEG 2027 hingegen unterliegen auch Anlagen in PPA der Abschöpfung, solange sie nicht einmal und endgültig aus der Förderung herausgewechselt haben.

Diese geplanten Regelungen zur sonstigen Direktvermarktung setzen jedoch erhebliche Fehlanreize. Sie würden die PPA-Vermarktung außerhalb des seltenen Sonderfalls des Ü20-Segments faktisch weitgehend zum Erliegen bringen und damit ein zentrales Instrument marktbasierten Handels schwächen – obwohl die EEG-Novelle ausdrücklich dessen Stärkung zum Ziel hat, das auch im Koalitionsvertrag festgeschrieben ist. Die Erlöse aus Herkunftsnachweisen allein reichen nicht aus, um den Wegfall der Flexibilität des Wechsels auszugleichen. Anlagenbetreiberinnen hätten künftig kaum noch Anreize, zeitweise oder anteilig in die sonstige Direktvermarktung zu wechseln. Da sich der Abschöpfungsbetrag nach dem Jahresmarktwert kalkuliert, sich der tatsächliche Erlös aber aus dem PPA-Vertrag ergibt, kann in Hochpreisjahren die Abschöpfung deutlich höher liegen als die PPA-Erlöse, so dass durch die Stromeinspeisung Verluste möglich sind. Dieses Abschöpfungsrisiko ist von großer Bedeutung und für Anlagen, die dem EEG 2027 unterliegen vielleicht nicht überwindbar, wenn nicht die erwähnten Anpassungen für den Marktwertkorridor, die Abschöpfungsquote und die Bezugswert für PPA-Abschöpfung erfolgen (Punkte 3.1.1.1 bis 3.1.1.3 der Stellungnahme).

Die dem Entwurf zugrundeliegende Annahme, dass eine Entwicklung hin zu höheren Strompreisen stattfindet, ist aufgrund der unsicheren **Marktentwicklung nicht verlässlich prognostizierbar**. Die zeitliche Beschränkung des Herauswechsels aus dem CfD für 10 Jahre kann Investitionsentscheidungen negativ beeinflussen, da Betreiberinnen bereits bei Gebotsabgabe langfristige Vermarktungsstrategien festlegen müssten, um spätere Marktentwicklungen angemessen berücksichtigen zu können. Da dies kaum möglich ist, müssen Anlagen trotz einer erheblichen Nachfrage nach PPA-Grünstrom ausschließlich auf Grundlage des EEG wirtschaftlich geprüft und finanziert werden, was dem Bekenntnis der Regierungsparteien zu mehr Markt bei den Erneuerbaren diametral entgegensteht. Die Regelung schafft somit eine zusätzliche nationale Sonderbeschränkung ohne erkennbaren energie- oder beihilferechtlichen Zwang und kann damit die Wettbewerbsfähigkeit sowie die Marktintegration Erneuerbarer Energien unnötig beeinträchtigen.

Anlagen sind nach 10 Jahren ferner nicht ausfinanziert, da typische Refinanzierungszeiträume aktuell ca. 20 Jahre betragen und gleichzeitig ist der **Abschluss sehr langfristiger PPA (10+ Jahre) im Markt kein Standard. Das endgültige Verlassen des CfD ist nach aktuell geplanter Ausgestaltung des CfD daher keine attraktive Option und kann insbesondere bei der wettbewerblichen Ermittlung der Marktpremie nicht berücksichtigt werden. Zudem stellt sich die Frage, ob Banken, ohne die durch das EEG gewährte Investitions- und Erlössicherheit, weiter Projekte überhaupt finanzieren. Bei Insolvenz der PPA-Partnerin wären die Einnahmen nicht mehr gesichert.**

Auf dem Weg zur Dekarbonisierung ist der industrielle Mittelstand auf den Strom aus Windenergie angewiesen. Der Industrieller Mittelstand kann aber nur Vertragsbeziehungen von 3-4 Jahre eingehen. Längerfristige Bindungen an einen Stromproduzenten über einen PPA sind dem industriellen Mittelstand nicht möglich. So spiegelt es unsere Mitgliedschaft einheitlich. Die nur einmalige Wechselmöglichkeit innerhalb der ersten 10 Jahre spiegelt dieses Bedürfnis des industriellen Mittelstandes nicht ab. Insbesondere vor dem Hintergrund des anvisierten Hochlaufs der Industrie wird die Versorgung des industriellen Mittelstandes mit Windstrom über PPA immer weiter an Bedeutung gewinnen. Dies erkennt auch die Bundesregierung in ihrer [Chemieagenda](#) und der

[Rechenzentrumstrategie](#) an. Es muss daher eine 4jährige Wechselmöglichkeit aus dem CfD und inklusive Abschöpfung in PPA mit Rückkehroption nach dieser Zeit umgesetzt werden.

Auch unter Berücksichtigung des Unionsrechts, ist diese Wechselmöglichkeit zulässig. Wechselmöglichkeiten aus dem CfD in PPA werden in den Leitlinien der Kommission zum CfD und in Artikel 19d EBM-VO nicht ausdrücklich thematisiert. Dies ist bemerkenswert, da schon bisherige mitgliedsstaatliche Fördermodelle Wechselmöglichkeiten zwischen der geförderten und ungeförderten Vermarktungsoptionen vorgesehen haben und solche Optionen auch bei der Ausgestaltung des CfD naheliegen.

Jedoch liegt mit Artikel 19a Absatz 5 EBM-VO eine rechtliche Vorgabe vor:

*„(5) Bei Förderregelungen für Strom aus erneuerbaren Quellen besteht für Projekte, bei denen **ein Teil des Stroms für den Verkauf im Rahmen eines Strombezugsvertrags über Strom aus erneuerbaren Energiequellen oder anderer marktbasierter Vereinbarungen reserviert ist, die Möglichkeit zur Teilnahme**, sofern diese Teilnahme den Wettbewerb **auf dem Markt nicht negativ beeinträchtigt**, insbesondere wenn die beiden an dem Strombezugsvertrag beteiligten Parteien von derselben Einrichtung kontrolliert werden.“*

Danach können Anlagen mit Teilmengen ihrer Stromerzeugung gleichzeitig an PPA und geförderte Stromabnahme teilnehmen, solange dem Risiko für Marktverzerrungen begegnet wird, welche gemäß Artikel 19a Absatz 5, 2. Halbsatz EBM-VO auszuschließen sind. Die Leitlinien erkennen das an und machen praktische Empfehlungen zur Vermeidung solcher Marktverzerrungen.¹⁶ Wegen der Vergleichbarkeit der Sachverhalte ist es möglich, aus den Empfehlungen der Kommission in den Leitlinien für parallele PPA auch Wertungen für serielle PPA, also Wechselmöglichkeiten zwischen CfD und ziehen.

Denn auch für serielle PPA muss, genau wie für die erwähnten parallelen PPA, eine Abwägung vorgenommen werden, wie Marktmechanismen erhalten bleiben sollen (das Erfordernis, Marktmechanismen zu erhalten aus Artikel 19d Absatz 2 a) EBM-VO (siehe oben) gilt auch hier) und eine Marktverzerrung ausgeschlossen werden kann. Dieses allgemeine Erfordernis ergibt sich aus Artikel 19d Absatz 2 d) und e) EBM-VO auch für serielle PPA, wobei durch die wettbewerbliche Ermittlung der Marktprämie bereits eine wesentliche Voraussetzung eingehalten ist. Im Gegensatz zum in den Leitlinien erwähnten Fall liegt die Teilförderung bei seriellen PPA nicht in geförderten *Teilmengen*, sondern in *Teilzeiten* der Erzeugung, was im Hinblick auf die Ziele des CfDs und der EBM-VO jedoch einer Vergleichbarkeit nicht entgegensteht.

Da die Leitlinien für parallele PPA verschiedene Lösungsmöglichkeiten vorsehen, Marktverzerrungen zu begegnen, etwa indem das PPA-Volumen durch die Anlagen ausgeschrieben wird, falls einzelne Abnehmer zu große Marktmacht entwickeln oder indem der Staat die PPA-Mengen selbst weitervermarktet, **dürften auch serielle PPA zumindest dann genehmigungsfähig sein, wenn der von ihnen ausgehende Gefahr von Marktverzerrungen durch geeignete Mittel effektiv begegnet werden kann.**

¹⁶ Leitlinien CfD, S. 21ff.

Dies ist möglich, denn im Gegensatz zu den zusätzlichen Sicherheiten, die Anlagen mit einer Teilförderung auf dem PPA-Markt risiko- und damit preisreduzierend zugutekommt, sind Anlagen in einem seriellen PPA während der ungeforderten Zeiten dem vollen Marktrisiko ausgesetzt und können somit nur geringere Vorteile aus der Sicherheit einer (teilweisen) Förderung ziehen, **solange ausreichend bemessene Mindestzeiträume für den Wechsel in PPA vorgesehen sind**. Denn für diese Zeiten müssen die Anlagen sich selbst am Markt behaupten und können, im Gegensatz zu parallelen PPAs nicht auf Mindesterlöse durch Förderung hoffen. Ein zu benachteiligender Markt von reinen PPA-Anlagen besteht für die Windenergie ohnehin nicht, da PPA nicht über die Laufzeiten verfügen, die eine mit dem EEG vergleichbare Finanzierungssicherheit bedeuten. Wenn über serielle PPA nachgedacht wird, bedeutet das für die Windenergie daher die Schaffung eines neuen Marktes, nicht die Integration von Windenergieanlagen in einen bestehenden „Greenfield-PPA-Markt“, sodass auch aus diesem Gesichtspunkt das Marktverzerrungsrisiko reduziert ist.

Bei der Ausgestaltung der Mindestzeiträume muss abgewogen werden, dass kurze Mindestzeiträume PPA-Strom für eine Vielzahl von potenziellen Abnehmern verfügbar macht, denn gerade kleinere und mittlere Unternehmen können allzu langfristige Zahlungsverpflichtungen nicht wirtschaftlich eingehen. Gleichzeitig sind kurze Mindestlaufzeiten eher dazu geeignet, kurzfristige Markteffekte mitzunehmen und PPA als Optimierungsinstrument gegen die Abschöpfung aus dem CfD einzusetzen. Der Markt für langfristige PPA-Laufzeiten, etwa über die zehn Jahre, die nach dem aktuellen EEG-Entwurf etwa nötig wären, um die Ausstiegsoption nutzbar zu machen, ist hingegen marginal, da selbst große Unternehmen solche Zahlungsverpflichtungen regelmäßig nicht eingehen können und möchten.

Eine Mindestlaufzeit von 4 Jahren für Wechsel aus dem CfD in PPA-Verträge erscheint daher als sinnvoller Mittelweg, um solches „Cherry-Picking“ zu verhindern und gleichzeitig praxistaugliche PPA-Laufzeiten zu ermöglichen und damit dem Bedürfnis des industriellen Mittelstand gerecht zu werden . Unter Zugrundelegung der Wertungen aus der EBM-VO und den CfD-Leitlinien der Kommission wäre in diesem Fall auch die beihilferechtliche Genehmigungsfähigkeit gegeben.

Zudem ist die nur jährliche (Heraus-)Wechselmöglichkeit unnötig unflexibel. Wenn es das Ziel ist, möglichst viele Anlagen ohne Förderung zu haben, sollte man hier die Möglichkeit bieten, kurzfristige Opportunitäten mitzunehmen, immerhin gibt man dafür ja auch den Förderanspruch auf. Ein Wechsel **zum nächsten oder übernächsten Monatsersten sollte möglich sein** bzw. analog zu den Fristen die in der Direktvermarktung gelten (vgl. §21b Abs. 1 Nr. 2, erster Kalendertag des Monats).

Rosinenpickerei muss vermieden werden, die geplanten Schranken gehen jedoch am Marktgeschehen vorbei. Eine deutliche Verbesserung des gesetzlichen Rahmens für PPA scheint möglich und dürfte in jedermanns Interesse liegen.

3.1.1.5 Konkreter Gesetzesvorschlag

Konkret: Der BWE schlägt folgende Änderungen im EEG vor (**Text neu in fett**):

”

§ 21d

Zahlungspflicht im Rahmen der Marktprämie

(1) Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung ab 100 Kilowatt sind verpflichtet für Kalenderjahre, in denen **der Jahresmarktwert oder bei Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung der durchschnittliche reale Erlös**, über dem für die Anlage im jeweiligen Kalenderjahr geltenden anzulegenden Wert, **zuzüglich 15 % des Zuschlagswertes der jeweiligen Anlage liegt (Abschöpfungsschwellenwert)**, für jede Kilowattstunde des in einem solchen Kalenderjahr in der Anlage erzeugten und in das Netz eingespeisten Stroms einen Refinanzierungsbeitrag an den Netzbetreiber zu zahlen, soweit für die Anlage

1. ein wirksamer Zuschlag vorliegt oder
2. der Anlagenbetreiber eine nach § 20 Absatz 2 erforderliche Mitteilung vorgenommen hat.

Die Pflicht zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags besteht **bei Vorliegen der Voraussetzungen nach Satz 1 auch für tatsächlich eingespeisten Strom**, den die Anlagenbetreiber im Rahmen der Direktvermarktung mit Marktprämie nach § 21b Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 oder der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a veräußern, ~~wenn die Voraussetzung aus Satz 1 vorliegen~~, **mit der Maßgabe, dass anstelle des Jahresmarktwertes die durchschnittlichen realen Erlöse aus der sonstigen Direktvermarktung treten.**

§ 21e

Wegfall des Refinanzierungsbeitrags bei Verzicht auf die Marktprämie

Wenn Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber in Textform mitteilen, dass sie für den in der Anlage erzeugten Strom **dauerhaft für einen bestimmten Zeitraum von mindestens vier Jahren** keine Förderung nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 mehr in Anspruch nehmen werden, entfällt ab dem ersten Kalendertag des ~~Folgejahres~~ **Folgemonats** der Mitteilung

1. der Anspruch auf Zahlung der Marktprämie nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 und
2. die Pflicht zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach § 21d Absatz 1

für den jeweils angegeben Zeitraum von mindestens vier Jahren.

Die Mitteilung kann **jeweils** zum ersten eines Kalendermonats ~~einmalig~~ erfolgen und beliebig oft wiederholt werden. Im Fall von § 40 Absatz 3 kann die Mitteilung nach Satz 1 auf den Leistungsanteil der Wasserkraftanlagen beschränkt werden, der der Leistungserhöhung nach § 40 Absatz 2 Satz 1 oder Satz 2 zuzurechnen ist.“

§ 23a

Besondere Bestimmung zur Höhe der Marktprämie und des Refinanzierungsbeitrags

Die Höhe des Anspruchs auf die Marktprämie nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 und die Höhe des Refinanzierungsbeitrags nach § 21d Absatz 1 werden nach Anlage 1 berechnet.

Anlage 1 zu § 23a

Höhe der Marktprämie und des Refinanzierungsbeitrags

1.	Begriffsbestimmungen
Im Sinn dieser Anlage ist	
–	„AW“ der anzulegende Wert unter Berücksichtigung der §§ 19 bis 54 in Cent pro Kilowattstunde, in den Fällen des § 23c ist dies der Gesamtwert für eine Anlage,
	„ASW“ der Abschöpfungsschwellenwert in Cent pro Kilowattstunde. Er errechnet sich aus dem anzulegenden Wert zuzüglich 15% des Zuschlagswertes von Anlagen, die in einer Ausschreibung im Sinne der §§ 28 bis 39q teilgenommen haben, bzw. des gemäß §§ 40 bis 49 gesetzlich ermittelten anzulegenden Wertes, jedoch ohne Modifikation gemäß § 36h Abs. 1, für Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird.
–	„JW“ der jeweilige Jahresmarktwert in Cent pro Kilowattstunde,
–	„MW“ der jeweilige Monatsmarktwert in Cent pro Kilowattstunde,
–	„MP“ die Höhe der Marktprämie nach § 23a in Cent pro Kilowattstunde,
–	„RB“ die Höhe des Refinanzierungsbeitrags nach § 23a in Cent pro Kilowattstunde
–	„RB _{angepasst} “ die Höhe des in Zeiten geringer Markterlöse angepassten Refinanzierungsbeitrags in Cent pro Kilowattstunde
	„dEW“ der in einem bestimmten Kalenderjahr durchschnittlich pro Kilowattstunde erzielte Erlös aus sonstiger Direktvermarktung
[...]	[...]
4	Berechnung des Refinanzierungsbeitrags anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwerts oder realer Erlöse
4.1	Berechnungsgrundsätze
	Die Höhe des Refinanzierungsbeitrags wird jährlich berechnet. Die Berechnung erfolgt rückwirkend an-hand des für das jeweilige Kalenderjahr tatsächlich berechneten Jahresmarktwerts.
	Die Höhe des Refinanzierungsbeitrags in Cent pro Kilowattstunde gefördert direkt vermarkteten und tatsächlich eingespeisten Stroms wird nach der folgenden Formel berechnet: $RB = (JW - ASW) \times 0,9$
	Die Höhe des Refinanzierungsbeitrags in Cent pro Kilowattstunde sonstig direkt vermarkteten und tatsächlich eingespeisten Stroms wird nach der folgenden Formel berechnet: $RB = (dEW - ASW) \times 0,9$
	Ergibt sich bei der Berechnung ein Wert kleiner null, wird der Wert „RB“ mit dem Wert null festgesetzt.

”

Zum weiteren notwendigen Abbau von Hemmnissen für PPA und einem konkreten Gesetzesvorschlag für ein Absicherungsinstrument für marktlich finanzierte Erzeugungsanlagen Erneuerbarer Energien, siehe Punkt [3.8.6](#).

3.1.1.6 Übergangsregelung für Bürgerenergiegesellschaften vorsehen

Der Koalitionsvertrag spricht Bürgerenergie ausdrücklich an und zielt darauf ab, Menschen das aktive Mitgestalten der Energiewende zu ermöglichen. Dies muss sich im EEG 2027 widerspiegeln.

Die Übergangsbestimmung in § 100 Absatz 1 Nr. 1b EEG-Entwurf für Anlagen mit Zuschlag soll sicherstellen, dass Projekte, die noch unter den Rahmenbedingungen des EEG 2023 bis zur Umsetzungsreife entwickelt wurden, auch weiterhin unter diesen Rahmenbedingungen (ohne Abschöpfung) realisiert werden können: „Für die Bieter ist damit **grundsätzlich das Recht anzuwenden, dass (sic) zum Zeitpunkt des Gebotstermins galt**. Dies **ist sachgerecht**, weil die Bieter ihre Angebote auf der Grundlage dieser Rechtslage erstellen und insbesondere die **Wirtschaftlichkeitsberechnungen** für die Anlagen durchführen.“

Bürgerenergiegesellschaften (BEG) fallen jedoch nicht unter diese Regelung, da sie gemäß § 22 Absatz 2 Satz 2 Nr. 3 EEG-Entwurf von der Pflicht zur Teilnahme an Ausschreibungen befreit sind. Entsprechend würde hier gemäß § 100 Absatz 1 Nr. 1a EEG-Entwurf gelten, dass das EEG 2023 nur bei einer Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2027 weiter zur Anwendung kommt. Dies scheint indessen nicht sachgerecht, wenn auch hier die nachvollziehbar dargelegten Kriterien angelegt werden, wie sie sich aus der oben zitierten Passage für Ausschreibungsanlagen ergeben. Denn ebenso wie die Teilnahme an der Ausschreibung auf Grundlage der zu diesem Zeitpunkt geltenden Rechtslage und der darauf beruhenden Wirtschaftlichkeitsberechnung basiert, gilt dies auch für die unmittelbar vorgelagerte Entscheidung, statt der Teilnahme an der Ausschreibung von den Regelungen des § 22 Absatz 2 Satz 2 Nr. 3 EEG Gebrauch zu machen und lediglich eine Meldung nach § 22b Absatz 1 Nr. 1 und 2 EEG-Entwurf vorzunehmen. **Die Anlagen, die 2025 und 2026 als BEG-Anlagen an die BNetzA gemeldet wurden, haben ihre Wirtschaftlichkeitsberechnungen somit auf Grundlage des EEG 2023 (ohne Abschöpfung) vorgenommen.**

Ferner würde bei der Inbetriebnahme der BEG-Anlage im Jahr 2027 der anzulegende Wert weiterhin auf Ausschreibungen des Jahres 2025 basieren. Dies liegt daran, dass der **Vergütungsanspruch** gemäß § 46 Absatz 1 EEG **auf zurückliegende Ausschreibungen zurückgerechnet** wird. Diese Ausschreibungen wurden jedoch noch **unter der bisherigen Marktprämienlogik durchgeführt und spiegeln daher nicht die Gebotslogik eines symmetrischeren CfD-Regimes wider**, wie es der Entwurf ab 2027 vorsieht. Die betroffenen BEG würden damit einen anzulegenden Wert zugewiesen bekommen, der noch unter Marktprämienlogik ermittelt wurde, gleichzeitig aber bereits vollständig dem neuen CfD-Regime unterliegen.

Daher fordert der BWE eine Anpassung der Übergangsregelungen: Für BEG-Anlagen soll das EEG 2023 Anwendung finden, sofern die Meldung nach § 22b Absatz 1 EEG bis zum 31. Dezember 2026 erfolgt ist. § 100 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2027 sollte daher wie folgt um einen weiteren Buchstaben d) ergänzt werden:

„d) für die vor dem 1. Januar 2027 nach § 22b Absatz 1 Nummer 1 der Bundesnetzagentur mitgeteilt worden ist, dass sie als Windenergieanlagen an Land Anlagen einer Bürgerenergiegesellschaft sind,“

3.1.1.7 Übergangsregelungen für Zusatzgebote vorsehen

Wenn der **erste Zuschlag vor 2027 erteilt wurde und der Typwechsel mit Erhöhung über 15 % ebenfalls noch vor dem 1. Januar 2027 stattfindet, sollte auch ein Zusatzzuschlag gemäß § 36j EEG nach 2027 noch nach alter Rechtslage ohne Abschöpfung erteilt werden.** Der einzige Grund, warum die Projektiererin hier nicht schon im Jahr 2026 ein Zusatzgebot abgibt und damit unter die alte Förderregelung fällt, ist, dass dies gemäß § 36j EEG 2023 bisher erst nach Inbetriebnahme möglich ist. Wenn der Typwechsel aber schon im Jahr 2026 erfolgt, beruht auch die Wirtschaftlichkeitsberechnung noch auf der alten Rechtslage ohne Abschöpfung. Zudem würde die Abrechnung der verschiedenen Strommengen noch komplexer werden, als sie ohnehin bereits ist. In diesem Fall ist also auch eine Übergangsregelung gerechtfertigt, wonach Zusatzgebote, die auf einem Typwechsel im Jahr 2026 beruhen, noch unter das EEG 2023 fallen.

§ 100 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2027 sollte daher wie folgt um einen weiteren Buchstaben e) ergänzt werden:

„e) für die nach dem 1. Januar 2027 nach § 36j abgegebenen Zusatzgebot, wenn sie sich auf ein vor dem 01. Januar 2027 abgegebenes Gebot beziehen.“

3.1.1.8 Zur Nr. 18: Neue Mitteilungspflicht für Anlagen außerhalb von Ausschreibungen, § 20 Absatz 2-Entwurf – Klarstellung erforderlich

Gemäß dem neugefassten Absatz 2 von § 20 EEG-Entwurf besteht der Anspruch auf Marktprämie nur, wenn die Anlagenbetreiberin (deren Anspruch nicht über Ausschreibung ermittelt wird) spätestens sechs Monaten nach Inbetriebnahme gegenüber der Netzbetreiberin in Textform mitgeteilt hat, dass eine Förderung nach Absatz 1 (Marktprämie, Netzbetreiberabnahme) in Anspruch genommen werden soll.

Diese Meldung sei aufgrund der Abschöpfung in § 21d erforderlich. Andernfalls könnten Anlagenbetreiberinnen in den ersten Jahren nach Inbetriebnahme der Anlagen in die sonstige Direktvermarktung gehen und ggf. von hohen Strompreisen profitieren. Nach einem Hochpreisjahr könnten sie erstmals in die Direktvermarktung mit Marktprämie wechseln und erstmals Förderung in Anspruch nehmen. Damit könnte die Abschöpfung umgangen werden. Dies soll die Meldung i. S. m. § 21d verhindern.

Gemäß § 20 Absatz 2 Satz 2 EEG-Entwurf gilt die Mitteilungspflicht nicht für Anlagen, die einen Zuschlag erhalten haben. Denn durch die Teilnahme an der Ausschreibung und die Erteilung des Zuschlags wird bereits deutlich, dass für die Anlagen künftig eine Förderung in Anspruch genommen werden soll.

Diese Regelung ist vor allem für Bürgerenergiegesellschaften (BEG) von Bedeutung, die eine Vergütung nach dem EEG erhalten, ohne an Ausschreibungen teilzunehmen.

Auch aus der Gesetzesbegründung (S. 143) ergibt sich, dass **die Mitteilung** nach § 20 Absatz 2 Satz 1 EEG-Entwurf **nur für einen bestimmten Teil der installierten Leistung der Anlage abgegeben werden kann.** In diesem Fall besteht der Förderanspruch nach § 20 Absatz 1 Nummer 1 EEG-Entwurf nur für den Strom, der mit diesem Anteil der installierten Leistung erzeugt wird. **Auch die Abschöpfung erfolgt dann nur für diese Strommengen.** Das bedeutet, dass die BEG-Anlagen auch innerhalb der ersten sechs Monate nach Inbetriebnahme auch nur mit einem Teil des Stroms die sonstige Direktvermarktung ohne Abschöpfung nutzen können.

Unklar ist, ob auch Anlagen mit einem Zuschlag innerhalb von sechs Monaten nach Inbetriebnahme anteilig in die sonstige Direktvermarktung wechseln dürfen. Es ist nicht ersichtlich, warum diese Flexibilität für die BEG nicht auch für zuschlagsgebundene Anlagen gelten sollte. **Zu klären ist daher, ob für letztere ausschließlich die vollständige Wechseloption nach § 21eb EEG-Entwurf maßgeblich sein soll.**

3.1.2 Zu Nr. 31, 36, 67 und 112: Umsetzung NZIA: Resilienzausschreibungen, §§ 28, 28e, 39n, 88d EEG-Entwurf – zu begrüßen, Anpassungen erforderlich

Auch die Umsetzung der EU-Vorgabe aus Artikel 26 der Verordnung (EU) 2024/1735 vom 13. Juni 2024, also die Umsetzung des Net-Zero-Industry-Acts (NZIA), wird im EEG-Entwurf angestoßen. So sieht § 39n EEG-Entwurf sogenannte Resilienzausschreibungen für Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaikanlagen (PV) des ersten Segments vor. § 88d EEG-Entwurf enthält eine Verordnungsermächtigung mit umfangreichen Regelungsvorgaben. Diese sollte in § 96 EEG enthalten bleiben, damit die Verordnung zu den Resilienzausschreibungen nur mit Zustimmung des Bundestages erlassen werden kann.

Die Ausgestaltung der qualitativen NZIA-Kriterien liegt also weiterhin nicht vor. Damit die vollständige NZIA-Ausschreibungsmenge genutzt werden kann, braucht es hier dringend zügig Klarheit! Die Verordnung zu den Resilienzausschreibungen sollte parallel zum EEG in Konsultation mit der Branche auf den Weg gebracht werden.

Gemäß § 28e EEG-Entwurf sollen die Resilienzausschreibungen in den Jahren 2027–2032 stattfinden, mit einem Ausschreibungsvolumen von jährlich jeweils 3,5 GW für WEA an Land (und 0,5 GW für PV) mit einem Gebotstermin pro Jahr (2027: 1. August, ab 2028: 1. Februar). Damit finden nur noch drei reguläre Ausschreibungsrunden statt: im Februar, Mai und November 2027 sowie im Mai, August und November ab 2028, vgl. § 28 Absatz 1 EEG-Entwurf. Gemäß § 88d kann in der Verordnung bezüglich der Höhe der Volumina und der Termine Abweichendes geregelt werden.

Gemäß § 28 Absatz 3 Nummer 2c EEG-Entwurf verringert sich die reguläre Ausschreibungsmenge um die ausgeschriebene NZIA-Menge.

In § 28 Absatz 3 Nummer 2c EEG-Entwurf sollte die Formulierung „um die **Summe der Gebotsmengen**, die in Resilienzausschreibungen für Windenergieanlagen an Land nach § 39n im selben Kalenderjahr ausgeschrieben worden sind“ angepasst werden. Die Bezugnahme auf die „Gebotsmengen“ ist aus unserer Sicht missverständlich und sollte durch eine Bezugnahme auf die tatsächlich ausgeschriebene Menge ersetzt werden. Hintergrund ist, dass die Gebotsmenge diejenige Menge bezeichnet, die von den Bietern im Ausschreibungsverfahren tatsächlich angeboten wird, während das Ausschreibungsvolumen beziehungsweise die Ausschreibungsmenge die vom Gesetzgeber festgelegte und auktionierte Menge darstellt.

Nicht bezuschlagte NZIA-Mengen werden im folgenden Kalenderjahr auf die reguläre Ausschreibungsmenge aufgeschlagen (§ 28 Absatz 3 Nr. 1 EEG-Entwurf). **Dass die NZIA-Mengen nicht von vornherein auf die Mengen des regulären Ausschreibungssystems aufgeschlagen werden, kritisiert der BWE scharf und fordert eine Anpassung.**

Zum einen **käme der Aufschlag** für nicht ausgefüllte NZIA-Mengen auf das reguläre Segment im Hinblick auf das Ziel von 110 GW bis 2030 aufgrund der langen Realisierungszeiten **zu spät**. Wenn die NZIA-Mengen bereits 2027 nicht ausgefüllt werden, würden sie erst 2028 auf das reguläre Segment

aufgeschlagen werden. Wir haben eine Realisierungsfrist von 36 Monaten (vgl. unten), sodass die ggf. 2028 bezuschlagten Anlagen dann erst 2031 in Betrieb gehen werden. Derzeit ist nicht absehbar, wie hoch die Teilnahme an den NZIA-Ausschreibungen tatsächlich sein wird, also ob die noch in der Verordnung zu schaffenden Voraussetzungen für die Bieterinnen so ausgestaltet sind, dass die Resilienzausschreibungen ausreichend praktikabel sein werden. **Zumindest für die Anfangszeit sollten NZIA-Mengen daher zusätzlich aufgeschlagen werden.**

Überdies ist im Koalitionsvertrag festgehalten, dass die Bundesregierung mit geeigneten Maßnahmen die Resilienz heimischer Produktion stärken will (Z. 951-954). Dies ist auch Ziel des NZIA. Damit die Resilienzausschreibungen tatsächlich zur Stärkung der Resilienz der europäischen Industrie beitragen können, bedarf es jedoch einer möglichst praxistauglichen und bürokratiearmen Umsetzung der NZIA-Vorgaben. **Daher sollte die konkrete Ausgestaltung der Kriterien in der vorgesehenen Verordnung transparent und parallel zum EEG-Gesetzgebungsverfahren – auch unter Beteiligung des BWE – beraten werden.**

Gemäß § 88d EEG-Entwurf kann in der Verordnung ein eigener Höchstwert für die Resilienzausschreibungen festgelegt werden. Dieser **Höchstwert sollte über dem regulären Ausschreibungswert liegen, um Mehraufwand und Mehrkosten und die höheren Risiken der NZIA-Ausschreibungen abzubilden. Gleichwohl sollte der Gesetzgeber darauf achten, dass der durch NZIA induzierte Mehraufwand möglichst gering bleibt und für die heimische Hersteller-Industrie praktisch umsetzbar bleibt.**

Zu den konkreten Vorgaben für die nichtpreislichen Kriterien, die in der Verordnung näher ausgestaltet werden sollen, positioniert sich der BWE wie folgt.

Vorqualifikations- und Zuschlagskriterien – wie verantwortungsvolles unternehmerisches Handeln, Cyber- und Datensicherheit, Resilienz, Umsetzungsfähigkeit von Projekten sowie Nachhaltigkeit – dürfen die Kosten und Risiken in Projekten nicht unangemessen oder unverhältnismäßig erhöhen. Dies gilt auch für den in Art. 26 Absatz 5 des NZIA genannten Rahmen der zu erwartenden Kostenunterschiede je Auktion. Die verpflichtenden Vorqualifikationskriterien „Verantwortungsvolles unternehmerisches Handeln“ sowie „Fähigkeit, das Projekt vollständig und fristgerecht durchzuführen“ müssen praxistauglich umgesetzt werden. Unverhältnismäßige bürokratische Anforderungen für alle Bieterinnen in Ausschreibungen sollten unbedingt vermieden werden. Bei der Umsetzung des Kriteriums „Verantwortungsvolles unternehmerisches Handeln“ sind die novellierten Richtlinien CSRD und CSDDD und die in Novellierung befindlichen European Sustainability Reporting Standards (ESRS) auf EU-Ebene zu berücksichtigen. Etwaige Ausnahmetatbestände für BEG und KMU aus den beiden EU-Richtlinien sollten entsprechend übernommen werden.

Das Kriterium „Fähigkeit, das Projekt vollständig und fristgerecht durchzuführen“ wird in Deutschland bereits erfüllt. Projektierungsunternehmen sind gemäß § 30 Absatz 1 Nr. 1, 2, 4, 6, 7 i. V. m. § 36 EEG bereits jetzt verpflichtet, mindestens zwei der nach Art. 6 Absatz 1 VO (EU) 2025/1176 geforderten Unterlagen im Rahmen der Gebotsabgabe vorzuweisen. Durch die Auswahl dieser Dokumente würde sowohl für die Projektierinnen als auch für die BNetzA als Prüfinstanz ein zusätzlicher bürokratischer Aufwand vermieden werden. Zudem gewährleistet der deutsche Rechtsrahmen bereits jetzt, dass WEA-Projekte vollständig und fristgerecht umgesetzt werden, da er klare Genehmigungsverfahren, verbindliche Fristen (auch für die Realisierung, inkl. Pönalen) sowie umfassende Anforderungen an

Planung, Umweltverträglichkeit und Finanzierung vorsieht. Daher sollten zur Erfüllung dieses Kriteriums keine über § 36 EEG hinausgehenden Unterlagen eingefordert werden.

Das Resilienz Kriterium sollte unter den richtigen Rahmenbedingungen sowohl als Vorqualifikations- als auch als Zuschlagskriterium angewendet werden: Die Regelungen zur Anzahl der Komponenten sowie zum Bezug chinesischer WEA sollten als Vorqualifikationskriterien festgeschrieben werden. Die „Drei-Komponenten-Regel“ ist ein wesentliches Resilienz Instrument (Art. 7.1 Implementing Act des NZIA), während spezielle Diversifizierungs-Anforderungen an Hauptkomponenten (Art. 7.2 IA) ein Zusatzinstrument bilden. Dieses sollte ausschließlich dort angewendet werden, wo es wettbewerblich neutral wirkt und keine technologie- oder herstellerspezifischen Verzerrungen oder Diskriminierungen erzeugt. Bei ausreichend diversifizierten Lieferketten der Windindustrie könnte diese Regelung, wie in der Resilienz-Roadmap skizziert, gegebenenfalls ab 2029/2030 als Vorqualifikationskriterium auch auf Permanentmagneten angewandt werden.

Neben den drei verpflichtenden Vorqualifikationskriterien sowie dem Resilienz Kriterium regt der BWE an, eines der folgenden drei Kriterien als ein Vorqualifikations- oder Zuschlagskriterium in Ausschreibungen für Windenergie an Land grundsätzlich in Betracht zu ziehen:

- Kreislaufwirtschaft (Recycling) oder Recyclingfähigkeit
- CO₂-Fußabdruck
- Integration in das Energiesystem

Entsprechend der Zuordnung ist im Zuschlagsverfahren eine angemessene prozentuale Gewichtung der einzelnen Kriterien vorzunehmen. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die vorzunehmende Gewichtung der 85%-Vorgabe im Resilienz Kriterium (siehe oben) als ein unter den richtigen Rahmenbedingungen mögliches Zuschlagskriterium.

Auch bei der Erbringung der Nachweise zur Einhaltung der Vorqualifikations- und Zuschlagskriterien sollten möglichst bürokratiearme Regelungen festgelegt werden. Der Nutzen der Anwendung dieser Kriterien muss in jedem Fall im Verhältnis zum zusätzlichen Aufwand stehen. Bei Nichteinhaltung der Kriterien sollte eine angemessene und ggf. gestaffelte Pönale als Sanktion festgelegt werden. Die Sanktionen sollten so hoch angesetzt werden, dass Bieter von der Nichteinhaltung nicht preisbezogener Kriterien abgehalten werden. Dies fordert bereits die NZIA-Durchführungsverordnung. Ein Zuschlagsverlust sollte grundsätzlich nicht drohen, da sonst die Finanzierbarkeit der Projekte gefährdet sein dürfte (insbesondere, weil einige Kriterien nicht von den Bieterinnen selbst beeinflusst werden können).

Im Kontext der Diversifizierung von Lieferketten sollte die EU insbesondere die europäische Anlagenproduktion stärken. Hierfür sind über die ordnungspolitischen Maßnahmen im NZIA hinaus weitere flankierende finanzielle Absicherungsinstrumente bzw. Anreize zur Stärkung der europäischen Produktionskapazitäten von Netto-Null-Technologien wie der Windenergie erforderlich. Zu diesen Instrumenten zählen beispielsweise Förder- und Kreditprogramme sowie die Bündelung und ggf. stärkere Ausrichtung verschiedener europäischer Fonds (wie dem EU-Innovationsfonds) auf die Bedürfnisse von Netto-Null-Technologien. Die Ende Oktober 2025 von der EU-Kommission angekündigte Initiative REsourceEU bietet hier einen guten Ansatzpunkt. Auch der im Dezember von

der Bundesregierung aufgelegte Deutschlandfonds als Absicherungsinstrument für Transformationsindustrien¹⁷ ist ein Schritt in die richtige Richtung.

3.1.3 Zu Nr. 45, 42, 88: Pachtbegrenzung, §§ 36d, 36, 53a – nicht umsetzbar

3.1.3.1 Im Entwurf enthaltene Pachtbegrenzung

Mit den neuen Regelungen in den §§ 36d und 53a EEG-Entwurf soll eine gesetzliche Begrenzung der Entgelte eingeführt werden, die Betreiber von Windenergieanlagen an Grundstückseigentümer oder sonstige Nutzungsberechtigte für die Nutzung von Flächen zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen zahlen dürfen. Erfasst werden dabei sowohl Entgelte für Anlagenstandorte als auch für Nebenanlagen (Leitungen, Zuwegungen, Kranstellflächen etc). innerhalb eines festgelegten Umkreises sowie für bauordnungsrechtliche Abstandsflächen.

Die zulässigen Entgelte werden auf maximal 2,5 Prozent des Produkts aus dem vor Inbetriebnahme ermittelten jährlichen Standortertrag und dem jeweils maßgeblichen anzulegenden Wert der Anlage begrenzt. Die Obergrenze gilt für das Jahr der Inbetriebnahme sowie die folgenden 19 Kalenderjahre. Bereits vor der Inbetriebnahme geleistete Zahlungen werden auf diesen Zeitraum verteilt und in die Berechnung einbezogen. Schadensersatzzahlungen sind von der Begrenzung ausgenommen.

Für Windenergieanlagen, die an Ausschreibungen mit Gebotsterminen nach dem 31. Dezember 2027 teilnehmen, ist eine Eigenerklärung der Bieterin erforderlich. Mit dieser erklärt die Bieterin, dass die Anforderungen des § 36d EEG-Entwurf zur Begrenzung der Entgelte für die Nutzung von Grundstücken bei der Umsetzung des Vorhabens eingehalten werden sollen. Die Eigenerklärung wird damit zu einer zusätzlichen Teilnahmevoraussetzung im Ausschreibungsverfahren.

Zur Überwachung der Einhaltung der Vorgaben erhält der zuständige Netzbetreiber Prüfungsbefugnisse. Bestehen hinreichende Anhaltspunkte für einen Verstoß, kann er vom Anlagenbetreiber die Vorlage eines Wirtschaftsprüferstats verlangen, das die Einhaltung der gesetzlichen Entgeltobergrenze bestätigt.

Verstößt eine Anlagenbetreiberin gegen die Vorgaben des § 36d Absatz 1 EEG-Entwurf, sieht § 53a EEG-Entwurf eine finanzielle Sanktion vor. In diesem Fall ist für die betroffene Windenergieanlage eine Zahlung in Höhe von 50 Euro je Kilowatt installierter Leistung und Kalenderjahr an den Netzbetreiber zu leisten. Die Zahlungspflicht beginnt mit dem Kalenderjahr, in dem der Verstoß erstmals festgestellt wird, und besteht fort, bis die Anlagenbetreiberin durch ein Wirtschaftsprüferstat nachweist, dass die gesetzlichen Vorgaben wieder eingehalten werden.

3.1.3.2 Bewertung

Je nach Marktsituation kann die Pachthöhe ein zentraler Hebel der Preisgestaltung sein. Die Pachthöhe zu begrenzen ist daher grundsätzlich nachvollziehbar. Vor dem Hintergrund hoher Pachten ist daher auch die Absichtserklärung des am 5. Mai 2025 unterzeichneten Koalitionsvertrags zu verstehen, die

¹⁷ Mitteilung der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW): [Der Deutschlandfonds: Private Investitionen für Deutschlands Zukunft](#)

Pachthöhen zu begrenzen. Auch der Bundesverband WindEnergie hat deshalb Modelle diskutiert, wie sich die Pachthöhen begrenzen lassen. In der vorgesehenen Ausgestaltung ist die Einführung einer gesetzlichen Pachthöhenbegrenzung nach § 36d EEG-Entwurf jedoch ungeeignet. Zusätzliche Nachweispflichten in erheblichem Umfang und Pönalisierung in der vorgeschlagenen Höhe bedeuten zunächst keine effektive Senkung der Gebotswerte. Im Gegenteil würde entsprechende Risiken bereits vor Gebotsabgabe in die Kalkulation eingepreist und damit tendenziell Projekte verteuern oder sogar verhindern. Zudem ist stark zu bezweifeln, dass die Pachthöhen weiterhin die zentralen Kostentreiber sind. Seit der durchgehenden Überzeichnung der Ausschreibungen der Windenergie an Land sinken die Pachten bundesweit nachhaltig. Nach überwiegender Einschätzung unserer Mitglieder werden zahlreiche bestehende Pachtverträge nachverhandelt.

Eine zusätzliche gesetzliche Begrenzung würde daher zunächst vor allem bürokratischen Aufwand und weitere Kosten bedeuten. Überall dort, wo ein Nachverhandeln scheitert überdies Projekte, die nicht realisiert werden können.

Der vom Ministerium verfolgte Zweck einer Reduktion der EEG-Förderkosten wird somit verfehlt.

Die durch die Einführung des Pachtendeckels erhoffte Senkung der Zuschläge im Mittel um mindestens [0,26 Ct/kWh] und damit einhergehende Einsparungen von 773 Mio. Euro bis einschließlich 2032 geht an der Realität vorbei und wird nicht eintreten.

Die vorgesehene Begrenzung auf 2,5 Prozent des Standortertrags erscheint in der derzeitigen Form nicht marktgerecht. Insbesondere besteht die Gefahr, dass Grundstückseigentümer und -eigentümerinnen aufgrund der vorgesehenen Begrenzung nicht mehr bereit sind, Flächen zur Verfügung zu stellen. Die Verfügbarkeit geeigneter Flächen ist jedoch eine zentrale Voraussetzung für die Umsetzung von Windenergieprojekten. Eine zu niedrig angesetzte Begrenzung kann somit kontraproduktiv wirken und den Ausbau behindern. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die tatsächlichen Einnahmen eines Projekts von zahlreichen Faktoren wie Standortqualität, Zuschlagswert und Ertrag abhängen und die zulässige Pacht häufig auf mehrere Eigentümer verteilt werden muss. Bereits geringfügige Überschreitungen der Grenze könnten aufgrund der hohen Strafzahlungen erhebliche Folgen für die Wirtschaftlichkeit eines Projekts haben.

Die Regelung birgt zudem erhebliche praktische Risiken, da Zahlungen innerhalb eines Radius von 2,5 km um die Turmmitte begrenzt, außerhalb dieses Radius jedoch nicht erfasst werden. Dadurch entstehen Fehlanreize: Grundstückseigentümer*innen außerhalb des Radius könnten für weiterhin notwendige Nutzungen, etwa Wege, Kabeltrassen oder Ausgleichsmaßnahmen, höhere Entgelte verlangen. Dies kann zu einer Verlagerung von Kosten führen und die Projektkosten insgesamt erhöhen. Gleichzeitig entsteht eine Ungleichbehandlung zwischen verschiedenen Projekten, da die Reichweite der Begrenzung aufgrund der Bezugnahme auf baurechtliche Abstandsflächen vom jeweiligen Landesrecht abhängt. In Bundesländern mit unterschiedlichen Regelungen zu Abstandsflächen würden Anlagenbetreiber unterschiedlich stark belastet.

Problematisch ist außerdem die vorgesehene Anrechnung von Zahlungen – z.B. Reservierungsentgelte – vor Inbetriebnahme. Zudem entspricht die Bezugnahme auf den vor Inbetriebnahme gutachterlich ermittelten Standortertrag nicht der gängigen Vertragspraxis. Viele Nutzungsverträge orientieren sich am tatsächlich erzielten Ertrag im jeweiligen Betriebsjahr.

Neben den wirtschaftlichen Risiken bestehen erhebliche Zweifel an der praktischen Umsetzbarkeit und am Verwaltungsaufwand der Regelung. Die Einführung einer Pachthöhenbegrenzung würde

umfangreiche zusätzliche Prüf- und Dokumentationspflichten schaffen und steht damit im Widerspruch zum Ziel des Bürokratieabbaus. Auch die Einbeziehung von Zahlungen an Infrastrukturgesellschaften ist praktisch schwer umsetzbar. Werden beispielsweise Kabelinfrastrukturen durch eine Infrastrukturgesellschaft betrieben, zahlt der Anlagenbetreiber hierfür entsprechende Entgelte, damit die Gesellschaft ihre Verpflichtungen gegenüber Grundstückseigentümern erfüllen kann. Diese Zahlungen müssen bei der Bewertung der Gesamtentgelte sachgerecht berücksichtigt werden. Wie genau das bei einem Windpark mit mehreren Anlagen aber unterschiedlicher Grundstücksnutzung gehen soll, erschließt sich nicht.

Unklar ist insbesondere, wie Netzbetreiber mögliche Verstöße feststellen sollen und anhand welcher Informationen eine Prüfung erfolgen kann. Die Wirtschaftsprüfertestate würde zusätzliche Kosten und erheblichen Aufwand für Anlagenbetreiber verursachen. Darüber hinaus ist fraglich, ob Netzbetreiber personell und organisatorisch in der Lage wären, eine solche Kontrollfunktion dauerhaft wahrzunehmen.

Die vorgesehene Sanktionierung eines Verstoßes mit 50 Euro/kW installierter Leistung und Kalenderjahr wird ebenfalls kritisch gesehen. Angesichts der ohnehin niedrigen zulässigen Entgelthöhe erscheint diese Sanktion unverhältnismäßig und kann die Wirtschaftlichkeit von Projekten erheblich gefährden.

Auch eine regelmäßige Anpassung der zulässigen Entgelthöhe im Fünfjahresrhythmus wird abgelehnt. Eine solche Regelung würde zusätzlichen Aufwand für Projektiererinnen und Vertragspartner*innen verursachen und langfristige Nutzungsverträge unnötig verkomplizieren. Die Vertragsgestaltung würde zunehmend unübersichtlich und schwer kalkulierbar. Auch wäre ggf. das Bestimmtheitsgebot nicht eingehalten.

Besonders problematisch ist die Übergangsregelung, wonach die Begrenzung bereits für Ausschreibungen ab dem 1. Januar 2028 gelten soll. Da Nutzungsverträge regelmäßig viele Jahre vor der Ausschreibung abgeschlossen werden, würde eine Vielzahl bereits bestehender Vertragsverhältnisse betroffen sein. Eine nachträgliche Anpassung langfristiger Verträge ist jedoch nur mit Zustimmung beider Vertragsparteien möglich. Verweigert ein Grundstückseigentümer eine Anpassung, trägt allein der Betreiber das Risiko einer möglichen Sanktion. Insbesondere eine Nachverhandlung mit einem großen Pool an Eigentümer*innen sehen wir unter den gemachten Vorgaben in vielen Fällen als praktisch unmöglich an.

Darüber hinaus kann die Regelung Auswirkungen auf die Finanzierung von Projekten haben. Banken benötigen stabile und verlässliche vertragliche Grundlagen. Eine nachträgliche gesetzliche Begrenzung von Nutzungsentgelten erhöht die rechtlichen und wirtschaftlichen Unsicherheiten und kann die Finanzierung erschweren und verteuern.

Außerdem stellt sich nach dem vorgesehenen Regelungssystem die Frage, welche Rechtsfolgen an die Abgabe bzw. Nichtabgabe einer Eigenerklärung zu den Vorgaben des § 36d geknüpft werden sollen. Weder enthält die Regelung ein ausdrückliches gesetzliches Verbot der Gebotsabgabe ohne entsprechende Erklärung noch ist ein Verlust des Zuschlags als Rechtsfolge vorgesehen. Auch aus der Gesetzesbegründung ergibt sich, dass die Einhaltung der Vorgaben des § 36d keine Zuschlagsvoraussetzung sein soll.

Vor diesem Hintergrund erscheint es systematisch nicht folgerichtig, die Eigenerklärung als Gebotsanforderung im Sinne des § 36 Nummer 3 EEG-Entwurf auszugestalten. Eine fehlende Erklärung

würde andernfalls zu einem Ausschluss des Gebots führen, obwohl der Gesetzgeber ersichtlich keine unmittelbare Auswirkung auf das Zuschlagsverfahren vorsehen wollte.

Sollte dennoch eine Erklärung bereits im Rahmen der Gebotsabgabe verlangt werden, entsteht zudem ein Wertungswiderspruch: Die Bieterin müsste eine Erklärung zu einem Sachverhalt abgeben, dessen Einhaltung erst nach Zuschlag bzw. im Rahmen der späteren Prüfung relevant wird. Dies könnte zu einer Situation führen, in der die Bieterin entweder eine rechtlich nicht erforderliche Erklärung abgeben müsste oder bei Unsicherheit über die spätere Vertragsgestaltung gezwungen wären, Angaben zu machen, die sich im weiteren Projektverlauf ändern können. Eine solche Vorverlagerung einer nachgelagerten Compliance-Prüfung in das Zuschlagsverfahren ist weder erforderlich noch sachgerecht.

3.1.3.3 Forderung

Insgesamt wird die geplante Pachthöhenbegrenzung in der vorliegenden Form abgelehnt. Sie adressiert kein bestehendes Marktversagen, sondern greift in einen durch Wettbewerb bereits regulierten Markt ein. Die Regelung gefährdet die Flächenbereitstellung, erhöht die Bürokratie, schafft erhebliche Vollzugsprobleme und kann den Ausbau der Windenergie behindern. Eine praktische Umsetzbarkeit ist ausgeschlossen.

3.1.4 Zu Nr. 48: Anpassungen des Referenzertragsmodell in § 36h

Einleitend möchten wir festhalten, dass die Anpassung des Referenzertragsmodells als Grundlage der Wirtschaftlichkeitsberechnung von Windenergieanlagen an Land eine hohe Bedeutung hat und eine so kurzfristige Prüfung aller Auswirkungen – insbesondere im Zusammenspiel mit den Neuerungen durch das sog. Netzpaket – innerhalb von 3 Werktagen nicht abschließend und belastbar möglich ist. Wir behalten uns ausdrücklich weitere Ausführungen auch nach Ablauf der Verbändebeteiligungsfrist vor. Die im Referentenentwurf vorgeschlagene regionale Differenzierung des Referenzertragsmodells (vgl. Abb. 1) mit unterschiedlichen Untergrenzen für die anzuwendenden Gütefaktoren lehnen wir grundsätzlich ab.

Der BWE begrüßt das Ziel des Gesetzentwurfs, die Rahmenbedingungen für den Ausbau der Windenergie in Süddeutschland zu verbessern. Die Windenergie im Süden kann und soll einen entscheidenden Systembeitrag für ganz Deutschland liefern. Der BWE spricht sich ausdrücklich für die Einführung eines spezifischen Instruments aus, das einen substanziellen Zubau in der Südregion gemäß EEG ermöglicht und ab 2027 zur Verfügung steht.

Die Auswirkungen der im Referentenentwurf vorgeschlagenen (geringfügigen) Verbesserungen des Referenzertragsmodells für die Südregion dürfen jedoch nicht isoliert betrachtet werden. Werden das Referenzertragsmodell, die systemdienlichen Anschlussleistung und der Redispatch-Vorbehalt gleichzeitig als Steuerungsinstrumente eingesetzt, drohen kumulative Belastungen, die Investitionsentscheidungen blockieren und den Windenergieausbau in Deutschland insgesamt beeinträchtigen.

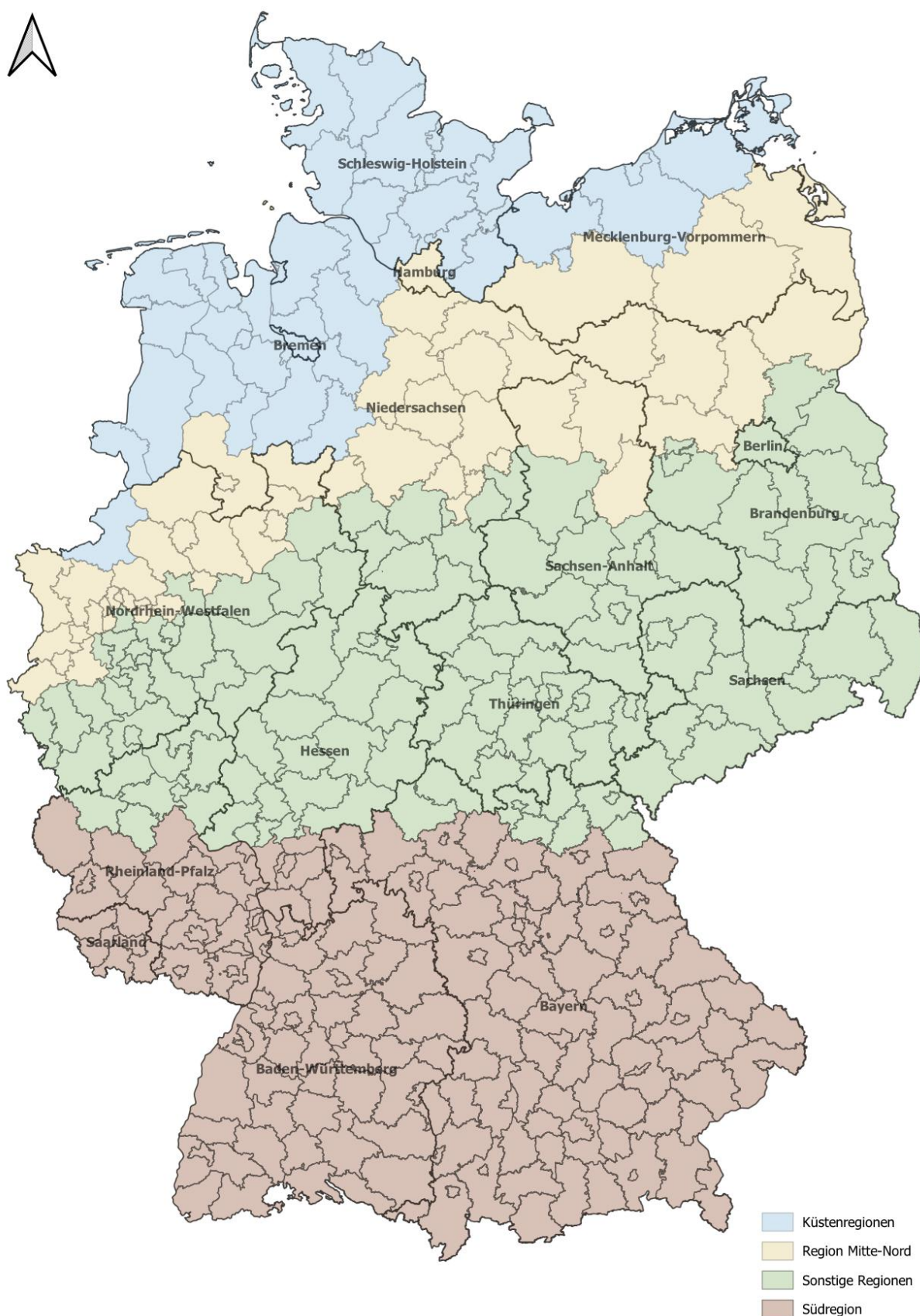


Abbildung 1: Regionen nach EEG 2027-Ref-E

Die vorgeschlagene Anpassung des Referenzertragsmodells begegnet erheblichen Bedenken. Durch die Einführung regional unterschiedlicher Untergrenzen für den Gütefaktor und der damit verbundenen Begrenzung der maximalen Korrekturfaktoren werden insbesondere Projekte außerhalb der Südregion teilweise deutlich schlechter gestellt. Dies kann die Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit einzelner Projekte erheblich beeinträchtigen und Investitionen insbesondere dort erschweren, wo Mindererträge nicht auf projektbedingte Optimierungen, sondern auf standörtliche oder genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen zurückzuführen sind. Besonders betroffen können Projekte mit Schall-, Artenschutz- oder Radaraufgaben sowie Repoweringvorhaben und Windparks mit engen Flächenzuschnitten sein.

Der BWE unterstützt ausdrücklich eine Verbesserung der Förderbedingungen für windschwächere Standorte im Süden. Gleichzeitig dürfen die vorgesehenen Anpassungen nicht dazu führen, dass bestehende Investitionsanreize in anderen Regionen unverhältnismäßig geschwächt oder die Finanzierung wirtschaftlicher Projekte erschwert wird. Die regionalen Anpassungen müssen daher so ausgestaltet werden, dass sie das Ziel eines bundesweit ausgewogenen Ausbaus unterstützen, ohne bestehende Projekte oder einzelne Regionen unangemessen zu benachteiligen.

Der BWE fordert daher insbesondere,

- ein spezifisches, ab 2027 verfügbares Instrument für einen substanziellen Zubau in der Südregion vorzusehen,
- die Verbesserung der Förderbedingungen für windschwächere Standorte mit einer Ausgestaltung des Referenzertragsmodells zu verbinden, die keine unverhältnismäßigen Nachteile für andere Standorte oder bestehende Investitionsanreize schafft,
- die kumulativen Auswirkungen des Referenzertragsmodells, der systemdienlichen Anschlussleistung und des Redispatch-Vorbehalts auf die Investitionsbedingungen und den Windenergieausbau insgesamt zu bewerten,
- einen angemessenen Bestandsschutz für genehmigte und weit fortgeschrittene Projekte sowie praxistaugliche Übergangs- und Härtefallregelungen für Projekte mit behördlich bedingten Mindererträgen sicherzustellen

3.1.5 Zur Nr. 31: Ausschreibungsvolumen bis 2032 festgeschrieben, § 28 Absatz 1 EEG-Entwurf – zu begrüßen, insbesondere 12 GW zusätzlich

Grundsätzlich positiv bewertet der BWE die Fortschreibung der Volumina für Wind an Land bis 2032 in § 28 Absatz 1 EEG-Entwurf. So haben die Anlagenbetreiberinnen Investitions- und Planungssicherheit für die kommenden Jahre. **Insbesondere begrüßt der BWE die geplante Ausschreibung von zusätzlich 12 GW, um die drohende Klimaschutzlücke zu schließen.**¹⁸ Diese sollen bis 2030 an das Netz gehen.

Wir möchten darauf hinweisen, dass diese Maßnahme eine drohende Klimaschutzlücke schließen soll, nicht die nachfolgend beschriebene Zubaulücke, um die geplanten 115 GW Windenergie an Land bis 2030 zu erreichen.

¹⁸ Vgl. [Kabinettsbeschluss vom 25. März 2026 zum Klimaschutzprogramm 2026](#) – S. 24.; Verweis auf Gesetzesbegründung

Selbst bei vollständiger Ausschöpfung der im EEG festgelegten Ausschreibungsvolumina ist bereits absehbar, dass eine **Lücke von rund 12 GW zum Ausbauziel** gemäß § 4 Satz 1 Nr. 1 d) EEG von **115 GW installierter Leistung Windenergie an Land bis 2030** verbleibt. Die Zubaulücke von 12 GW entsteht vor allem aus den bislang nicht ausreichend berücksichtigten Stilllegungen. Von den gegenwärtig 68,7 GW installierter Leistung Windenergie an Land sind über 12 GW 20 Jahre alt oder älter. Ende 2030 werden diese Anlagen mindestens 25 Jahre in Betrieb sein oder – was wahrscheinlicher ist – stillgelegt. Geht man davon aus, dass diese 12 GW Anlagen bis spätestens Ende 2030 stillgelegt werden, dann wäre für Ende 2030 ein Bestand von nur noch 103 GW zu erwarten.¹⁹

Der EEG-Entwurf sieht folgende Aufteilung auf die kommenden Jahre vor:

- 5 GW zusätzlich im Jahr 2027 und 2028 (gleichmäßig auf alle drei regulären Ausschreibungsrunden verteilt) und
- 2 GW zusätzlich in 2029 (auf die Februar-Ausschreibungsrunde aufgeschlagen).

Angesichts der langen Vorlaufzeiten zur Inbetriebnahme der Leistung (aktuell ca. 24 Monate ab Zuschlag) wären die 12 GW bereits ab 2026 umzusetzen gewesen, um das vom Gesetzgeber festgelegte Ausbauziel 2030 erreichen zu können bzw. das Ziel des Klimaschutzprogramms einzuhalten.

Die 2029 zusätzlich ausgeschriebenen 2 GW Leistung werden nicht bis Ende 2030 in Betrieb gehen.

3.1.6 Zu Nr. 6: Strommengenpfad gestrichen, § 4a EEG-Entwurf- *abzulehnen*

Der Strommengenpfad nach § 4a EEG 2023, der bis ins Jahr 2023 Richtwerte für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien festgelegt hat, soll nun gestrichen werden. Laut Gesetzesbegründung ist die Grundlage für die Streichung unter anderem das Ergebnis des Monitoringberichts von Anfang 2025 „Energiewende. Effizient. Machen.“²⁰, demzufolge der Bruttostromverbrauch etwas langsamer ansteigt, als ursprünglich angenommen. Allerdings verzögert sich der Anstieg der Stromerzeugung durch Wind auf See sowie durch Wind an Land auch im Vergleich zur ursprünglichen Annahme (u. a. aufgrund verzögerter Netzanbindung) und Abschaltauflagen). Somit gleichen sich die Effekte letztlich aus. Als weitere Gründe werden angegeben, dass der Pfad eine Scheingenauigkeit vorgebe und dass er nicht zum Nachsteuern erforderlich sei, da die Zielerreichung des EEG auch so im Rahmen der Berichtspflichten des EEG evaluiert werde.

Der BWE spricht sich für eine Beibehaltung des Strommengenpfads aus. Wie aus der Gesetzesbegründung hervorgeht, gleichen sich die beiden korrigierten Annahmen – ein langsamerer Anstieg des Bruttostromverbrauchs einerseits und Verzögerungen beim Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung andererseits – weitgehend aus. Daraus lässt sich kein überzeugender Grund für die Streichung ableiten, allenfalls für eine Anpassung. Ferner handelt es sich bei den Ergebnissen des Monitoringberichts auch nur um eine von vielen Annahmen. Andere Studien gehen sogar von einem höherem Bruttostromverbrauch aus. Auch aufgrund der mit dem tatsächlichen Verbrauch verbundenen

¹⁹ Die aktuellen Genehmigungszahlen machen deutlich, dass genügend Projekte verfügbar sind, um die drohende Lücke zu füllen. Derzeit liegen rund 14,8 GW genehmigter Onshore-Windprojekte ohne Zuschlag in den Ausschreibungen vor. Diese Projekte sind investitionsbereit und könnten kurzfristig realisiert werden. Weitere Folgen wären ein zunehmender Investitionsstau in Höhe von 20,7 bis 23,7 Milliarden Euro sowie der Verfall genehmigter Projekte. Rechnerisch können allein im Jahr 2026 rund 23,6 GW genehmigter Projekte keinen Zuschlag erhalten, obwohl sie kurzfristig realisierbar wären.

²⁰ EWU & BET (2025): „[Energiewende. Effizient. Machen](#)“ Monitoringbericht zum Start der 21. Legislatur.

Unsicherheiten spricht sich der BWE zudem gegen eine Absenkung aus. Zudem dient der Strommengenpfad gerade nicht als präzise Prognose, sondern als politisch gesetzter Orientierungsrahmen. Solche Orientierungsgrößen sind in Transformationsprozessen üblich und hilfreich, um Fortschritte messbar zu machen und frühzeitig Handlungsbedarf zu erkennen. Eine bloße Evaluation im Rahmen der EEG-Berichtspflichten kann die Funktion des Strommengenpfads nicht ersetzen. Dieser eröffnet nämlich gemäß § 28 Absatz 3a Nr. 1b EEG 2023 die **Möglichkeit, die Ausschreibungsvolumina kurzfristig und moderat – um bis zu 30 Prozent – durch die Bundesnetzagentur anzupassen, ohne dass hierfür ein langwieriges Gesetzgebungsverfahren erforderlich ist** (vgl. nachfolgender Punkt). Angesichts der derzeit hohen Dynamik und Unsicherheit bei zentralen Annahmen, stellt diese flexible Nachsteuerungsmöglichkeit ein sinnvolles und wichtiges Instrument zur Sicherstellung der Zielerreichung des EEG dar. Die Ausbauziele für Windenergie nach § 4 EEG, welche mit den Richtwerten nach § 4a korrespondieren, sollen nach Beschluss des Koalitionsausschusses vom 13. November 2025 eingehalten werden. Eine Streichung des Ausbaupfades steht hierzu im Widerspruch. Gemäß § 4a Nr. 3 EEG sind für 2025 insgesamt 346 TWh Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien festgeschrieben. 2025 lagen wir mit ca. 257,5 TWh deutlich darunter.²¹

3.1.7 Zu Nr. 31. Volumen-Anpassungsmöglichkeiten der BNetzA in § 28 Absatz 3a gestrichen – abzulehnen

Zudem soll § 28 Absatz 3a EEG 2023 gestrichen werden. Damit würde der BNetzA die Möglichkeit genommen, das Volumen für Wind an Land um bis zu 30 % zu erhöhen oder zu verringern, falls der Ausbaupfad Solar (Nr. 1 a) oder der Strommengenpfad unter- bzw. überschritten wird (Nr. 1 b) oder der Bruttostromverbrauch schneller bzw. langsamer gestiegen ist, als bei der Berechnung des Ziels zugrunde gelegt (Nr. 1 c). Wie bereits unter vorigem Punkt dargestellt, spricht sich der BWE für eine Beibehaltung der Regelung aus. **Angesichts der derzeit hohen Dynamik und Unsicherheit bei zentralen Annahmen, stellt diese flexible Nachsteuerungsmöglichkeit ein sinnvolles, wichtiges – und insbesondere kurzfristig einsetzbares – Instrument zur Sicherstellung der Zielerreichung des EEG dar.** Die Streichung von Absatz 3a ist ferner nicht nachvollziehbar, da eine Gesetzesbegründung hierzu im EEG-Entwurf bislang fehlt.

Der BWE empfiehlt, über die Beibehaltung von § 28 Absatz 3a hinaus, vielmehr eine **technologieoffene Ausgestaltung der Regelung** in Absatz 3a Nr. 1a), um auch bezüglich der anderen Erneuerbaren Energien flexibel auf fehlende Volumina reagieren zu können. So kann sichergestellt werden, dass der Gesamtausbau der Erneuerbaren Energien effizient gesteuert wird, ohne einzelne Technologien zu bevorzugen.

Konkret: § 28 Absatz 3a EEG 2023 wird wie folgt formuliert (**Text neu in fett**):

„(3a) Die Bundesnetzagentur kann das Ausschreibungsvolumen unbeschadet des Absatzes 3

1. um bis zu 30 Prozent erhöhen, wenn in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr

a) der Ausbaupfad für die installierte Leistung ~~von Solaranlagen nach~~ **anderer in § 4 Satz 1 Nummer 3 genannter erneuerbarer Energien** unterschritten worden ist, (...)“

²¹ [BNetzA Daten zum Strommarkt 2025 vom 6. Januar 2026](#)

3.1.8 Zu Nr. 42, 44, 46, 49: Anpassungen für das Gebotsverfahren, §§ 36, 36c, 36f, 36j EEG-Entwurf – begrüßenswert

In **§ 36 Absatz 2 Nr. 2** wird die Vorgabe zur Angabe der Anschrift der Genehmigungsbehörde im Gebotsverfahren gestrichen. Diese sei nicht erforderlich und so wird Bürokratie abgebaut und das Ausschlussrisiko von Geboten für Windenergieanlagen an Land gesenkt. Der BWE begrüßt diese Anpassung.

In **§ 36c Nr. 1 EEG-Entwurf (Ausschluss von Geboten für Windenergieanlagen an Land)** wird ergänzt, dass auch WEA vom Gebot ausgeschlossen werden, deren Zuschlag durch Fristablauf erloschen ist (bisher nur bei entwerteten Zuschlägen). Der BWE begrüßt diese klarstellende Ergänzung, die wohl ohnehin der Verwaltungspraxis der BNetzA entspricht. Anlagenbetreiberinnen, deren Zuschlag durch Ablauf der Realisierungsfrist erloschen ist, die aber noch kein langwieriges Entwertungsverfahren durchlaufen haben, können so frühzeitig ein neues Gebot abgeben.

In **§ 37f Absatz 2 EEG-Entwurf (Änderungen nach Erteilung des Zuschlags für Windenergieanlagen an Land)** wird nun auf die Änderung nach Gebotsabgabe und nicht mehr auf Änderung nach Erteilung des Zuschlags abgestellt. Demnach bleibt der Zuschlag auch bei einer geänderten Genehmigung erhalten, wenn der Standort der WEA um höchstens die doppelte Rotorblattlänge abweicht. Hierbei handelt es sich nach Ansicht des BWE um eine positive Klarstellung.

In § 36j (Zusatzgebote bei Leistungserhöhungen um mehr als 15 %) EEG-Entwurf wurde „nach deren Inbetriebnahme“ gestrichen, sodass Zusatzgebote auch vor der Inbetriebnahme abgegeben werden können. Diese Umsetzung einer BWE-Forderung begrüßen wir.

Darüber hinaus sind weitere Anpassungen des Gebotsverfahrens dringend notwendig (siehe [Punkt 3.2](#)).

3.1.9 Zu Nr. 43: Festschreibung des neuen Höchstwerts und Degression, § 36b EEG-Entwurf – Degression abzulehnen

Gemäß § 36b Absatz 1 EEG-Entwurf wird der Höchstwert für 2027 auf 7,1 Cent/kWh festgelegt. Dieser Wert entspricht dem von der BNetzA für 2026 festgelegten Höchstwert. Positiv ist, dass damit jetzt frühzeitiger Klarheit zum Höchstwert für das Jahr 2027 besteht (und nicht erst im Dezember 2026 durch die BNetzA festgelegt wird, da 5,88 des EEG2023 offensichtlich zu gering ist, vgl. Deutsche Windguard). Zu bedenken ist jedoch, dass sich aus den **ausstehenden Neuregelungen der Netzentgeltsystematik noch Kostensteigerungen** für Windprojekte ergeben könnten, zu deren Deckung der neue Höchstwert nicht ausreicht. Hierzu gehören regional differenzierte Baukostenzuschüsse und mögliche Zusatzkosten durch Regelungen in kapazitätslimitierten Netzgebieten.

Zusätzlich wird der Degressionsmechanismus in Absatz 2 des Entwurfs angepasst. Die Verringerung um 2 % soll nun erst ab 1. Januar 2028 (anstelle von 2025) greifen. Somit wird am Degressionsmechanismus festgehalten.

Die BNetzA hat sowohl 2024 als auch 2025 von ihrer Festlegungskompetenz zum Höchstwert gemäß § 84a EEG Gebrauch gemacht und den Höchstwert aufgrund der Kostensteigerungen sowie der Wirtschaftlichkeitsberechnung der Projekte auf 7,35 Cent gesetzt. Am 16. Dezember 2025 hat die

BNetzA den Höchstwert für das Jahr 2026 festgelegt. Er beträgt 7,25 ct.²² Der im Gesetz vorgesehene Degressionsmechanismus hat damit bisher faktisch keine Wirkung entfaltet und erweist sich als ungeeignetes Steuerungsinstrument. Die Degression sollte die Bieterinnen ursprünglich dazu anhalten, sich frühzeitig mit ihren Projekten an den Ausschreibungen zu beteiligen und diese zu verwirklichen.²³ Der enorme Wettbewerbsdruck zeigt jedoch, dass hierfür keine Notwendigkeit besteht. Die von der BNetzA festgesetzten Höchstwerte zeigen zudem, dass sich die Förderbedarfe aufgrund der Marktsituation nicht pauschal für die kommenden Jahre voraussagen lassen. Bereits die Studie der Deutschen Windguard zur Kostensituation der Windenergie an Land aus dem Jahr 2024²⁴ kam zu dem Ergebnis, dass die Wahrscheinlichkeit, dass ein potenzielles Windenergieprojekt bei dem ursprünglich im EEG festgelegten Höchstwert von 5,88 Cent ein wirtschaftliches Gebot abgeben kann, nur bei 23 Prozent liegt. An der Kostensituation der Windenergie an Land hat sich seitdem aber nichts geändert und auch in naher Zukunft ist mit einer Kostensenkung nicht zu rechnen. Eine pauschalierte jährliche Absenkung des Höchstwertes um zwei Prozent ist daher kein geeignetes Steuerungsinstrument. **Der BWE fordert deshalb die Streichung des Degressionsmechanismus in § 36b Absatz 2 EEG-Entwurf.**²⁵

3.1.10 Zu Nr. 4, 17, 88: Einspeisevergütung durch „Netzbetreiberabnahme“ ersetzt, §§ 3, 19, 53 – neutral

Die Einspeisevergütung wird durch eine „Netzbetreiberabnahme“ ohne Förderelement und mit deutlich begrenzterem Anwendungsbereich ersetzt. Die Ansprüche nach der Netzbetreiberabnahme zielen maximal auf den Marktwert abzüglich der Vermarktungskosten ab. Damit wird Direktvermarktung im Grundsatz für alle Neuanlagen verpflichtend (übergangsweise ist die sog. befristete Marktdurchleitung möglich). Es werden insbesondere in § 3 Nr. 5a (Begriffsbestimmung), § 19 Absatz 1 Nr. 2, § 21 und § 53 EEG-Entwurf Anpassungen vorgenommen.

In einer neuen Nr. 5a von § 3 Nr. 5a EEG-Entwurf wird die „befristete Übergangszahlung“ als die Veräußerungsform der Netzbetreiberabnahme in der Variante nach § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 definiert. Diese Variante ist für Windenergie nicht relevant, da sie erst ab einer Leistung von 100 kW greift.

Insgesamt gibt es drei Varianten der Netzbetreiberabnahme, wobei die zweite und dritte Variante bereits Varianten der Einspeisevergütung darstellen:

- **befristete Marktwertdurchleitung** (§ 21 Absatz 1 Satz 1 Nr. 1 EEG-Entwurf):
 - gilt für Anlagen unter 25 kW, die nach 2026 und vor Anfang 2028 in Betrieb gehen (weitere Regelung für Anlagen unter 10 kW), Verringerung des Anspruchs nach Maßgabe des § 53 Absatz 1
- unentgeltliche Abnahme (§ 21 Absatz 1 Satz 1 Nr. 3) und
- Marktwertdurchleitung für ausgefördernte Anlagen (§ 21 Absatz 1 Satz 1 Nr. 4)

²² Vgl. [Website der BNetzA zu Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land](#).

²³ Vgl. BT-Drs. 19/2348, 110.

²⁴ Vgl. Deutsche Windguard (2024): [Kostensituation der Windenergie an Land](#), Stand 2024, S. 46 f.

²⁵ Vgl. BWE (2022): [Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWK zum sog. Osterpaket](#), S. 38.

Ferner werden in § 53 Absatz 1 und 2 Bestimmungen zur Verringerung des anzulegenden Werts im Fall der Netzbetreiberabnahme in der Variante der befristeten Marktwertdurchleitung und in der Variante für ausgeführte Anlagen getroffen.

Die neue befristete Marktwertdurchleitung ist aufgrund der kleinen Bezugsgröße für Wind an Land nicht relevant.

3.1.11 Zu Nr. 19: Ausfallvergütung aus § 21 Absatz 1 S. 1 Nr. 3 EEG 2023 gestrichen - abzulehnen

Mit der geplanten Streichung von der bisher bestehenden § 21 Absatz 1 Satz 1 Nr. 3 EEG 2023²⁶ entfällt für Anlagen über 100 kW die Möglichkeit, die bisherige Ausfallvergütung in Anspruch zu nehmen.

Bisher können Anlagenbetreiberinnen mit verpflichtender Direktvermarktung ausnahmsweise vorübergehend in die Einspeisevergütung in Form der Ausfallvergütung wechseln und die Netzbetreiberin als Abnahme- und Vermarktungsverpflichteten in Anspruch nehmen. Diese Regelung dient dazu, Sondersituationen – etwa die Insolvenz eines Direktvermarkters – abzufedern und Liquiditätsrisiken zu vermeiden. Zudem ermöglicht sie nach der Inbetriebnahme eine Übergangslösung, wenn die für die Direktvermarktung erforderlichen Anlagendaten noch nicht vollständig vorliegen.

In der Gesetzesbegründung zur Streichung heißt es, dass die Regelung entbehrlich sei, da Direktvermarktung für die bisher erfassten Anlagen auf dem Markt ohnehin etabliert sei. Die Regelung wurde daher zu anderen Zwecken genutzt. Zudem sollen Direktvermarktungsprozesse soweit verbessert und beschleunigt werden, dass eine Übergangsphase zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme nicht mehr notwendig erscheint.

Die Direktvermarktungsprozesse wurden bislang nicht in dem Maße verbessert, dass der Anwendungsfall der Ausfallvergütung entfallen könnte. Auch in absehbarer Zeit ist eine entsprechende Entwicklung nicht zu erwarten. Anlagen, die temporär über keinen Direktvermarkter verfügen – etwa infolge von Insolvenzen von Direktvermarktern oder aufgrund von Fehlern bei der Ummeldung des Direktvermarkters – würden in diesen Fällen keinerlei Einnahmen erzielen und erhebliche wirtschaftliche Schäden erleiden. **Der BWE lehnt eine Streichung der Ausfallvergütung daher ab.**

3.1.12 Zu Nr. 49: Frist zum Beginn des Zahlungsanspruchs an Realisierungsfrist angepasst, § 36i EEG-Entwurf – anzupassen

Gemäß § 36i EEG-Entwurf beginnt der Zahlungsanspruch nach spätestens 36 Monaten (zuvor 30 Monate) und damit gleichlaufend mit der Realisierungsfrist von ebenfalls 36 Monaten.

Das Problem sind jedoch nach wie vor die Vergütungslaufzeiten für Anlagen, deren Realisierungsfrist verlängert wurde. Für die Wirtschaftlichkeit eines Projektes mit verlängerter Realisierungsfrist ist es problematisch, dass die **Vergütungsdauer von 20 Jahren gemäß § 36i EEG trotz Verlängerung erst 36 Monaten** nach Bekanntgabe des Zuschlags an die Bieterin **beginnt**. Es kann somit passieren, dass ein **Projekt noch nicht realisiert ist und noch kein Strom eingespeist wird, die Vergütungsdauer jedoch**

²⁶ Strom aus Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt für eine Dauer von bis zu drei aufeinanderfolgenden Kalendermonaten und insgesamt bis zu sechs Kalendermonaten pro Kalenderjahr (Ausfallvergütung), dabei verringert sich in diesem Fall der Anspruch nach Maßgabe des § 53 Absatz 3 und bei Überschreitung einer der Höchstdauern nach dem ersten Halbsatz für den gesamten Kalendermonat auf null, oder [...]

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 die Bieterin würde für die von ihr nicht zu verantwortende Fristverlängerung bestraft.

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

§ 36i EEG sollte daher nach Ansicht des BWE gestrichen werden.²⁷

Des Weiteren fehlen bislang weitere wichtige Anpassungen im Zusammenhang mit den Realisierungsfristen, die unter Punkt 3.2.4 ff. dargestellt werden.

3.1.13 Zu Nr. 87, 106, 48: Ergänzungen zu Pflichtverstößen in § 52 und Aufgaben der BNetzA in § 85 – anzupassen

Der BWE begrüßt die Ergänzung einer neuen Nr. 3 in § 52 Absatz 3 EEG-Entwurf. Hiernach verringert sich die zu leistende Zahlung rückwirkend bis zu Beginn des Pflichtverstoßes nach Absatz 1 Nr. 11 (Angaben zur Registrierung der Anlagen) auf 2 Euro pro Kilowatt installierter Leistung der Anlage und Kalendermonat, sobald sämtliche Pflichten erfüllt werden. Auch die klarstellende Ergänzung in § 52 Absatz 1 Ergänzung in Nr. 9, dass bei automatischer Zuordnung der Veräußerungsform keine Zahlung zu leisten ist, wird vom BWE begrüßt.

Ebenso begrüßt der BWE die Anpassung in § 85 Absatz 1 Nr. 3c EEG-Entwurf. Demnach soll die BNetzA nun unter anderem auch die Zahlungen nach § 6 Absatz 5 (Erstattung der kommunalen Beteiligung) einschließlich Verzugszinsen überwachen. Zu begrüßen ist auch die geplante Ergänzung in § 85 Absatz 2 Nr. 8 EEG-Entwurf, wonach die BNetzA – im Falle von Kostensteigerungen – den Wert des Mindesterloßes abweichend von der Vorgabe dazu in Anlage 1 Nummer 4.2 Satz 2 erhöhen kann, wenngleich dies keinesfalls die Ergänzung eines Marktwertkorridors im Rahmen der Abschöpfungsregelung obsolet macht, vgl. Punkt 3.1.1.

Kritisch bewertet der BWE die geplante Pönalisierung der Nachweispflicht zum Gütefaktor. In § 36h Absatz 3 EEG-Entwurf soll ein neuer Satz 2 angefügt werden, nach welchem die Anlagenbetreiberinnen verpflichtet werden, die Nachweise nach Satz 1 Nummer 1 [1. Nachweis zum Gütefaktor] unverzüglich nach Inbetriebnahme und die Nachweise nach Satz 1 Nummer 2 [2., 3. und 4. Nachweis zum angepassten Gütefaktor] jeweils bis zum Ablauf des 65., 125. und 185. auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Monats zu erbringen. Bisher war nur geregelt, dass der Vergütungsanspruch nur nach den entsprechenden Nachweisen gemäß § 36h Absatz 3 Satz 1 besteht. Die neue Nachweispflicht wird mit der Einführung der Abschöpfung begründet (vgl. Gesetzesbegründung S. 230). Zudem **soll der Verstoß gegen die Nachweispflicht gemäß einer neuen Nr. 9a von § 52 EEG-Entwurf pönalisiert werden, was der BWE ausdrücklich ablehnt.** In der Praxis würde dies dazu führen, dass auch in Fällen der **Gutachtenverzögerung, die außerhalb des Einflussbereiches der Anlagenbetreiberinnen** liegen, hohe Strafzahlungen ausgelöst werden. Im Ergebnis entstünde damit eine faktische Garantiehaftung der Anlagenbetreiberinnen für das Verhalten der Zertifizierer*innen. Wir sehen in der Praxis bei der Anwendung von § 6 Absatz 2 Satz 2 der Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen

²⁷ Vgl. ebd. S. 30.

Eigenschaften von Energieanlagen bereits praktische Probleme. Die Pönalisierung ist auch systematisch falsch, weil **§ 36h Absatz 2 Satz 3 EEG** mit einer **Verzinsung der Ansprüche des Netzbetreibers schon eine angemessene Sanktion** enthält, die für den Fall des verspäteten Gutachtens für anwendbar erklärt werden kann. Vor diesem Hintergrund besteht kein zusätzlicher Bedarf für eine weitere Pönalisierung. Zum Gesetzesänderungsvorschlag vgl. Punkt 3.2.3.

Der BWE sieht jedoch weitere, noch wichtigere Anpassungen im Zusammenhang mit Pflichtverstößen und einer Fristanpassung sowie der Aufgabenerweiterung der BNetzA als erforderlich an, welche nachfolgend unter Punkt 3.2.3, 3.2.4 und 3.2.5 dargestellt werden.

3.1.14 Zu Nr. 101: Abschaffung der Regionalnachweise nach § 79a EEG - abzulehnen

Regionalnachweise könnten Anlagenbetreiberinnen ermöglichen, die Regionalitätseigenschaft des erzeugten Stroms gegenüber Stromlieferantinnen marktlich zu verwerten und hierdurch zusätzliche Erlöse zu erzielen. Gerade vor dem Hintergrund zunehmender Netzengpässe und des Ziels, Erzeugung und Verbrauch räumlich stärker in Einklang zu bringen, ist die Förderung regionaler Strommärkte energiepolitisch sinnvoll.

Die Begründung des Gesetzentwurfs überzeugt nicht. Danach soll § 79a EEG entfallen, weil Regionalnachweise nur in sehr geringem Umfang genutzt würden (im Jahr 2024 lediglich rund 0,2 % der potenziell verfügbaren Regionalnachweise) und die mit Ausstellung, Übertragung, Entwertung sowie dem Betrieb des Regionalnachweisregisters verbundenen Verwaltungsaufwendungen deshalb in keinem angemessenen Verhältnis zum Nutzen stünden. Aus der geringen Nutzung wird zudem auf ein geringes Interesse an regionaler Stromversorgung geschlossen.

Dieser Schluss greift zu kurz. Die geringe Nutzung der Regionalnachweise ist maßgeblich auf die Regelung des § 53b EEG 2023 zurückzuführen, wonach sich bei Inanspruchnahme von Regionalnachweisen der Zahlungsanspruch für den erzeugten Strom verringert. Die Streichung würde geförderten Anlagen das einzige Instrument regionaler Stromkennzeichnung – Grundlage aller Regionalstromprodukte mit Stadtwerken und Regionalversorgerinnen.

Darüber hinaus entstünde im Zusammenspiel mit § 42c EnWG eine Regelungslücke: Bürgerwindgesellschaften sind vom Energy Sharing derzeit faktisch ausgeschlossen und würden zugleich die Möglichkeit verlieren, ihren Strom als regional erzeugt zu kennzeichnen. Das im Koalitionsvertrag formulierte Ziel einer stärkeren Bürgerbeteiligung und regionalen Wertschöpfung würde dadurch geschwächt.

Statt die Regionalnachweise abzuschaffen, sollte das bestehende System **weiterentwickelt und vor allem attraktiver ausgestaltet werden**. Gegebenenfalls können sie auch in § 42 EnWG überführt werden. Darüber hinaus sollte auch das Herkunftsnachweisregister weiterentwickelt werden.²⁸

²⁸ Hier gab es in der Vergangenheit bereits Bestrebungen des Bundesumweltamtes.

3.2 Ausschreibungsdesign – Fehlende Regelungen im Gesetzentwurf

3.2.1 Digitalisierung des Ausschreibungsverfahrens, Frist für die Bekanntgabe der Zuschläge in § 35 EEG einführen

Die Digitalisierung des Ausschreibungsverfahrens ist dringender denn je geboten. Eine digitale Ausgestaltung, wie sie beispielsweise in Frankreich bereits umgesetzt ist, könnte den Arbeitsaufwand sowohl bei den Bieterinnen als auch bei der Bundesnetzagentur erheblich reduzieren.

Die Übernahme vieler Angaben aus dem Marktstammdatenregister in das Gebot würde zu einer erheblichen Vereinfachung und Vermeidung von Formfehlern führen. Das Ausschreibungsergebnis könnte direkt nach der Ausschreibung feststehen. Allenfalls wäre noch ein Zeitfenster für die Prüfung von Angaben notwendig. Im Vergleich zum aktuellen Zustand dürfte sich der Prozess jedoch deutlich beschleunigen.

Gemäß § 35 Absatz 1 EEG gibt die BNetzA die Zuschläge auf ihrer Website bekannt. Erst nach Erteilung des Zuschlags können die Projektfinanzierung abgeschlossen und die WEA-Kaufverträge scharf gestellt werden. Anschließend kann mit der Umsetzung begonnen werden. Eine Frist für die Bekanntgabe im Zeitraum nach dem Gebotsverfahren fehlt bisher. In der Vergangenheit hat die Bekanntgabe der Ergebnisse durch die BNetzA oft sehr spät, bis zu zehn Wochen nach dem Gebotstermin, 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 WEA, insbesondere im Forst, wurde hierdurch um mehrere Monate und in Einzelfällen sogar um bis zu einem Jahr verzögert. Weitere Herausforderungen ergeben sich hinsichtlich der Lieferzeiten von WEA. Jede Verzögerung bei der Scharfstellung der Verträge mit den Herstellerfirmen kann in der gegenwärtigen Situation zu weiteren monatelangen Verzögerungen bei der Bereitstellung der WEA sowie zu Preisanpassungen führen, die im Gebot nicht berücksichtigt waren.

Um die Planungssicherheit für Projektiererinnen zu gewährleisten, muss das Problem der späten Bekanntgabe der Zuschläge im EEG adressiert werden. Dies muss durch **Digitalisierung und die klare gesetzliche Vorgabe für die BNetzA in Form eines Bekanntgabedatums – spätestens 30 Tage nach dem Gebotstermin – erfolgen.**²⁹

Die BNetzA sollte dazu mit entsprechenden zusätzlichen Ressourcen ausgestattet werden. Gerade vor dem Hintergrund der NZIA-Ausschreibungen ist dies von Relevanz, da sich das Problem dadurch sogar noch verschärfen könnte.

Konkret: Der BWE schlägt daher vor, § 35 Absatz 1 EEG wie folgt abzuändern (**Text neu in fett**):

„(1) Die Bundesnetzagentur gibt die Zuschläge **spätestens 30 Kalendertage nach dem Gebotstermin** mit den folgenden Angaben auf ihrer Internetseite bekannt:

(...)“

²⁹ Vgl. BWE (2023): [Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWK zum sog. PV-Paket I](#), S. 26.

3.2.2 Keine Verringerung der Ausschreibungsvolumen um die besonderen Förderformen nach § 28 Absatz 3 Nr. 2 EEG

Als nicht zielführend und unpraktikabel erachtet der BWE den Mechanismus in § 28 Absatz 3 Nr. 2 EEG zur Verringerung der Ausschreibungsvolumina. Für den angestrebten Zubau ist es von zentraler Bedeutung, dass die Branche ein **klares Mindestvolumen** hat, das jährlich in den Ausschreibungen bezuschlagt werden kann, um Unsicherheiten zu vermeiden. Nur so lassen sich langfristige Investitionsentscheidungen treffen, Produktionskapazitäten aufbauen und Beschäftigung sichern. Herstellerinnen von Windenergieanlagen sowie deren Sublieferantinnen sind in besonderem Maße auf stabile, langfristig kalkulierbare Marktbedingungen angewiesen. Produktionsstandorte, Lieferketten, Personalaufbau und Forschungsausgaben werden dort angesiedelt, wo ein verlässlich wachsender Absatzmarkt besteht. Die in § 28 Absatz 3 Nr. 2 a–d EEG angeführten Verringerungsanlässe (EU-Ausschreibungen nach § 5; Pilot-WEA nach § 22a; Bürgerenergieprojekte nach § 22b;³⁰ Innovationsausschreibungen nach § 39n; Hybridkraftwerke nach § 39o) sollten als **zusätzliches Volumen** betrachtet werden. Dieses wird bei der BNetzA gemäß den Vorgaben des EEG gemeldet und registriert, hat aber keinen mindernden Einfluss auf die regulären Ausschreibungsmengen. 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 EEG vollständig zu streichen.³¹

3.2.3 Erforderliche Anpassung der Sanktionen bei Defekten technischer Einrichtungen

Die zu leistende Zahlung bei Pflichtverstößen gemäß § 52 Absatz 1 EEG beträgt 10 Euro pro Kilowatt installierter Leistung der Anlage und Kalendermonat, in dem ganz oder zeitweise ein Pflichtverstoß nach Absatz 1 vorliegt oder andauert, vgl. § 52 Absatz 2 EEG.

Im Jahr 2024 wurde in § 52 Absatz 3 Satz 2 EEG eine sinnvolle Abmilderung des Sanktionierungsmechanismus aufgenommen: Bei Pflichtverstößen aufgrund technischer Defekte³² entfällt die zu leistende Zahlung für den Kalendermonat, in dem der Pflichtverstoß eintritt, sowie für den darauffolgenden Kalendermonat. Die in § 52 Absatz 3 vorgesehene Darlegungs- und Beweislast für das Vorliegen eines entsprechenden Defekts auf Seiten der Betreiberinnen, sehen wir kritisch. Mitunter können **Betreiberinnen je nach Art des Defekts nicht unmittelbar Kenntnis hiervon erlangen**. Zudem sollte **erst sanktioniert werden, wenn die Anlagenbetreiberin vom Defekt Kenntnis erlangt bzw. Kenntnis erlangen kann**. Erst ab diesem Moment kann sie den Defekt überhaupt beheben. Für den Fall einer fehlenden Fernsteuerbarkeit zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme beispielsweise – hier hat nur die Herstellerin den Zugriff – ist die bisherige Regelung weiterhin nicht ausreichend. Nach Ansicht des BWE wäre es daher besser in Bezug auf die Defekte im Zusammenhang mit § 52 Nr. 1, 3, 4 und 8 **auf ein Wissen bzw. Wissen-müssen abzustellen, vgl. Gesetzesänderungsvorschlag in Absatz 3**.

³⁰ Bezüglich der Regelung zum Abzug der in Betrieb genommenen Anlagen von Bürgerenergiegesellschaften vom regulären Volumen in der Forderung zur Überführung von Bürgerenergiegesellschaften in das Ausschreibungssegment, vgl. Punkt 3.6.3.

³¹ Vgl. BWE (2022): [Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWK zum sog. Osterpaket](#), S. 35.

³² Im Falle von Pflichtverstößen u. a. gegen § 9 Absatz 1, 2 oder 8, § 10b und § 21b Absatz 3 EEG.

Mehrere BWE-Mitglieder berichten zudem von erheblichen Problemen aufgrund **verzögerter Meldungen von Defekten** nach § 9 Absatz 1 Nr. 2 EEG **in Bezug auf die Pflicht zur Fernsteuerbarkeit** der Anlagen durch die Netzbetreiberin. Nur die Netzbetreiberin kann feststellen und mitteilen, ob eine Anlage nicht angesteuert werden kann, also ob ein möglicher Defekt vorliegt. Es kommt vor, dass die Netzbetreiberin beispielsweise im April die Ansteuerung versucht, dieser Versuch jedoch fehlschlägt, die Anlagenbetreiberin aber erst im September ein Schreiben über den Defekt erhält. Darin wird mitgeteilt, dass die Anlage in den vergangenen Monaten nicht funktionsfähig war und hierfür Strafzahlungen für die letzten Monate zu entrichten seien. In solchen Fällen hatte die Anlagenbetreiberin keine Möglichkeit, frühzeitig einzuschreiten und den Fehler zu beheben. Strafzahlungen, die aufgrund verspäteter Meldungen der Netzbetreiberin entstehen, sollten nach Auffassung des BWE nicht zulässig sein. Der BWE setzt sich daher dafür ein, in § 53 Absatz 2 EEG klarzustellen, dass **im Falle eines Verstoßes gegen die Fernsteuerbarkeit die Zahlungspflicht frühestens mit dem Ablauf einer vom Netzbetreiber unter Benennung der konkreten Pflichtverletzung in Textform gesetzten angemessenen Frist zu ihrer Behebung beginnt.**³³

Zudem müssen die **Fälle von der Pönalisierung ausgenommen werden, in denen technisch keine realisierbare Möglichkeit zur Behebung** von Störungen **besteht** oder Störungen außerhalb des Einflussbereiches der Anlagenbetreiberinnen liegen. Die **Funkrundsteuertechnik ist grundsätzlich sehr fehleranfällig**. Laut Netzbetreiberinnen verlaufen rund 50 % der Tests zur Fernsteuerbarkeit nicht erfolgreich. Oft geht das Funksignal unterwegs einfach verloren. In einem uns bekannten Fall hat die Funkrundsteuertechnik einer großen Verteilnetzbetreiberin aufgrund von elektromagnetischer Abschirmung der WEA nicht funktioniert (diese kann die Anlagenbetreiberin nicht abstellen). Es gab in diesem Fall eine Lösung über die Umrüstung auf Fernwirktechnik durch die Netzbetreiberin. In diesen Fällen werden Sanktionen fällig, obwohl die Anlagenbetreiberin nichts reparieren kann. Wir haben Kenntnis über zumindest eine Netzbetreiberin, die in einem solchen Fall auch von der Sanktion absehen wollte, dies jedoch aufgrund der aktuellen Gesetzeslage nicht konnte. Der BWE regt daher eine entsprechende Anpassung in Absatz 1, letzter Satz, an.

Konkret: Der BWE schlägt folgende Anpassung des § 52 EEG-Entwurf vor (**BWE-Vorschlag in fett, Anpassungen des RefE unterstrichen**):

„(1) Anlagenbetreiber müssen an den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, eine Zahlung leisten, wenn sie

1. gegen § 9 Absatz 1 oder Absatz 2 verstoßen, (...)

(...)

4. gegen § 10b verstoßen

(...)

9a. gegen die Pflicht aus § 36h Absatz 3 Satz 2 verstoßen,

³³ Die Formulierung ist angelehnt an § 6 Abs. 2 Satz 2 der Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen.

Fehlfunktionen einer vom Netzbetreiber gestellten oder vorgegebenen technischen Einrichtung, eines intelligenten Messsystems oder einer Steuerungseinrichtung nach den §§ 3, 29 und 45 des Messstellenbetriebsgesetzes gelten nicht als Verstoß im Sinne von Nummer 1 und Nummer 4.

(2) Die zu leistende Zahlung beträgt 10 Euro pro Kilowatt installierter Leistung der Anlage und Kalendermonat, in dem ganz oder zeitweise ein Pflichtverstoß nach Absatz 1 vorliegt oder andauert.

(3) Die zu leistende Zahlung verringert sich auf 2 Euro pro Kilowatt installierter Leistung der Anlage und Kalendermonat

1. bei einem Pflichtverstoß nach Absatz 1 Nummer 1, 3, oder 4 ~~oder 11~~, sobald die entsprechende Pflicht erfüllt wird; diese Verringerung wirkt zurück bis zum Beginn des Pflichtverstoßes, und

2. bei einem Pflichtverstoß nach Absatz 1 Nummer 9a ~~und 10~~.

3. bei einem Pflichtverstoß nach Absatz 1 Nummer 11, sobald sämtliche der in Absatz 1 Nummer 1 genannten Pflichten erfüllt werden; diese Verringerung wirkt zurück bis zum Beginn des Pflichtverstoßes.

Bei einem nach dem Ablauf des 31. Dezember 2023 auftretenden Pflichtverstoß nach Absatz 1 Nummer 1, Nummer 3, Nummer 4 oder Nummer 8, der aufgrund des Defekts einer technischen Einrichtung eintritt, ~~entfällt die zu leistende Zahlung für den Kalendermonat, in dem der Pflichtverstoß eintritt, und für den darauffolgenden Kalendermonat tritt die Zahlungspflicht ab dem zweiten Monat ein, nachdem der Anlagenbetreiber vom Defekt Kenntnis erlangt hat. Der Kenntnis steht die grob fahrlässige Unkenntnis gleich. Die Zahlungspflicht tritt in den Fällen von Absatz 1 Nummer 1 und Nummer 4 frühestens mit dem Ablauf einer vom Netzbetreiber unter Benennung der konkreten Pflichtverletzung in Textform gesetzten angemessenen Frist zu ihrer Behebung ein; Satz 2 bleibt unberührt.; für das Vorliegen eines Defektes trägt der Anlagenbetreiber die Darlegungs- und Beweislast.~~

3.2.4 Realisierungs- und Pönalfristen den aktuellen Umständen anpassen, vorzeitige Rückgabe von Zuschlägen ermöglichen – § 36e und § 55 EEG

Bereits seit Jahren weist der BWE immer wieder auf Probleme im Rahmen der unflexiblen Realisierungs- und Pönalfristen gemäß § 36e und § 55 EEG hin.³⁴ Aufgrund von Verzögerungen in den Lieferketten,

³⁴ Vgl. z. B. BWE (2020): [Positionspapier zur COVID-19-Krise und deren Auswirkungen auf die Windenergiebranche](#); BWE (2022): [Stellungnahme zum Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Änderung des EEG und weiterer energierechtlicher Vorschriften](#); BWE (2022): [Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWK zum sog. Osterpaket](#); BWE (2023): [Forderungskatalog: Aktuelle Positionen für den Windgipfel](#); zuletzt: BWE (2023): [Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWK zum sog. PV-Paket I](#).

zunächst durch die Covid-19-Pandemie und anschließend durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine, hat der BWE in der Vergangenheit bereits mehrfach Verbesserungsvorschläge gemacht.³⁵

Geförderte WEA müssen innerhalb festgelegter Fristen realisiert werden, andernfalls drohen Pönalzahlungen. Gemäß § 36e Absatz 1 EEG erlischt der Zuschlag bei Geboten für WEA an Land 36 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags, sofern die Anlagen bis dahin nicht in Betrieb genommen wurden. **Rückmeldungen unserer Mitgliedsunternehmen zeigen jedoch, dass die derzeitige Realisierungsfrist von 36 Monaten unter den aktuellen Rahmenbedingungen regelmäßig nicht ausreicht. Der BWE hält daher eine Verlängerung der Realisierungsfrist auf 42 Monate für erforderlich. Ein großes Problem sind nach wie vor die Lieferengpässe bei Anlagenteilen und Netztechnik sowie große Verzögerungen bei den Netzanschlüssen.** Wesentliche projektrelevante Schritte – etwa die verbindliche Bestellung von Netztechnik – können in der Regel erst nach Erhalt des Zuschlags und der damit verbundenen Finanzierungssicherheit erfolgen.

Zudem sollte die **Pönalfrist** zur Inbetriebnahme nach öffentlicher Bekanntgabe des Zuschlags nach § 55 Absatz 1 Nr. 2 EEG von 30 Monaten auf die gleiche Dauer der Realisierungsfrist angepasst werden, also **ebenfalls auf 42 Monate (mindestens jedoch auf die aktuell festgelegten 36 Monate!)**.

Dass ein Projekt nach Teilnahme an der Ausschreibung nicht umgesetzt werden kann, bleibt trotzdem denkbar, etwa bei erfolgreicher Klage gegen die Genehmigung. In der Regel sind WEA nach der Genehmigung innerhalb von zwei bis drei Jahren zu errichten, bevor die Genehmigung verfällt. **Sofern die Genehmigung verfällt**, sollte eine **Mitteilung an die BNetzA ausreichen**, dass keine immissionsschutzrechtliche Genehmigung mehr vorliegt und der **Zuschlag zurückgegeben wird**. Das befreit die Fläche – gegebenenfalls schon vor Ablauf der Realisierungsfrist – und ermöglicht eine zeitige neue Projektierung. Davon unbenommen bleibt den Antragsstellerinnen die Möglichkeit, die Genehmigung nach § 36e Absatz 2 und 3 EEG zu verlängern und den Zuschlag zu behalten.

Konkret: Die Realisierungsfrist in § 36e Absatz 1 EEG müsste wie folgt angepasst werden (**Text neu fett**):

*(1) Der Zuschlag erlischt bei Geboten für Windenergieanlagen an Land ~~36~~ **42** Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags, soweit die Anlagen nicht bis zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen worden sind. **Erlischt die Genehmigung nach Satz 2, kann der Bieter den Zuschlag durch Mitteilung an die Bundesnetzagentur zurückgeben.***

Konkret: Die Pönalfrist in § 55 Absatz 1 EEG müsste wie folgt angepasst werden (**Text neu fett**):

(1) Bei Geboten für Windenergieanlagen an Land nach § 36 und für Zusatzgebote nach § 36j müssen Bieter an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber eine Pönale leisten,

1. (...)

*2. wenn die Windenergieanlage an Land mehr als ~~30~~ **42** Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommen worden ist.*

(...) Die Höhe der Pönale nach Satz 1 Nummer 2 berechnet sich aus der Gebotsmenge des bezuschlagten Gebots

³⁵ Wie zuvor und BWE (2022): [Positionspapier zum Thema Verzögerungen und Preissteigerungen durch die Covid-19-Pandemie \(höhere Gewalt\) bei bereits bezuschlagten Windenergie-Projekten auffangen und den Ausbau sichern!](#); BWE (2022): [Stellungnahme zum RegE Erneuerbaren-Energien-Gesetz u.a.](#)

1. abzüglich der innerhalb von **30 42** Monaten nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommenen Anlagenleistung multipliziert mit 10 Euro pro Kilowatt,
2. abzüglich der innerhalb von **32 44** Monaten nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommenen Anlagenleistung multipliziert mit 20 Euro pro Kilowatt oder
3. abzüglich der innerhalb von **34 46** Monaten nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommenen Anlagenleistung multipliziert mit 30 Euro pro Kilowatt.

3.2.5 Verlängerungsoptionen der Realisierungsfrist in § 36e EEG 2023 ausreichend bemessen

Die Verlängerungsoptionen der Realisierungsfrist in § 36e EEG 2023 müssen angepasst werden.

3.2.5.1 Verlängerungsoption aufgrund von Rechtsbehelfen Dritter gegen die Genehmigung

Nach § 36e Absatz 2 Satz 2 EEG soll die Verlängerung der Realisierungsfrist 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. Auch wenn über das Investitionsbeschleunigungsgesetz die erstinstanzliche Zuständigkeit des Oberverwaltungsgerichts eingeführt wurde,³⁶ ist davon auszugehen, dass das **erstinstanzliche Verfahren innerhalb des Zeitraums von 18 Monaten nur in Ausnahmefällen abgeschlossen sein wird**. Daher sollte die Verlängerung für die Dauer der Gültigkeit der Genehmigung ausgesprochen werden. Sollte eine Höchstfrist vorgesehen werden, muss diese deutlich großzügiger ausfallen und mindestens fünf Jahre betragen.³⁷

Konkret: Der § 36e Absatz 2 Satz 2 EEG sollte daher wie folgt gefasst werden (**Text neu fett**):

„(2) 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 gegen die im bezuschlagten Gebot angegebene Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz nach der Abgabe des Gebots ein Rechtsbehelf Dritter eingelegt worden ist. Die Verlängerung soll **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.~~“

3.2.5.2 Verlängerungsoption auch bei Änderungen oder Neuerteilung

Der BWE schlägt zudem vor, **eine Verlängerungsoption in § 36e EEG aufzunehmen, wenn eine Änderung oder Neuerteilung der ursprünglichen Genehmigung gemäß § 36f Absatz 2 EEG erfolgt ist**. Gemäß § 36f Absatz 2 EEG bleibt der Zuschlag auf die geänderte oder neu erteilte Genehmigung bezogen, sofern der Standort der Windenergieanlage höchstens um das Doppelte der Rotorblattlänge

³⁶ § 48 Absatz 1 Nummer 3a VwGO.

³⁷ Vgl. z. B. BWE (2023): [Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWK zum sog. PV-Paket I](#), S. 26 f..

abweicht. Häufig stellt jedoch gerade die Befristung des Zuschlags angesichts der behördlichen Verfahrensdauern für eine solche Änderung bzw. Neuerteilung ein Problem. Die BNetzA kann die Zuschlagsbefristung in diesem Fall bisher nicht verlängern. Somit würde die Betreiberin den Zuschlag ggf. verlieren, obwohl sie die **behördlich veranlassten Verfahrensverzögerungen** nicht kompensieren kann. Damit das Instrument nach § 36f Absatz 2 EEG effektiv genutzt werden kann, braucht es auch in diesem Fall eine Verlängerungsoption. Um zu vermeiden, dass jede noch so kleine Änderung zur Verlängerung von Zuschlägen führt, könnte man eine gewisse Erheblichkeit der Änderungen einfordern, indem diese mindestens nach § 16 BImSchG beschieden werden müssen (also keine bloße Änderungsanzeige).³⁸

Konkret: Der BWE schlägt vor, in § 36e folgenden Absatz 4 EEG einzufügen:

„(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 der Bieter einen Antrag auf Änderung oder Neuerteilung gem. § 36f Absatz 2 Satz 1 gestellt hat und die Dauer des behördlichen Genehmigungsverfahrens ursächlich dafür ist, dass die fristgemäße Realisierung der Anlage nicht möglich war. Die Verlängerung erfolgt um den Zeitraum, in dem das Genehmigungsverfahren die fristgerechte Errichtung verzögert hat. Satz 1 und 2 gelten nicht, soweit ausschließlich eine Änderungsanzeige gemäß § 15 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes vorliegt.“

3.2.5.3 Verlängerungs- und Entwertungsoption bei Herstellerinsolvenz

Auch die bei einer Herstellerinsolvenz geltende Beschränkung der Fristverlängerung auf 18 Monate gem. § 36e Absatz 3 EEG halten wir 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 Begutachtungen 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 Zuschlags unumgänglich, da sich im Einzelfall durch die Umgenehmigung des Projektes so hohe Kosten ergeben können, dass der „alte“ Zuschlag nicht mehr ausreicht.

Insbesondere vor dem Hintergrund, dass durch § 36f EEG Zuschläge auch bei Neugenehmigung bestehen bleiben, muss der betroffenen Planerin im Fall einer Insolvenz der Anlagenherstellerin die **Möglichkeit eingeräumt werden, den Zuschlag zurückzugeben**. Andernfalls bliebe ihr nur die Möglichkeit, den Zuschlag durch Zeitablauf verfallen zu lassen, die entsprechende Pönale zu zahlen und anschließend das Umgenehmigungsverfahren zu starten.³⁹ Es ist nicht interessengerecht, ihr diese Nachteile aufzubürden, obwohl sie unverschuldet in diese Situation geraten ist.

Der Bieterin sollte daher alternativ zur Verlängerung der Umsetzungsfrist eine Entwertungsoption bei Herstellerinsolvenz zur Verfügung stehen:

³⁸ Vgl. z. B. BWE (2023): [Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWK zum sog. PV-Paket I](#), S. 26 f.

³⁹ Vgl. auch Punkt ... zur Forderung der erweiterten Kompetenz BNetzA, u.a. im Falle von Herstellerinneninsolvenz zur Verlängerung von § 36e Absatz 1.

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.⁴⁰

Konkret: Absatz 3 von § 36e EEG sollte wie folgt geändert werden (**Text neu in fett**)

*„(3) 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 **unbeschadet einer Verlängerung nach Absatz 2** 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.~~ Auf Antrag wird der Zuschlag im Falle des Satz 1 entwertet, ohne dass die Sicherheitsleistung nach § 36a einbehalten wird.“*

3.2.5.4 Krisenmanagement der BNetzA ermöglichen – § 85 Absatz 2a EEG einführen

Nach wie vor gefährden Lieferverzögerungen, u. a. durch Störungen der globalen Lieferketten, die Einhaltung der Realisierungsfristen. Diese Verzögerungen belasten die Windbranche zusätzlich zu den bereits vorhandenen Verzögerungen in Genehmigungsverfahren und durch Klagen.⁴¹ In der Vergangenheit bestand das Risiko, dass Zuschläge aufgrund der damaligen 30-Monats-Frist des § 36e Absatz 1 EEG 2017 verfielen. Zunächst hatte die BNetzA Fristverlängerungen beschlossen.⁴² Anschließend verlängerte der Gesetzgeber die Frist gerade noch rechtzeitig pauschal um sechs Monate.⁴³

Aktuell ist damit zu rechnen, dass eine zunehmende Nachfrage nach Windenergieanlagen für einen nicht unerheblichen Zeitraum dazu führen wird, dass Windenergieanlagen „knapp“ werden und sich damit auch die Lieferzeiten signifikant verlängern werden. Darüber hinaus sind einige Herstellerinnen sehr stark von Zulieferkomponenten abhängig. Rohstoffmangel und mangelnde Transportkapazitäten verlängern die Lieferzeiten zusätzlich. Die **zunehmenden Probleme aufgrund der langen Lieferzeiten von Umspannwerken, Anlagen und Anlagenkomponenten etc. sind bekannt.** Entsprechende Komponenten vor einem Zuschlag zu bestellen, ist mangels Finanzierbarkeit keine Option. Auch Straßenschäden können die Realisierung der Projekte stark verzögern. Daher müsste es die Möglichkeit geben, aufgrund von marktbedingten Projektverzögerungen (Lieferzeiten, Transportverzögerungen, Verzögerungen beim Netzanschluss etc.) eine flexible und individuelle Verlängerung zu erreichen.

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

⁴⁰ Vgl. z. B. BWE (2023): [Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWK zum sog. PV-Paket I](#), S. 27 f.

⁴¹ vgl. BWE (2019): [Aktionsplan für mehr Genehmigungen von Windenergieanlagen an Land](#).

⁴² Pressemitteilung der BNetzA vom 23.03.2020.

⁴³ Sog. Kleine EEG-Novelle (2020): [Bundestags-Drucksache 19/19208](#).

Wir schlagen vor, die Kompetenzen der BNetzA grundsätzlich so zu erweitern, dass sie für Sonderfälle eine Fristverlängerung festlegen kann.⁴⁴ In der Gesetzesbegründung sollten Beispielfälle für die Fristverlängerung, wie Lieferengpässe und Transportverzögerungen aufgrund von Pandemien und Kriegen, aber auch von Straßenschäden und anderen Verkehrseinschränkungen, aufgenommen werden. Es kommt immer wieder vor, dass der Standort der WEA aufgrund von erforderlichen Baumaßnahmen, gewichtsbezogenen Beschränkungen von Verkehrswegen oder ähnlicher Umstände vorübergehend nicht erreichbar ist. Auch zukünftig kann es zu weiteren Ereignissen kommen, die eine Fristverlängerung erfordern, die zurzeit noch nicht absehbar sind. In diesen Fällen sollte nicht jedes Mal eine Gesetzesänderung erforderlich sein. Besteht eine allgemeine Verlängerungsmöglichkeit, sind die spezifischen Verlängerungsvorschriften nicht mehr erforderlich. Um alle Fristverlängerungsmöglichkeiten dafür übersichtlich in einer Regelung zusammenzufassen, schlagen wir folgende Neuregelung vor.

Konkret: § 85 EEG sollte um einen Absatz 2a ergänzt werden:

„(2a) Die Bundesnetzagentur kann auf Antrag des Bieters 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. 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.“⁴⁵

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

⁴⁴ Vgl. BWE-Stellungnahme (2023): [Referentenentwurf des BMWK zum sog. PV-Paket I](#), S. 28 ff.

⁴⁵ Hier sind auch Verlängerungsmöglichkeiten für Solaranlagen und Biomasseanlagen einbezogen, da auch diese in der Covid-19-Krise unter den Lieferengpässen und Installationsverzögerungen litten.

Eine Fristverlängerung ist bei Rechtsbehelfen Dritter nur hilfreich, wenn der Rechtsbehelf erfolglos bleibt. **Für erfolgreiche Rechtsbehelfe Dritter wäre daher eine Übertragungsmöglichkeit der Zuschläge sinnvoll**, so wie sie im oben ausgeführten Vorschlag zu § 85 Absatz 2a in Satz 6 enthalten ist.

3.2.6 Auslaufen der Förderung und Kohleausstieg in § 1a EEG entkoppeln, Deckel in § 4 EEG überdenken

In § 1a Absatz 2 EEG hat der Gesetzgeber mit der Novelle aus dem Jahr 2022 geregelt, dass der Kohleausstieg und das Förderende für die Erneuerbaren Energien insgesamt zusammenfallen. Demnach soll es frühestens mit dem Kohleausstieg 2038 keine weitere Förderung geben.

Die Kopplung von Kohleausstieg und Förderende für Erneuerbare Energien ist weder energiewirtschaftlich noch klimapolitisch sinnvoll. Ohne die Perspektive ausreichender Markterlöse ist eine solche Festlegung nicht angemessen. Eine **Entkopplung ermöglicht es, flexibel auf technologische Entwicklungen und eine steigende Stromnachfrage im Zuge der Sektorenkopplung zu reagieren**. Sie verhindert, dass ein politisch gesetztes Datum die Investitionsentscheidungen und den langfristigen Ausbaupfad der Erneuerbaren unnötig einschränkt und Deutschland im Vergleich zu anderen EU-Ländern Standortnachteile entstehen. Darüber hinaus wird mit einer Entkopplung der bestehenden Unsicherheit hinsichtlich des endgültigen Kohleausstiegsdatums Rechnung getragen,⁴⁶ die eine verlässliche, langfristige Investitions- und Ausbauplanung erschwert.

Ferner können mit dem geplanten **Abschöpfungsmechanismus** (vgl. [Punkt 3.1.1](#)) zukünftig auch **Einnahmen für den Staat** erzielt werden. Das EEG würde dann auch eine Art „Absicherung“ darstellen, die zu einer günstigen Finanzierbarkeit von EE-Anlagen führt.

Die Kopplung sollte daher gestrichen werden.⁴⁷

Kritisch sieht der BWE auch das Vorhaben, die installierte Leistung von WEA an Land ab dem Jahr 2040 auf 160 GW zu deckeln, vgl. § 4 Nr. 1 EEG. **Es braucht nicht nur den Erhalt der Leistung, sondern auch den Ausbau über 160 GW hinaus**. Die dadurch gewonnene Flexibilität verhindert ein Abschwächen der Ausbaudynamik und eine Gefährdung der Klimaziele. Das Aufheben der zeitlichen Begrenzung würde zudem Marktunsicherheiten vermeiden, Investitionsentscheidungen absichern, das Potenzial technologischer Weiterentwicklungen umfänglich ausschöpfen und Repowering stärker ermöglichen.⁴⁸

3.2.7 Zusatzgebote nach § 36j EEG nutzbar machen

Positiv zu bewerten ist, dass der EEG-Entwurf Zusatzgebote nunmehr auch vor Inbetriebnahme ermöglicht. Die war eine Forderung des BWE. Denn in der Praxis kommt es vor, dass eine WEA eines bestimmten Typs geplant war, für diesen geboten wurde und nachträglich – **nach Erhalt des Zuschlags, aber vor Inbetriebnahme** – ein **Typenwechsel** mit höherer Leistung vorgenommen wird. Eine **Leistungserhöhung von mehr als 15 Prozent nach Inbetriebnahme kommt** hingegen **selten vor**, da sie sehr aufwendig wäre: Unter Umständen wäre mehr Netzanschlusskapazität erforderlich, ggf. ein neues Anlagenzertifikat, neue Standsicherheitsnachweise, neue Turbulenzgutachten etc. Die Regelung in § 36j

⁴⁶ Vgl. Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG).

⁴⁷ Vgl. zuletzt in [BWE \(2023\): Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWK zum sog. PV-Paket I](#), S. 14.

⁴⁸ Vgl. zuletzt in [BWE \(2023\): Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWK zum sog. PV-Paket I](#), S. 15.

EEG erfasste den praxisrelevanten Fall einer Leistungserhöhung vor Inbetriebnahme bisher also nicht. Die geplante Änderung des Gesetzes ist aus Sicht der Mitglieder dringend überfällig. Die Mitglieder berichten, dass die mit den Zusatzgeboten verbundenen Risiken (Abrechnungsprobleme, siehe hierzu auch Punkt 3.2.7.2, Finanzierungsprobleme) zu hoch sind, weshalb diese nicht genutzt werden. Diese Situation verhindert zudem die Umsetzung bereits vorhandener Technologieentwicklungen für bestimmte Standorte. Daher sind weitere Änderungen bei den Zusatzgeboten erforderlich, um diese wirklich nutzbar zu machen.

3.2.7.1 Mehrfache Zusatzgebote ermöglichen

Der BWE lehnt die Beschränkung der Zusatzgebote auf eine einmalige Nutzung ab. Zusatzgebote nach § 36j Absatz 1 EEG 2023 sollten immer dann in Anspruch genommen werden können, wenn eine Leistungserhöhung von mehr als 15 Prozent möglich ist. So kann die Stromerzeugung kontinuierlich gesteigert werden, ohne zusätzliche Flächen zu beanspruchen. Zugleich können bürokratische Verfahren effizienter gestaltet werden.

Der konkrete Gesetzesänderungsvorschlag ist dem nachfolgenden Punkt zu entnehmen.

3.2.7.2 Berechnung der verschiedenen Strommengen klarstellen

Ferner stellt sich die Frage, **wie die verschiedenen Strommengen** (diejenigen, die unter das erste Gebot fallen und diejenigen die unter das Zusatzgebot fallen) aufgrund ggf. verschiedener Höchstwerte **abgerechnet werden**. Hier würde sich zunächst ein **Verweis auf § 23c** EEG zur anteiligen Zahlung der Klarstellung dienen.⁴⁹

Konkret: Der BWE schlägt daher vor, § 36j Absatz 1 EEG wie folgt abzuändern (**BWE-Text neu in fett, Anpassungen des RefE unterstrichen**):

„(1) Abweichend von § 36c können Bieter **einmalig** Gebote für bezuschlagte Windenergieanlagen an Land nach deren Inbetriebnahme abgeben, wenn die installierte Leistung der Anlagen um mehr als 15 Prozent erhöht wird oder werden soll (Zusatzgebote).

(2)-(3) (...)

(4) Die §§ 36a bis 36c, 36e und 36f sind für Zusatzgebote entsprechend anzuwenden.

(5) Die Berechnung der anteiligen Zahlungen nach Gebot und Zusatzgebot bestimmt sich nach § 23c.“

Darüber hinaus bedarf es der Anpassung, um die verschiedenen Nennleistungen in der Vergütungsregelung nach § 23c EEG zu berücksichtigen (und ggf. auch nach Anlage 2 des EEG, siehe unten).

Gemäß § 23c bestimmt sich der Zahlungsanspruch nach § 19 Absatz 1 EEG für jede WEA jeweils anteilig nach der installierten Leistung der Anlage im Verhältnis zu dem jeweils anzuwendenden Schwellenwert. Bei der Berechnung der verschiedenen Strommengen kommt es aber nicht auf das Verhältnis der

⁴⁹ vgl. auch den nachfolgend skizzierten notwendigen Verbesserungsvorschlag zu § 23c

installierten Leistungen an (z. B. vorher 5 MW, nachher 5,8 MW). **Für eine angemessene Berechnung müssten die Referenzerträge (vor und nach Leistungserhöhung) miteinander verglichen werden. Dabei handelt es sich um die für jeden Typ einer WEA einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung am Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde.**

Die aktuelle Regelung zur Aufteilung der Energiemengen kann dazu führen, dass durch ein Leistungs-Upgrade **weniger eingespeiste Energiemengen nach EEG vergütet werden als ohne Nennleistungsänderung.** Daher sollte in § 23c EEG klargestellt werden, dass sich der **Zahlungsanspruch für WEA anteilig nach dem Verhältnis der Referenzerträge vor und nach Änderung der Leistungserhöhung oder bei Zusatzgeboten bemisst.** Eine solche Differenzierung fehlt bisher.

Konkret: Der BWE regt an, § 23c EEG-Entwurf wie folgt abzuändern (**BWE-Vorschlag in fett; abgeänderter Text des Entwurfs unterstrichen**):

„§ 23c Anteilige Zahlung

*Bestehen für Strom der ~~Anspruch~~ **Zahlungsanspruch** nach § 19 Absatz 1 ~~oder die Zahlungspflicht nach § 21d~~ in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung oder der installierten Leistung, ~~bestimmen sich diese~~*

- 1. für Solaranlagen ~~und Windenergieanlagen jeweils~~ anteilig nach der installierten Leistung der Anlage im Verhältnis zu dem jeweils anzuwendenden Schwellenwert und*
- 2. für Windenergieanlagen anteilig nach dem Verhältnis der Referenzerträge vor und nach der Leistungserhöhung. Anlage 2 Satz 8 ist entsprechend anzuwenden.***
- 2-3.** in allen anderen Fällen jeweils anteilig nach der Bemessungsleistung der Anlage.*

Weiterhin ist zu prüfen, ob darüber hinaus auch eine Änderung in der Anlage 2 des EEG zum Referenzertrag erforderlich ist.

3.3 Beteiligung und Akzeptanz – Regelungen im Gesetzentwurf

3.3.1 Zu Nr. 8: Anpassung kommunale Beteiligung, § 6 EEG-Entwurf – *anzupassen*

3.3.1.1 Beteiligung bis 0,3 Ct/kWh möglich – Erstattung lediglich 0,2 Ct/kWh – **abzulehnen, hilfsweise anzupassen**

In § 6 Absatz 2 und 3 EEG-Entwurf wird der Betrag, den Betreiberinnen von Windenergieanlagen an Land an betroffene Gemeinden zahlen dürfen, von 0,2 auf 0,3 Cent pro Kilowattstunde angehoben.

Gleichzeitig bleibt der erstattungsfähige Betrag weiterhin bei lediglich 0,2 Cent pro Kilowattstunde. Die Erhöhung des zulässigen Beteiligungsbetrags wird somit nicht durch eine entsprechende Ausweitung der Erstattung flankiert. Die darüberhinausgehenden 0,1 Cent pro Kilowattstunde müssten von den Anlagenbetreiberinnen selbst getragen werden. Dies mindert den praktischen Anreiz, den erhöhten Beteiligungsrahmen tatsächlich auszuschöpfen, und läuft dem Ziel zuwider, die kommunale Beteiligung wirksam zu stärken.

In der Praxis ist zudem zu berücksichtigen, dass sich betroffene Kommunen regelmäßig an dem in § 6 EEG vorgesehenen Beteiligungsumfang orientieren und häufig keine Bereitschaft besteht, geringere Beträge zu vereinbaren. Wird der gesetzlich zulässige Höchstbetrag auf 0,3 Cent pro Kilowattstunde angehoben, ohne den Erstattungsanspruch entsprechend anzupassen, entsteht für Anlagenbetreiberinnen faktisch ein erheblicher Erwartungsdruck, den erhöhten Betrag vollständig zu leisten.

Zudem ist zu befürchten, dass die Länder ihre landesrechtlichen Regelungen zur finanziellen Beteiligung von Kommunen an die Erhöhung des in § 6 EEG 2027 vorgesehenen Betrags anpassen und die dort vorgesehenen Beteiligungsbeträge entsprechend anheben. Soweit diese landesrechtlichen Regelungen verpflichtend ausgestaltet sind, würden hieraus zusätzliche, nicht erstattungsfähige finanzielle Belastungen für Anlagenbetreiberinnen entstehen. Viele Länder schreiben neben der kommunalen Beteiligung zusätzlich Bürger*innenbeteiligung vor, sodass die insgesamt zu leistenden Beträge noch weiter steigen könnten.⁵⁰

Schließlich ist die zusätzliche Kostenbelastung infolge der Anhebung des kommunalen Beteiligungsbetrags bei der Anpassung des Referenzwertmodells beziehungsweise des Mindesterlöses des CfD bisher nicht im Entwurf berücksichtigt.

Vor dem Hintergrund des zunehmend intensiven Wettbewerbs in den EEG-Ausschreibungen und der kontinuierlich sinkenden Zuschlagswerte sind zusätzliche finanzielle Belastungen für Anlagenbetreiberinnen nicht sachgerecht. Die Wirtschaftlichkeit neuer Projekte steht bereits unter erheblichem Druck, sodass weitere, nicht erstattungsfähige Kosten den Ausbau der Windenergie erschweren können.

Darüber hinaus ist mit der Regelung ein erheblicher zusätzlicher Verwaltungs- und Abstimmungsaufwand verbunden. Da die Zahlung oberhalb des erstattungsfähigen Betrags freiwillig erfolgt, wären in zahlreichen Projekten Verhandlungen mit den betroffenen Kommunen über die konkrete Höhe der Beteiligung zu erwarten. Dies führt zu zusätzlichem bürokratischem Aufwand, erhöht die Komplexität der Projektentwicklung und birgt das Risiko uneinheitlicher Erwartungen und Konflikte.

Der BWE lehnt die Anhebung daher ab. Stattdessen sollte es bei 0,2 Cent pro Kilowattstunde bleiben. Zugleich sollte für kommunale Beteiligung und Bürger*beteiligung nach den Länderbeteiligungsgesetzen ein Höchstbetrag von insgesamt 0,3 Cent pro Kilowattstunde eingeführt werden (vgl. Punkt 3.4.2.1). Hierdurch wird eine unangemessene Kumulation finanzieller Belastungen vermieden und zugleich eine angemessene Beteiligung von Kommunen und Bürgerinnen sichergestellt.

Sollte an der vorgesehenen Anhebung des kommunalen Beteiligungsbetrags auf 0,3 Cent pro Kilowattstunde festgehalten werden, besteht aus Sicht des BWE zwingender gesetzgeberischer Anpassungsbedarf. Zum einen sollte er dann vollständig erstattungsfähig sein. Zum anderen sollte dann die Regelung zur Bürger*innenbeteiligung in § 22b Absatz 6 EEG gestrichen beziehungsweise dahingehend angepasst werden, dass keine weitere Bürgerbeteiligung möglich ist, wenn ein Land den an die Kommunen zu zahlenden Beteiligungsbetrag auf 0,3 Cent pro Kilowattstunde anhebt.

⁵⁰ Zum bereits bestehenden Problem im Zusammenhang mit der Wirtschaftlichkeit der Projekte und den Länderbeteiligungsgesetzen sowie der BWE-Forderung eines Beteiligungsdeckels siehe Punkt 3.4.2.1.

Hierdurch würde den Ländern die Möglichkeit eröffnet, eigenständig zu entscheiden, ob sie neben einer kommunalen Beteiligung weiterhin eine gesonderte Bürgerbeteiligung vorsehen wollen. Ohne eine entsprechende Anpassung besteht die Gefahr, dass Länder sowohl an einer erhöhten kommunalen Beteiligung als auch an einer verpflichtenden Bürgerbeteiligung – beispielsweise in Höhe von mindestens 0,1 Cent je Windenergieanlage – festhalten. Dies würde zu einer weiteren Kumulierung finanzieller Belastungen führen, ohne dass hierfür eine entsprechende Berücksichtigung im Förderrahmen erfolgt. Eine solche Doppelbelastung der Projekte ist aus Sicht des BWE weder sachgerecht noch mit dem Ziel eines wirtschaftlich tragfähigen Ausbaus der Windenergie vereinbar.

3.3.1.2 Fiktive Strommengen gestrichen – *positiv*

In § 6 EEG-Entwurf wird die Bezugnahme auf die **fiktiven Strommengen gestrichen**. Somit beziehen sich weder die Zuwendung an die Kommune noch die Erstattung durch die Netzbetreiberin auf diese. Der BWE hatte die Streichung zuvor gefordert und begrüßt sie daher ausdrücklich. Die fiktiven Strommengen verkomplizieren die Berechnung erheblich und bringen den Kommunen dabei aber kaum höhere Zahlungen. Im Sinne des Bürokratieabbaus ist dies also ein wichtiger Schritt.

3.3.1.3 Abstellen auf die eingespeiste Strommenge - *anpassen*

In Bezug auf die **Zuwendung** regelt § 6 Absatz 2 EEG-Entwurf, dass diese für die **tatsächlich erzeugte** statt wie bisher für die tatsächlich eingespeiste Strommenge angeboten werden darf. Damit würden beispielsweise auch Strommengen zur Direktbelieferung und gespeicherte Strommengen unter die Zuwendungsmöglichkeit fallen können. Erstattungsfähig soll jedoch weiterhin nur die eingespeiste, geförderte Strommenge sein (vgl. § 6 Absatz 5 des Entwurfs).

In der Gesetzesbegründung wird angeführt, dass die tatsächlich eingespeiste Strommenge aufgrund des zunehmenden Eigenverbrauchs und Einsatzes von Speichern geringer ausfallen kann. Damit fällt auch die Zuwendung an die Kommune geringer aus. Mit einem Abstellen auf die erzeugte Energie kann die Kommune im Sinne der Akzeptanzsteigerung mehr Einnahmen generieren. Zudem ist damit nicht mehr zu klären, ob der Strom vor oder hinter dem Netzverknüpfungspunkt verbraucht wird.

Das Abstellen auf die „erzeugte“ statt der „eingespeisten“ Strommenge für die Frage der Beteiligungsfähigkeit ist **grundsätzlich positiv**, da sie den Handlungsspielraum der Anlagenbetreiberinnen vergrößert. So können Kommunen z. B. auch bei zwischengespeichertem Strom oder Direktbelieferungen beteiligt werden, die insbesondere für Großverbraucher wie Rechenzentren in Frage kommen. In der Gesetzesbegründung (S. 372) heißt es, den Beteiligten stehe es frei, sich für die Beteiligung nur auf eine „kleinere“ Strombezugsmenge, wie z. B. die tatsächlich eingespeiste, zu einigen. Perspektivisch sehen wir jedoch die Gefahr, dass Gemeinden und Kommunen die Beteiligung an den **„erzeugten“ Mengen auch einfordern**, wenn sie entsprechend im Gesetz steht. **Probleme** können dann insbesondere bei der **Abgrenzung der Strommengen** aufkommen, die zweifelsfrei nicht Grundlage der Beteiligung sein sollen – insbesondere: Eigenverbrauch, Strommengen aus Leitungs- und Umspannverlusten sowie Querlieferungen im Park. Diese Strommengen werden nicht vermarktet und bisher nicht konkret bemessen und sollten daher keine Beteiligungsgrundlage bilden. In jedem Fall sollte eine Situation wie bei der damaligen Meldung der EEG-Umlage mit komplexen Berechnungen und dem zusätzlichen Erfordernis des Einbaus von Zählern vermieden werden. Im Gesetzestext sollte daher zumindest **geklärt werden, welche Strommengen unter die „erzeugte“ Strommenge fallen. Strommengen zum Eigenverbrauch, Strommengen aus Leitungs- und Umspannverluste und**

Querlieferungen im Park sollten nicht darunterfallen. Eine derartige Differenzierung muss zudem gewährleisten, dass **keine neuen komplexen Messerfordernisse** entstehen. **Zur Abgrenzung siehe untenstehenden BWE-Gesetzesänderungsvorschlag.**

Gemäß § 6 Absatz 5 EEG-Entwurf sind weiterhin nur die eingespeisten und nicht die erzeugten Strommengen erstattungsfähig. Das kann für die Anlagenbetreiberinnen zu zusätzlichen Kosten führen, die sie selbst tragen müssten bzw. an Dritte weiterreichen, wenn sie die „eingespeiste“ Strommenge als Grundlage für die Beteiligung der Gemeinde wählen. Allerdings soll nun **neben der eingespeisten, geförderten Strommenge auch die eingespeiste Strommenge erstattungsfähig sein, für die ein Refinanzierungsbeitrag geleistet wurde.** Der BWE begrüßt es ausdrücklich, dass damit auch Zuwendungen in der sonstigen Direktvermarktung (mit Abschöpfung) erstattungsfähig werden.

In der Gesetzesbegründung heißt es auf S. 186 aber: Eine im Zusammenhang mit § 6 EEG relevante Förderung oder Refinanzierungspflicht besteht nach dem EEG und den aufgrund des EEG erlassenen Rechtsverordnungen jedoch ausschließlich für in das öffentliche Netz eingespeiste Strommengen. Demnach wären Zuwendungen im Rahmen von Direktleitungen und im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung ohne Abschöpfung nicht erstattungsfähig. Es besteht dann insbesondere ein Widerspruch zwischen dem Bestreben der Bundesregierung, Direktbelieferung und PPA zu stärken, und der Nicht-Erstattung dieser Mengen bei Beteiligung der Kommune an den „erzeugten“ Mengen auf Grundlage des § 6 (vgl. zur BWE-Position Punkt 3.4.2.2). Andererseits dürfte eine mess- und eichrechtskonforme Abrechnung der „erzeugten“ Strommengen gegenüber der Netzbetreiberin erforderlich machen, um die Erstattungsfähigkeit zu gewährleisten.

Nicht nachvollziehbar ist ferner, dass die Zuwendung im Rahmen von zwischengespeichertem Strom nicht erstattungsfähig sein soll. Der BWE spricht sich daher auch für die Erstattungsfähigkeit von Strommengen nach § 19 Absatz 3 EEG aus.

Außerdem regelt § 6 Absatz 5 EEG-Entwurf bisher nicht den Fall, dass der MW exakt dem AW entspricht werden (bzw. der Betrag null ist) und folglich weder eine Förderung noch ein Refinanzierungsbeitrag geleistet wird. Was hier für die Erstattungsfähigkeit der Zuwendung gilt, sollte im Sinne einer Erstattungsfähigkeit klargestellt werden (Vgl. hierzu Punkt 3.4.2.2).

Ferner sollten auch die weiteren unter [Punkt 3.4.2](#) aufgeführten Anpassungen im Zusammenhang mit § 6 aufgenommen werden.

Konkret: Der BWE schlägt vor, an § 6 EEG-Entwurf folgenden Absatz 6 anzufügen:

„(6) Nicht als tatsächlich erzeugte Strommengen gelten Strommengen, die

- 1. in der Anlage erzeugt und vor dem Verknüpfungspunkt mit dem Netz durch physikalisch bedingte Netz- und Umspannverluste verloren gehen,***
- 2. durch die Anlage oder andere Anlagen verbraucht werden, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, oder***
- 3. in dazugehörigen Nebenanlagen nach § 3 Nummer 15a der Anlage selbst oder anderer Anlagen verbraucht werden, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind.“***

3.4 Beteiligung und Akzeptanz – fehlende Regelungen im Gesetzentwurf

3.4.1 Neuer § 6a EEG: Teilhabe der Bürger*innen vor Ort

Die Windenergie an Land spielt bei der Erreichung der nationalen Energie- und Klimaziele eine tragende Rolle. Dadurch steht die Branche vor der großen Herausforderung, bis 2030 115 GW Windleistung in Deutschland zu installieren. Dieser Ausbau gelingt nur mit einem starken gesellschaftlichen Rückhalt und der Teilhabe von Bürger*innen an den konkreten Projekten vor Ort.

Der BWE ist bestrebt, dass der Ausbau der Windenergie weiter durch eine breite gesellschaftliche Beteiligung und Teilhabe getragen wird. Im Umfeld von Windenergievorhaben in Kommunen sind Möglichkeiten echter Teilhabe, Spürbarkeit von regionaler Wertschöpfung und praktischem Nutzen für die Bürger*innen durch Windenergie die konkreten Handlungsfelder. Bürger*innen sowie Kommunen vor Ort müssen von Anfang an in die Planungen einbezogen und an Windenergieanlagen auch ökonomisch maßgeblich beteiligt werden.

Mit der Einführung des § 6 EEG 2021 wurde eine Möglichkeit geschaffen, die Kommunen, auf deren Gemeindegebiet Windenergieanlagen geplant sind (oder nach der Aktualisierung durch das EEG 2023 auch für bestehende Windenergieanlagen), an den Einnahmen dieser Anlagen zu beteiligen. Dadurch soll die Akzeptanz für den Zubau von Windenergieanlagen an Land erhöht werden. Nach § 6 Absatz 1 Satz 1 EEG aktuelle Fassung sollen Anlagenbetreiberinnen die Gemeinden, die von der Errichtung ihrer Anlage betroffen sind, finanziell beteiligen. Flankierend regelt § 6 Absatz 4 Satz 3 EEG, dass Vereinbarungen über solche Zahlungen „nicht als Vorteil im Sinn der §§ 331 bis 334 des Strafgesetzbuchs“ gelten.

Insgesamt regelt § 6 EEG aber ausschließlich direkte finanzielle Zuwendungen an die Gemeinden und Landkreise. Die ausdrücklich nicht vorgesehene Zweckbindung der Zahlung entsprechend § 6 EEG verhindert häufig, die Vorteile der Energiewende vor Ort durch konkrete Maßnahmen auch sichtbar zu machen.

Es fehlt ein Instrument, um auch den Gemeinde-Anwohner*innen konkrete Teilhabemöglichkeiten anbieten zu können. Auch solche Maßnahmen, die über direkte Zahlungen an die Gemeinde hinausgehen, sollten daher in einem definierten Rahmen möglich und von der Sanktionierung durch die §§ 331 bis 334 StGB ausgenommen werden.

Konkret: Um die Intention des Koalitionsvertrages aufzugreifen⁵¹ wird folgender **§ 6a EEG neu** eingeführt:

„§ 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 Absatz 2 Satz 2 oder Satz 3 betroffen sind,

⁵¹ Vgl. [Koalitionsvertrag für die 21. Legislaturperiode](#), Z. 1040 f. „Auch werden wir Bürgerstrom rechtlich erleichtern (...)“, Z. 934 ff.: „Bei der Energiewende machen wir Wirtschaft und Verbraucher stärker zu Mitgestaltern (unter anderem durch Entbürokratisierung, Mieterstrom, Bürgerenergie und Energy Sharing).“

Teilhabemaßnahmen gemäß Absatz 4 ohne Gegenleistung anbieten oder sich an solchen beteiligen, wenn die Anlage eine installierte Leistung von mehr als 1.000 Kilowatt hat.

(2) Betreiber von Freiflächenanlagen dürfen in Gemeinden oder Landkreisen, die von der Errichtung ihrer Anlage gemäß § 6 Absatz 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 Paragraphen bedürfen der Schriftform und dürfen für Windenergieanlagen bereits zu dem in § 6 Absatz 4 Nummer 1 und für Freiflächenanlagen zu dem in § 6 Absatz 4 Nummer 2 festgelegten Zeitpunkt geschlossen werden. 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 Paragraphen 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.

Der neue § 6a EEG sollte entsprechend der Erweiterung des § 6 EEG auch für Bestandsanlagen gelten. Die sollte in einer entsprechenden Übergangsvorschrift geregelt werden.

Neben der direkten Teilhabe der Bürger*innen und der damit einhergehenden Akzeptanzförderung hat diese Maßnahme den Vorteil, dass sie kurzfristig umsetzbar ist. Es werden keine weiteren Gelder oder neuen Strukturen benötigt und sie wirkt umgehend und dient der Beschleunigung des Windenergieausbaus an Land. Aktuell sind schnell greifende Maßnahmen wichtiger denn je.

Der BWE-Regelungsvorschlag betrifft ebenso PV-Freiflächenanlagen, da für diese eine Erweiterung ebenso sinnvoll ist.

3.4.2 Kommunale Beteiligung nach § 6 EEG

3.4.2.1 Kein Flickenteppich – Rahmenvorgabe durch den Bund

§ 6 EEG erlaubt Betreiberinnen, den Kommunen aktuell eine Beteiligung von 0,2 Cent/kWh zukommen zu lassen. Viele Länder halten dies jedoch für unzureichend und haben auf Grundlage der Öffnungsklausel in § 22b Absatz 6 EEG eigene Regelungen geschaffen oder planen dies.

Der BWE unterstützt ein breites Spektrum an Beteiligungsformaten, sowohl direkte Bürgerbeteiligung als auch indirekte Modelle. Als BWE haben wir bereits vor längerer Zeit einen § 6a EEG vorgeschlagen, der verschiedene Formen der Bürgerbeteiligung ermöglichen würde, vgl. vorstehender Punkt 3.4.1.⁵² Während aktive, unmittelbare Beteiligungsmöglichkeiten die Teilhabe vor Ort stärken können, ergänzen indirekte, eher passive Beteiligungsmodelle das Spektrum. Entscheidend ist, dass beide Ansätze nebeneinander bestehen und flexibel kombiniert werden können, um den unterschiedlichen kommunalen Anforderungen gerecht zu werden.

Andererseits jedoch sehen wir die Vielfalt an Regelungen in den Ländern an der Stelle kritisch, wo sie zu **Wettbewerbsverzerrung** führen, weil die Bedingungen in den einzelnen Ländern **zu stark voneinander abweichen**. Die Länder schaffen zum Teil neue, aufwendige **bürokratische Verfahren**, obwohl gerade jetzt klare und eindeutige Regelungen nötig sind, damit der Zubau schnell gelingen kann. Statt in akzeptanzfördernde Zahlungen an Bürgerinnen und Bürger fließen finanzielle Mittel in Bürokratie, die **Zeit und Arbeitskraft bindet**, die dann in der Projektrealisierung fehlen. Insgesamt stehen zusätzliche bürokratische Vorgaben und Berichtspflichten dem erklärten politischen Ziel der Planungsbeschleunigung entgegen.

Bei länderübergreifenden Projekten kann eine **paradoxe Situation** entstehen, weil hier und dort komplett andere Bedingungen gelten. Unterschiedliche Standortbedingungen können dazu führen, dass Projektiererinnen sich auf Bundesländer mit vorteilhafteren Regelungen fokussieren. Dies kann zu einer **Ungleichverteilung** führen und letztlich den Windenergieausbau insgesamt **abbremsen**. Hinzu kommt, dass der aktuell hohe Wettbewerbsdruck in den Ausschreibungsverfahren die beschriebenen Effekte weiter verstärken kann. In einem Umfeld knapper Zuschläge können bereits geringe Unterschiede in den landesrechtlichen Beteiligungsanforderungen oder zusätzlichen Auflagen ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit und damit die Standortwahl von Projekten sein.

⁵² siehe BWE (2023): [Stellungnahme zum Kabinettsbeschluss zum PV-Paket I](#), S. 14ff.

Es muss auch gewährleistet bleiben, dass die **Wirtschaftlichkeit** der Projekte **nicht gefährdet** wird. Dass diese Voraussetzung in den Beteiligungsgesetzen, etwa im Beteiligungsgesetz Mecklenburg-Vorpommern, das regelmäßig Zahlungen in Höhe von 10.000 Euro pro Megawatt an Kommunen sowie Bürger*innen vorsieht, noch gewahrt ist, erscheint äußerst zweifelhaft. Vermeidbare Bürokratiekosten und praxisferne Benchmarks für die wirtschaftliche Angemessenheit der finanziellen Beteiligung verteuern die **Energiewende** und verhindern die Realisierung einiger Projekte. Je mehr Länder Gesetze erlassen, die erheblich über die 0,2 ct hinausgehen, desto mehr landen die entstehenden Kosten in den Geboten – und damit im Bundeshaushalt.

Die **Öffnungsklausel darf nicht dazu genutzt werden können, Projekte** – auch an grundsätzlich besonders wirtschaftlichen Standorten – faktisch **zu verhindern**. Das würde den Wettbewerb einschränken und die Kosten der Energiewende insgesamt erhöhen.

Mittlerweile haben acht Länder verpflichtende Teilhaberegelungen erlassen, die sich in ihren Voraussetzungen und Rechtsfolgen zum Teil erheblich unterscheiden. Die Stiftung Umweltenergierecht hat kürzlich festgestellt, dass diese Heterogenität zu **ungleichen wirtschaftlichen Belastungen** der Vorhabensträgerinnen in den Ländern führt und sich **negativ auf den Wettbewerb auswirkt**. Zudem sehen sich die Vorhabenträgerinnen in den Ländern in unterschiedlichem Ausmaß dem **Risiko strafrechtlicher Ermittlungen** ausgesetzt, da einige Länderregelungen erhebliche Spielräume bezüglich der Beteiligung belassen. Hierbei ist problematisch, dass allein das Risiko strafrechtlicher Ermittlungen den Zielen der Beteiligungsgesetze entgegenstehen kann. Bereits die Einleitung eines Ermittlungsverfahrens kann die **Akzeptanz für das EE-Vorhaben in der Bevölkerung mindern**.⁵³

Nur wenn die Anzahl erteilter Genehmigungen und die Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung weiterhin hoch bleiben, werden die Zuschlagswerte in den nächsten Ausschreibungsrunden weiter sinken. Damit werden Haushalte, Industrie, produzierendes Gewerbe und Dienstleistungen spürbar entlastet. Die **Realisierungsperspektive** kommender Projekte **muss in diesem Marktumfeld sinkender Vergütungen und steigender Kosten und Investitionsrisiken** daher weiterhin **in allen Bundesländern bestehen bleiben**, um regionale, landes- und bundesweite Wertschöpfung durch Arbeit, Beschäftigung, Investitionen und Steuereinnahmen vor Ort auszulösen.

Der BWE befürwortet daher eine bundesrechtliche Steuerung der Länderregelungen, durch die sowohl Kommunen als auch Bürgerinnen und Bürger angemessen beteiligt werden, Bürokratie reduziert und den Windenergieausbau fördert wird. Der neue Rahmen muss sicherstellen, dass die Landesgesetze wirtschaftlich vergleichbar bleiben. Zudem sollte eine Anrechenbarkeit der kommunalen Abgabe nach § 6 EEG vorgesehen sein. Die Regelung sollte darauf abzielen, Rechtsunsicherheiten zu beseitigen und den Handlungsspielraum der Länder sowie die Interessen der Anlagenbetreiberinnen in Einklang zu bringen und damit Transparenz, Gleichbehandlung und Akzeptanz zu erhöhen.

Vor diesem Hintergrund spricht sich der BWE für eine Ergänzung des § 22b Absatz 6 EEG aus, nach welcher die Länder im Falle der Nutzung der Öffnungsklausel **verschiedene Formen der Beteiligung zur Auswahl stellen müssen und die Beteiligung bis zu 0,3 ct pro Kilowattstunde erzeugter Strommenge betragen darf. Eine Beteiligung der Kommune nach § 6 in Höhe von 0,2 ct sollte stets möglich sein.**

⁵³ vgl. Stiftung Umweltenergierecht (2025): [Die Landesgesetze zur finanziellen Beteiligung von Gemeinden und Einwohnern beim Ausbau erneuerbarer Energien](#), S. 34 f., 36.

Konkret: Es wird folgender Satz 3 in Absatz 6 des § 22b EEG eingefügt (**BWE-Vorschlag in fett**):

*„(6) Die Länder können weitergehende Bestimmungen zur Bürgerbeteiligung und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau von neuen Anlagen erlassen, wenn § 80a nicht beeinträchtigt ist. **Soweit die Länder Regelungen treffen, die Anlagenbetreiber dazu verpflichten, Gemeinden oder Bürger, die von der Errichtung ihrer Anlage betroffen sind, finanziell oder in anderer Weise zu beteiligen, gilt einschränkend, dass diese Regelungen den Anlagenbetreibern verschiedene Formen der Beteiligung zur Auswahl stellen müssen. Dabei ist den Anlagenbetreibern stets die Möglichkeit zu geben, den Gemeinden oder Bürgern eine unternehmerische oder sonstige Beteiligung anzubieten, die einem Wert von nicht mehr als 0,3 Cent pro Kilowattstunde erzeugter Strommenge entspricht, wobei es dem Anlagenbetreiber möglich sein muss, eine Beteiligung von bis zu 0,2 Cent pro Kilowattstunde erzeugter Strommenge im Wege der finanziellen Beteiligung nach § 6 anzubieten, soweit § 6 anwendbar ist.**“*

3.4.2.2 Erstattung auf sonstige Direktvermarktung ohne Abschöpfung ausweiten – Gleichbehandlung aller Anlagen bei Zahlungen nach § 6 EEG

Aus Sicht des BWE erschließt sich nicht, warum die Zahlung an die Kommunen zwar auch durch Betreiberinnen von Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung ohne Abschöpfung vorgenommen werden darf, die Erstattung der gezahlten Beteiligung gemäß § 6 Absatz 5 EEG lediglich aber auf EEG-geförderte Strommengen (bzw. solchen für die einen Refinanzierungsbeitrag geleistet wurde) und damit auch Anlagen begrenzt ist. Anlagenbetreiberinnen, die zeitweise keine Förderung erhalten (vgl. unten aufgeführtes Beispiel), sowie diejenigen ohne (jeglichen) Förderanspruch, können somit keine Erstattung für ihre Zahlungen erhalten.

Ziel von § 6 ist es, dass **möglichst viele Anlagenbetreiberinnen** die Möglichkeit der Zahlungen zur Akzeptanzsteigerung nutzen und Zahlungsvereinbarungen mit den Gemeinden schließen – unabhängig von der aktuellen Lage am Strommarkt oder der Förderung nach EEG.

Ungeforderte Anlagen finanzieren sich ausschließlich über den Markt und sind damit **höheren Risiken** ausgesetzt. Die Ungleichbehandlung gegenüber ungeforderten Anlagen steht auch im direkten Widerspruch zu dem Ziel des EEG, einen **marktfinanzierten Strommarkt** zu erreichen. Denn durch die Begrenzung der Erstattung auf geförderte Anlagen wird ein starker Anreiz gesetzt, eine Förderung in Anspruch zu nehmen, selbst wenn eine sonstige Direktvermarktung bereits wirtschaftlich ist.

Zudem führt die Regelung zu folgendem Problem grundsätzlich geförderter Anlagen: Gemäß § 6 Absatz 5 EEG erfolgt eine Erstattung nur für Zeiträume, für die auch eine Förderung erfolgt, d. h. in denen der Marktwert unterhalb des anzulegenden Wertes liegt. Damit soll verhindert werden, dass in erlösreichen Zeiträumen mit hohen Marktprämien zusätzlich eine Förderung über die Erstattung der Beteiligungszahlung erfolgt – so wird Überkompensation verhindert. Wenn nun der Monatsmarktwert Wind dem anzulegenden Wert entspricht oder nur geringfügig (max. 0,19 ct/kWh) über diesem liegt, wird keine Förderung gezahlt und auch noch kein Refinanzierungsbetrag fällig. Dies kann dazu führen, dass die Betreibergesellschaft aufgrund der Regelung des § 6 Absatz 5 tatsächlich **noch nicht einmal**

den anzulegenden Wert als Vergütung erhält. Die Zahlung nach § 6 EEG muss die Betreiberin dennoch an die Kommune leisten, sofern dies individualvertraglich nicht für solche Fälle ausgeschlossen wurde. Aufgrund der Regelung des § 6 Absatz 5 EEG erhält sie jedoch keine Erstattung durch die Netzbetreiberin.

Beispiele:

Anzulegender Wert = 7 ct/kWh⁵⁴

Szenario I: MW-Wind = 4 ct/kWh -> Erstattung der 0,2 ct/kWh -> Gesamtvergütung = 7 ct/kWh

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

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

Folglich kann der Erlös bei einer Beteiligung der Kommunen vorübergehend unter dem anzulegenden Wert liegen. Dies kann nicht gewollt sein. Daher plädieren wir dafür, die **kommunale Beteiligung grundsätzlich zu erstatten – unabhängig vom Förderstatus der Anlage bzw. der Strommenge**. So kann jeder Zahlungswillige die Erstattung erhalten. Zumindest sollte die Erstattungsfähigkeit jedoch auf geförderte Anlagen statt auf geförderte Strommengen abgestellt werden, um eine risikofreie Beteiligung der Kommunen zu ermöglichen.

Konkret: Der BWE schlägt vor, § 6 wie folgt anzupassen (**BWE-Vorschlag in fett, abgeänderter Text des Entwurfs unterstrichen**):

„(...)

(2) Bei Windenergieanlagen an Land dürfen den betroffenen Gemeinden Beträge von insgesamt 0,2 Cent pro Kilowattstunde für die tatsächlich eingespeiste erzeugte Strommenge und für die fiktive Strommenge nach Nummer 7.2 der Anlage 2 angeboten werden, wenn die Anlage eine installierte Leistung von mehr als 1 000 Kilowatt hat. (...)

(5) Für die tatsächlich eingespeiste **und zwischengespeicherte Strommenge, sowie für solche, die über Direktleitungen geliefert wird,** ~~und für die fiktive Strommenge nach Nummer 7.2 der Anlage 2,~~ für die Betreiber von Windenergieanlagen an Land oder Freiflächenanlagen ~~eine Zahlung als Förderung nach diesem Gesetz oder einer auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung erhalten oder einen Refinanzierungsbeitrag an den Netzbetreiber geleistet haben und für die sie~~ Zahlungen nach diesem Paragraphen an die Gemeinden oder Landkreise geleistet haben, können sie die Erstattung dieses im Vorjahr an die Gemeinden oder Landkreise geleisteten Betrages im Rahmen der Endabrechnung vom Netzbetreiber verlangen.

(6) “

⁵⁴ Noch kritischer wird es für Anlagen beispielsweise aus 2017, deren anzulegende Werte aufgrund des damaligen Ausschreibungsniveaus z. B. nur um die 4 Cent liegen.

3.4.2.3 Transparenzregelung anfügen, neuer Absatz 7 in § 6 EEG

Viele Gemeinden erhalten nach § 6 EEG finanzielle Beteiligungen an Wind- und PV-Projekten, um die Akzeptanz vor Ort zu fördern. Damit die Akzeptanzwirkung tatsächlich eintritt, müssen die **Zahlungen öffentlich und transparent kommuniziert werden**.

Die finanzielle Beteiligung der Gemeinden gilt zurecht als politischer Erfolg. Derzeit besteht aber das Risiko, dass Zahlungen nicht offengelegt werden – insbesondere von politischen Kräften, die dem Ausbau Erneuerbarer Energien ablehnend gegenüberstehen. Werden die Zahlungen von Anlagenbetreiberinnen nach § 6 EEG geleistet, ohne dass dies öffentlich gemacht wird, und setzen sich Gemeindevertretende gleichzeitig aktiv gegen den Ausbau Erneuerbarer Energien ein, kann die beabsichtigte Akzeptanzwirkung ins Gegenteil verkehrt werden.

Da Anlagenbetreiberinnen derzeit **keinen Anspruch auf Veröffentlichung** haben, bleibt unklar, in welchem Umfang Gemeinden profitieren und wie die Mittel verwendet werden. **Eigene Veröffentlichungen der Betreiberinnen sind weniger aussagekräftig**, da sie die Gesamtunterstützung der Gemeinde durch Erneuerbare Energien nicht transparent machen und weniger glaubwürdig sind. Zudem haben die Anlagenbetreiberinnen auch keine Informationen über die konkrete Mittelverwendung.

Um die beabsichtigte Akzeptanzwirkung von § 6 EEG sicherzustellen, wird vorgeschlagen, eine Transparenzregelung einzuführen, welche **Gemeinden dazu verpflichtet, die erhaltenen Zahlungen nach § 6 EEG öffentlich zu machen**. Dadurch könnten die Bürger*innen transparent nachvollziehen, in welchem Umfang ihre Gemeinde finanziell von der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie profitiert und wofür das Geld verwendet wird. Die Einführung einer solchen Transparenzregelung würde klare Verhältnisse schaffen, ohne dass bestehende Verträge geändert werden müssten. Gemeindevertretende, die den Ausbau Erneuerbarer Energien befürworten, könnten dann mit offiziellen Zahlen belegen, dass dieser für die Gemeinde vorteilhaft ist. Durch die Offenlegung würde das Vertrauen gestärkt und eine solide Grundlage für eine konstruktive Diskussion über die Zukunft der erneuerbaren Energien vor Ort geschaffen.

Konkret: Der BWE schlägt vor, § 6 wie folgt anzupassen (**Text neu in fett**):

„(7) Die Gemeinden⁵⁵ haben personenbezogen, ortsüblich und auf ihrer Internetseite den Umfang der in dem vorangegangenen Kalenderjahr nach diesem Paragraphen erhaltenen Zahlungen und deren Verwendung bekannt zu machen.“

3.4.3 Vielfalt der Beteiligten in § 1 EEG sichern und stärken

Akteursvielfalt ist das Gebot der Stunde. Sie bedeutet zunächst Geschwindigkeit beim Ausbau der Erneuerbaren und ist als Leitlinie für die Ausgestaltung des Strommarktes zu verstehen. Die Betonung

⁵⁵ Als Regelungsvariante könnten die Länder für alle Gemeinden auf dem Landesgebiet die Informationen über Umfang und Verwendungszweck der jeweils nach § 6 EEG erhaltenen Zahlungen zentral bereitstellen. Die Länder würden die dafür erforderlichen Berichtspflichten der Gemeinden selbst regeln und es müsste die Weitergabe der Informationen an den Bund in den §§ 97 ff. EEG vorgegeben werden.

der Akteursvielfalt ist daher ausdrücklich hervorzuheben, denn sie bietet Orientierung für nachgelagerte Regelungen und dient in Konfliktfällen als Argumentationshilfe.

Das EEG sollte explizit darauf abzielen, die Vielfalt der Marktakteure zu erhalten und zu stärken und damit eine Diversifizierung des Strommarktes auch auf personeller Ebene sicherzustellen. Ein intakter Wettbewerb in Verbindung mit bedarfsnahem Stromverbrauch trägt nicht nur zu günstigen Strompreisen bei, sondern stärkt auch die Versorgungssicherheit, insbesondere für den Fall, dass einzelne Akteurinnen ausfallen.

Unter Akteursvielfalt ist dabei vor allem der **Erhalt der Heterogenität der Marktakteure** zu verstehen. Sie bildet das Fundament des Wirtschaftsstandorts Deutschland: eine ausgewogene Mischung aus bürgernahen Akteuren, kleinen und mittelständischen Unternehmen sowie Investorinnen. Diese Vielfalt fördert Innovation, regionale Wertschöpfung und die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende.

Konkret: Der BWE regt an, folgende Regelung in einem neuen Absatz 4 in § 1 EEG aufzunehmen:

„(4) Die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist zu erhalten.“

Entsprechend der obigen Ausführungen sollte die Regelung in der Gesetzesbegründung konkretisiert werden.

3.5 Bürgerenergie – Regelungen im Gesetzentwurf

3.5.1 Zu Nr. 122: Wegfall des Berichts zu Bürgerenergiegesellschaften, § 99b EEG-Entwurf– abzulehnen

Wie unter 3.1.1.3 bereits angemerkt, hebt der Koalitionsvertrag die Bürgerenergie ausdrücklich hervor. Vor diesem Hintergrund ist es unverständlich, dass der Bericht der BNetzA an die Bundesregierung zu Bürgerenergie-Regelungen gemäß § 99b EEG-Entwurf ersatzlos gestrichen wird.

In der Gesetzesbegründung heißt es, dass die Bundesnetzagentur laufend Meldungen für Anlagen von BEG nach §22b EEG auf ihren Internetseiten veröffentlicht. Demnach lagen der Bundesnetzagentur zum 1. September 2025 insgesamt 26 Meldungen für BEG-Anlagen vor: neun für Windenergieanlagen an Land gemäß § 22b Absatz 1 EEG und 17 für Solaranlagen gemäß § 22b Absatz 2 EEG.

Der BWE lehnt die Streichung jedoch ab. Der Bericht der BNetzA ist ein wichtiges Instrument, um die Wirksamkeit und praktische Umsetzung der Bürgerenergie-Regelungen systematisch zu evaluieren. Die auf den Internetseiten der BNetzA veröffentlichten Meldungen können einen solchen Bericht nicht ersetzen. Sie enthalten weder eine strukturierte Auswertung noch eine Bewertung der tatsächlichen Nutzung und Entwicklung der Regelungen für Bürgerenergiegesellschaften. Die bei der BNetzA gemeldeten Anlagen von BEG sind zudem noch nicht in Betrieb gegangen und **ihre Finanzierung ist zu dem Zeitpunkt noch gesichert**.⁵⁶ Daher lässt die Zahl keinen Rückschluss auf die tatsächliche Aktivität oder den Erfolg einer BEG zu. Ohne eine regelmäßige Berichterstattung fehlt damit eine belastbare

⁵⁶ Zum aktuellen – gesetzlich dringend zu beseitigenden – Hemmnis siehe nachfolgenden Punkt.

Grundlage, um mögliche Hemmnisse zu identifizieren, die Inanspruchnahme der Regelungen zu bewerten und gegebenenfalls gesetzgeberischen Anpassungsbedarf abzuleiten. Gerade vor dem Hintergrund der politischen Zielsetzung, Bürgerenergie zu stärken, wäre der Wegfall eines solchen Monitoring-Instruments nicht nachvollziehbar.

3.6 Bürgerenergie – fehlende Regelungen im Gesetzentwurf

3.6.1 Finanzierung von Bürgerenergiegesellschaften ermöglichen: Lösung für den Verwertungs- und Insolvenzfall aufnehmen

Die im EEG 2023 vorgesehenen Begünstigungen für BEG werden erst seit kurzer Zeit tatsächlich angewendet. In diesem Zusammenhang haben die Banken nun erstmals die Finanzierbarkeit konkreter Projekte geprüft. Hierbei wurde ein Konstruktionsfehler bzw. **schwerwiegendes Problem identifiziert, welches die Finanzierbarkeit von BEG faktisch verhindert**. Ohne Lösung laufen diese Regelungen für BEG ins Leere.

BEG sollen nach § 22 Absatz 2 Satz 2 Nr. 3 EEG dadurch privilegiert werden, dass es für den Vergütungsanspruch gemäß § 19 Absatz 1 EEG keines Zuschlags bedarf. Die Voraussetzungen, die eine BEG erfüllen muss, damit diese Privilegierung greift, sind in § 22b EEG geregelt. Gemäß § 22b Absatz 4 EEG müssen BEG bei Inbetriebnahme und danach alle fünf Jahre – jeweils für die vorangegangenen zwölf Monate – das Vorliegen der Voraussetzungen gemäß § 3 Nr. 15 EEG nachweisen. Nachzuweisen ist u. a., dass die BEG aus mindestens 50 natürlichen Personen besteht und 75 % der Stimmrechte bei Personen liegen, die im Umkreis von 50 km um die geplante Anlage gemeldet sind. Anderenfalls entfällt der Vergütungsanspruch nach § 19 Absatz 1 EEG unwiederbringlich.

Zu Beginn einer Projektfinanzierung muss eine Bank kalkulieren, mit welchen **nachhaltigen** Cashflows zu rechnen ist. Die anzunehmende Vergütungshöhe dieser Cashflows richtet sich nach den dafür geltenden EEG-Regelungen (für BEG gilt insoweit die oben genannte Privilegierung). Nachhaltig ist diese für die Projektfinanzierung anzunehmende Vergütungshöhe jedoch nur, wenn diese auch für den Verwertungs- und Insolvenzfall gilt.

Hier zeigt sich der oben angesprochene gesetzliche Konstruktionsfehler:

Maßgeblich für die Frage der Nachhaltigkeit der Höhe der anzunehmenden Vergütung ist, ob im Verwertungs-/Insolvenzszenario die Fortführung des Projekts zur ursprünglich angenommenen Vergütungshöhe erfolgen kann. Im Verwertungs-/Insolvenzfall bedarf es typischerweise eines Investors, der das Projekt übernimmt und durch die erforderlichen Investitionen die aufgetretenen wirtschaftlichen Probleme lösen will. Typischerweise geht es dabei u. a. um die Anlagentechnik, in die investiert werden muss. Nach aktueller Rechtslage dürfte das aber nur durch eine BEG erfolgen. Andernfalls wäre § 22b Absatz 4 EEG nicht (mehr) erfüllt und der Vergütungsanspruch gemäß § 19 Absatz 1 EEG fiel weg. Dass im Verwertungs-/Insolvenzfall eine „neue“ BEG als Investor auftritt, ist nicht realistisch. Daher kann die projektfinanzierende Bank die für die BEG als Kreditnehmerin geltende Vergütungshöhe nicht als nachhaltig und berücksichtigungsfähig ansetzen. Das wäre nur dann der Fall, wenn für den Verwertungs-/Insolvenzfall der Wegfall des bis dahin geltenden anzulegenden Wertes nicht drohen würde. **Ergebnis der jetzigen Rechtslage ist, dass es nach unserem Kenntnisstand keine Projektfinanzierungen auf der Basis der gesetzlichen Begünstigungen der BEG gibt.**

Eine mögliche Lösung wäre, dass der bis dahin geltende anzulegende Wert „im Verwertungs- und Insolvenzfall“ ausnahmsweise unabhängig von dem weiteren Betrieb des Projektes durch eine BEG gilt.

Es bestünde **keine Missbrauchsgefahr**. Ein Verwertungs- oder Insolvenzfall würde von keinem der Beteiligten willentlich herbeigeführt werden bzw. würde keinem einen Vorteil verschaffen. Die Gesellschafter*innen der BEG haben kein Interesse an einer Verwertung/Insolvenz, da diese regelmäßig mit dem Verlust der Kontrolle über das Projekt sowie wirtschaftlichen Nachteilen verbunden wäre. Für die finanzierende Bank ist die Verwertung/Insolvenz wiederum mit zusätzlichen Unsicherheiten, Abwicklungsaufwand und Risiken verbunden, ohne dass daraus ein struktureller oder wirtschaftlicher Vorteil gegenüber einer geordneten Fortführung entstünde. Nur im Sonderfall der Verwertung/Insolvenz wäre der Weiterbetrieb durch einen Investor, der keine BEG ist, ohne Vergütungsverlust möglich.

Die bloße Festlegung eines Ersatzwerts oder einer reduzierten Vergütung im Falle einer Verwertung/Insolvenz würde keine Abhilfe schaffen. Denn dadurch würde sich die anzunehmende nachhaltige Vergütungshöhe von vornherein entsprechend reduzieren.

Eine solche **Härtefallklausel** ist auch **europarechtlich gerechtfertigt**. Nr. 107 Nr. b v) der KUEBLL⁵⁷ schreibt vor, Beihilfen ausnahmsweise ohne Ausschreibungspflicht zu gewähren, sofern Nachweise vorgelegt werden, dass es sich um Vorhaben handelt, die zu 100 % Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften zuzurechnen sind (Vorhaben mit einer installierten Kapazität von bis zu 18 MW). Folgerichtig muss die BEG auch in einem solchen Ausnahmefall ursprünglich bestanden haben (Voraussetzung für die Ausnahme wäre die erfolgreiche 1. Nachweisführung). Bei der vorgeschlagenen Ausnahmeregelung handelt es sich um eine Härtefallregelung, die erforderlich ist, um die Finanzierung von BEG in Übereinstimmung mit den diesbezüglichen gesetzlichen Regelungen überhaupt zu ermöglichen. Sie ist daher nicht nur europarechtskonform, sondern vielmehr europarechtlich geboten. Europarechtliches Ziel ist es, EE-Gemeinschaften zu fördern und ihre Beteiligung am Energiemarkt sicherzustellen.⁵⁸ Gemäß § 22 Absatz 2 der RED II muss der Zugang zu Energiemärkten für BEG diskriminierungsfrei möglich sein. Mitgliedstaaten müssen zudem bestehende Barrieren identifizieren und beseitigen sowie geeignete Regulierungsrahmen schaffen, um die Entwicklung von EE-Gemeinschaften zu fördern (vgl. § 22 Absatz 3 und 4 RED II). **Ohne eine Lösung wird es keine Projektfinanzierungen für Bürgerenergiegesellschaften gemäß den dafür vorgesehenen gesetzlichen Regelungen in Deutschland geben. Es ist also die mitgliedstaatliche Pflicht, jetzt zu handeln.**

Dies unterstreicht umso mehr die Notwendigkeit, die BEG entsprechend in das Ausschreibungssegment zu integrieren (siehe nachfolgenden Punkt).

Konkret: Der BWE schlägt die Einführung eines Absatzes 4a in § 22b EEG vor (**neuer Text in fett**):

⁵⁷Mitteilung der Kommission: [Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022](#) (2022/C 80/01).

⁵⁸ Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II).

„(4) Das Vorliegen der Anforderungen nach § 3 Nummer 15 ist zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme und danach alle fünf Jahre gegenüber dem Netzbetreiber nachzuweisen. Der Nachweis muss für die folgenden Zeiträume erfolgen:

1. bei der erstmaligen Nachweisführung für die zwölf Monate, die der Meldung nach Absatz 1 Nummer 1 oder Absatz 2 Nummer 1 vorangegangen sind, wobei bezüglich der Anforderungen nach § 3 Nummer 15 Buchstabe a, c und d der Nachweis für den Zeitraum des Bestehens der Bürgerenergiegesellschaft ausreicht, wenn dieser Zeitraum kürzer ist, und
2. bei allen weiteren Nachweisführungen jeweils für die zwölf Monate, die dem Zeitpunkt der Nachweisführung vorangegangen sind.

Der Nachweis kann bei der erstmaligen Nachweisführung durch Eigenerklärung erfolgen; in diesem Fall muss die Bürgerenergiegesellschaft dem Netzbetreiber auf Verlangen geeignete Nachweise zur Überprüfung der abgegebenen Eigenerklärungen vorlegen. Wird der Nachweis nach den Sätzen 1 bis 3 nicht bis spätestens zwei Monate nach Ablauf der Fristen nach Satz 1 geführt, entfällt ab dem ersten Tag des Kalendermonats, der auf den Ablauf der Frist nach Satz 1 folgt, der Vergütungsanspruch nach § 19 Absatz 1. Die Sätze 3 und 4 sind auf den Nachweis der Anforderungen nach Absatz 1 Nummer 3 und Absatz 2 Nummer 2 entsprechend anzuwenden.

(4a) Abweichend von Absatz 4 entfällt der Anspruch auf Zahlung nach § 19 Absatz 1 nicht, wenn die Anforderungen nach § 3 Nummer 15 infolge eines die Bürgerenergiegesellschaft betreffenden Verwertungs- und Insolvenzfalls nicht mehr vorliegen, sofern die Anlage zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme die Anforderungen nach § 3 Nummer 15 erfüllt hat und dies gemäß Absatz 4 Satz 1 und 2 Nummer 1 nachgewiesen worden ist. Ein Verwertungs- und Insolvenzfall liegt vor, wenn

1. **die Bürgerenergiegesellschaft ihren Zahlungsverpflichtungen aus der Kreditgewährung für die von ihr betriebene(n) Anlage(n) gegenüber dem finanzierenden Kreditinstitut nicht nachkommt und**
2. **das finanzierende Kreditinstitut den Kreditvertrag wirksam kündigt oder**
3. **über das Vermögen der Bürgerenergiegesellschaft ein Insolvenzverfahren eröffnet oder mangels Masse nicht eröffnet wird.**

In der Gesetzesbegründung sollte erläutert werden, dass im Verwertungs- bzw. Insolvenzfall eine Öffnung der Fortführungsmöglichkeit für die betreffenden Anlagen auch außerhalb der Organisationsform der Bürgerenergiegesellschaft erforderlich ist. Denn im Verwertungs-/Insolvenzfall werden kurzfristig handlungsfähige Erwerber/Investoren benötigt. Bürgerenergiegesellschaften, die an spezifische gesellschaftsrechtliche Voraussetzungen, Beteiligungsstrukturen und zeitintensive Organisationsprozesse gebunden sind, kommen dafür kaum in Frage.

3.6.2 Heilungsmöglichkeit bei vorübergehendem Wegfall der Voraussetzungen nach § 3 Nr. 15 EEG

Ferner sollte eine Heilungsmöglichkeit für den Fall vorgesehen werden, dass die Voraussetzungen nach § 3 Nr. 15 EEG aufgrund von Wegzug oder Versterben von Gesellschafter*innen vorübergehend nicht erfüllt werden können, also die Nachweisführung nach § 22b Absatz 4 zwischenzeitlich nicht erfolgen kann. Dies kann beispielsweise ein **Problem werden, wenn die Voraussetzungen erst innerhalb des Jahres vor der nächsten Nachweisführung wegfallen. Ein Vergütungsverlust nach § 22b Absatz 4 Satz 4 ist in diesem Fall unverhältnismäßig. Hier sollte ein angemessener Übergangszeitraum zur Wiederherstellung der Voraussetzungen gewährt werden.** Hierbei ist zu prüfen, ob der verschuldensunabhängige sofortige Entfall der Förderung ohne „Warnstufe Pönale“, was dem System des EEG bislang weitgehend fremd ist, nicht sachgerechter durch ein abgestuftes Sanktionssystem mit Pönalen ersetzt werden könnte.

3.6.3 Bürgerwind im Wettbewerb ermöglichen – Überführung in das Ausschreibungssystem

„Bei der Energiewende machen wir Wirtschaft und Verbraucher stärker zu Mitgestaltern (unter anderem durch [...] Bürgerenergie“, heißt es im Koalitionsvertrag.⁵⁹ Auch der BWE setzt sich für eine ausgeprägte Beteiligung der Bürger*innen ein. Die damit verbundene Akteursvielfalt gehört nicht nur seit jeher zur DNA der Erneuerbaren-Energien-Branche und bringt zahlreiche gesellschaftliche Vorteile mit sich. Bürgerwind-Projekte mobilisieren privates Kapital, das direkt vor Ort in die Energiewende investiert wird. Zudem sorgen sie für eine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung. Beides ermöglicht einen nachhaltig gesicherten Ausbau. Auch für die Resilienz des Stromsystems ist es förderlich, wenn unterschiedliche Akteure am Markt sind und hochgradig lokale Projekte umgesetzt werden können.

In Anerkennung dieser Vorteile hat der Gesetzgeber im Jahr 2022 die Befreiung von der Ausschreibungspflicht für BEG eingeführt. Sie ermöglicht diesen Gesellschaften, bei Erfüllung der Kriterien nach § 3 Nr. 15 ins EEG auch ohne Teilnahme an den Ausschreibungen einen Marktzugang zu erhalten. Die Vergütungshöhe für BEG mit Windenergie berechnet sich anhand des „Durchschnitt[s] aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Gebotstermine für Windenergieanlagen an Land im Vorvorjahr“ (§ 46 Absatz 1 EEG 2023). Damit eröffnet der Gesetzesgeber die Möglichkeit, dass BEG nach § 3 Nr. 15 ein höheres Zuschlagsniveau als die Ausschreibungsteilnehmenden erhalten. Dies trägt der Tatsache Rechnung, dass BEG ohne Skaleneffekte wirtschaften und zudem Kosten für die Mitgliedsverwaltung und die Erstellung eines Prospekts aufwenden müssen.

Die derzeitige Regelung begrenzt das Volumen ausschließlich anhand der gleichzeitig installierten Leistung einer BEG. Die Gesamtmenge aller BEG ist potenziell unbegrenzt. Um Bürgerwind besser in das aktuelle Marktgeschehen zu integrieren und eine Unwucht im Markt zu verhindern, schlägt der BWE vor, **die aktuell geltende Systematik zugunsten eines eigenen Ausschreibungssegments für Bürgerwindgesellschaften mit Windenergieanlagen zu revidieren.** Diese Integration würde Bürgerwind stärker in den Wettbewerb um Zuschläge einbeziehen. Anstatt die entsprechenden Projekte

⁵⁹ CDU, CSU, SPD (2025): [Koalitionsvertrag „Verantwortung für Deutschland“](#), Zeile 934-936.

von der Konkurrenz auszunehmen, treten sie in einen Gebotsvergleich untereinander. Dieser „**Wettbewerb unter Gleichen**“ stärkt marktwirtschaftliche Prinzipien und Eigenverantwortung.

Folgende Eckpunkte sind zu beachten:

- Jährlich werden **zwei Gigawatt Kredit-Ausschreibungsvolumen** in einem Ausschreibungssegment für Bürgerwindprojekte in zwei Ausschreibungsrunden verauktioniert (1. März, 1. September). Teilnehmen können Gesellschaften, welche die Anforderungen des § 3 Nr. 15 EEG 2023 als Bürgerwindprojekte erfüllen.
- Nicht-verauktionierte BEG-Volumina des Vorjahres werden entsprechend des Mechanismus nach § 28 Absatz 3 Nr. 1 EEG 2023 in den Bürgerwindausschreibungen des Folgejahres wieder aufgeschlagen (so auch bisher bei den Innovationsausschreibungen, § 28e Absatz 3 EEG 2023). Die BNetzA kann bei drohender Unterzeichnung das Ausschreibungsvolumen eines Gebotstermins verringern, vgl. § 28e Absatz 5 oder § 28 Absatz 6 EEG 2023.
- Die verauktionierten Volumina des Bürgerwindsegments werden **im Jahr nach der Inbetriebnahme-Meldung** an das Register vom regulären Gesamtvolumen **abgezogen**. So ist es bereits aktuell für BEG außerhalb der Ausschreibung vorgesehen (§ 28 Absatz 3 Nr. 2 b), ebenso für Projekte der Innovationsausschreibungen.
- Der **Höchstwert** des Bürgerwindsegments **entspricht dem der regulären Ausschreibungsrunden**. Auch die weiteren Regelungen der Windenergie an Land in Ausschreibungen sind auf dieses neue Segment anzuwenden.⁶⁰

Das jährliche Ausschreibungsvolumen von **zwei Gigawatt dient als eine transparente, unüberschreitbare Haltelinie**. Sie markiert das maximale Kontingent, um das sich das Gesamtvolumen nach Abzug der in Betrieb gegangenen Mengen verringern kann. Das reguläre Segment wird durch die vorgeschlagene Neuregelung nicht zusätzlich berührt. Bei starker Unterzeichnung kann die BNetzA zudem das Ausschreibungsvolumen eines Gebotstermins verringern, vgl. § 28e Absatz 5 oder § 28 Absatz 6 EEG 2023.

Wie im derzeit geltenden Recht verringert sich das Gesamtvolumen der regulären Ausschreibungen lediglich um die Bürgerwindprojekte, die tatsächlich in Betrieb gegangen sind (§ 28 Absatz 3 Nr. 2 b EEG 2023). Das im BEG-Segment verauktionierte Volumen von maximal 2 Gigawatt wirkt wie ein Kredit auf zukünftige Ausschreibungen.

Auch das Europarecht lässt die vorgeschlagene Integration von BEG in das Ausschreibungssystem zu. In der Randnummer 75 der Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz und Energiebeihilfen 2022 der Europäischen Kommission (2002(C 80/01) heißt es:⁶¹ „Die Kommission wird die Merkmale von Maßnahmen, die von den Mitgliedstaaten zur Erleichterung der Teilnahme (...) von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften an Ausschreibungen vorgeschlagen werden, im Allgemeinen positiv bewerten, sofern die positiven Auswirkungen in Form der Sicherstellung von Teilnahme und Akzeptanz die möglichen negativen Auswirkungen in Form von Wettbewerbsverfälschungen überwiegen.“

⁶⁰ Daher die Ergänzung der Nummer 48 in § 3 EEG.

⁶¹ [Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz und Energiebeihilfen 2022 der Europäischen Kommission \(2002\(C 80/01\)\)](#).

Konkret: Der BWE schlägt die Einführung eines § 28h EEG sowie die Anpassung der § 3 Nummer 15 und 48, §§ 28, 22, 22b, 20, 24, 36c EEG wie folgt vor (**BWE-Vorschlag in fett**, abgeänderter Text des Entwurfs unterstrichen):

§ 3 Begriffsbestimmungen

(...)

*Nummer 48: „Windenergieanlage an Land“ jede Anlage zur Erzeugung von Strom aus Windenergie, die keine Windenergieanlage auf See ist, **einschließlich solcher von Bürgerenergiegesellschaften nach Nummer 15, (...)***

§ 28h Gebote für Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften

- (1) Die Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften im Sinne des § 3 Nummer 15 finden in den Jahren 2027 bis 2032 jeweils zu den Gebotsterminen am 1. März und 1. September statt.*
- (2) Das Ausschreibungsvolumen für die Ausschreibungen beträgt in den Jahren 2027 bis 2032 jeweils 2.000 Megawatt zu installierende Leistung. Das Ausschreibungsvolumen wird jeweils gleichmäßig auf die Gebotstermine eines Kalenderjahres verteilt.*
- (3) Das Ausschreibungsvolumen erhöht sich ab dem Jahr 2028 jeweils um die Mengen, für die in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr bei den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften keine Zuschläge erteilt werden konnten.*
- (4) Die Bundesnetzagentur stellt jährlich bis zum 15. März die Differenz der Mengen nach Absatz 3 fest und verteilt diese Menge, um die sich das Ausschreibungsvolumen erhöht, gleichmäßig auf das Ausschreibungsvolumen der folgenden zwei noch nicht bekanntgemachten Gebotstermine.*
- (5) § 28 Absatz 5 Satz 1 und 3 und Absatz 6 gelten entsprechend.*
- (6) Bürgerenergiegesellschaften im Sinne des § 3 Nummer 15 dürfen an Ausschreibungen nach § 28 Absatz 1 nicht teilnehmen.*
- (7) Bürgerenergiegesellschaften, die nach der Fassung vor dem [Datum des Inkrafttretens der Neuregelung] eine Meldung gemäß § 22b Absatz 1 Nummer 1 und 2 vorgenommen haben und noch nicht in Betrieb gegangen sind, dürfen an Ausschreibungen nach Absatz 1 teilnehmen.*

§ 28 Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine für Windenergieanlagen an Land

(...)

(3) Das Ausschreibungsvolumen

1. (...)

2. verringert sich jeweils

(...)

b) um die Summe der installierten Leistung der Windenergieanlagen an Land, für deren Strom kein anzulegender Wert ~~oder~~, der anzulegende Wert nicht durch Ausschreibungen bestimmt worden ist **oder die in Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften nach § 28h bezuschlagt worden sind** und die in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr an das Register als in Betrieb genommen gemeldet worden sind, und

(...)

(6) Die Bundesnetzagentur kann das nach den Absätzen 2 bis 5 errechnete Ausschreibungsvolumen eines Gebotstermins verringern, wenn zu erwarten ist, dass die ausgeschriebene Menge größer als die eingereichte Gebotsmenge sein wird (drohende Unterzeichnung). Eine drohende Unterzeichnung ist insbesondere dann anzunehmen, wenn

1. die Summe der Leistung der nach der Meldefrist nach § 36 Absatz 1 Nummer 2 des vorangegangenen Gebotstermins dem Register gemeldeten Genehmigungen, ~~soweit für sie keine Meldung nach § 22b Absatz 2 erfolgt ist~~, und der Gebotsmenge der im vorangegangenen Gebotstermin nicht bezuschlagten Gebote unter dem Ausschreibungsvolumen des durchzuführenden Gebotstermins liegt und
- (...)

§ 36 Gebote für Windenergieanlagen an Land

(...)

(4) Bieter nach § 28h müssen ihren Geboten in Ergänzung zu den Anforderungen nach § 30 und den Absätzen 1 bis 3 folgende Nachweise beifügen:

1. eine **Eigenerklärung, dass die Windenergieanlage an Land Anlage einer Bürgerenergiegesellschaft ist.**
2. eine **Eigenerklärung, dass die Bürgerenergiegesellschaft sowie ihre stimmberechtigten Mitglieder oder Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und die mit diesen jeweils verbundenen Unternehmen nach Artikel 3 des Anhangs I der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 in den vorangegangenen drei Jahren keine weiteren Windenergieanlagen an Land in Betrieb genommen haben.“**

[der aktuelle Absatz 4 wird zu Absatz 5]

§ 22b Bürgerenergiegesellschaften

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

~~1. der Bundesnetzagentur mitgeteilt worden ist, dass die Windenergieanlagen an Land Anlagen einer Bürgerenergiegesellschaft sind,~~

~~2. diese Mitteilung der Bundesnetzagentur spätestens drei Wochen nach Erteilung der Genehmigung nach dem Bun des Immissionsschutzgesetz zugegangen ist und in der Mitteilung die Registernummer angegeben ist und~~

~~3. die Bürgerenergiegesellschaft sowie ihre stimmberechtigten Mitglieder oder Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und die mit diesen jeweils verbundenen Unternehmen nach Artikel 3 des Anhangs I der Ver ordnung (EU) Nr. 651/2014 in den vorangegangenen drei Jahren keine weiteren Windenergieanlagen an Land in Betrieb genommen haben.~~

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

1. die Solaranlagen der Bundesnetzagentur spätestens drei Wochen nach Inbetriebnahme unter Angabe der Registernummer mitgeteilt worden sind und

2. die Bürgerenergiegesellschaft sowie ihre stimmberechtigten Mitglieder oder Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und die mit diesen jeweils verbundenen Unternehmen nach Artikel 3 des Anhangs I der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 in den vorangegangenen drei Jahren keine weiteren Solaranlagen desselben Segments in Betrieb genommen haben.

~~(3)~~ (2) Die Bundesnetzagentur veröffentlicht die Registernummern der Anlagen, für die eine Mitteilung nach Absatz 1 Nummer 1 ~~oder Absatz 2 Nummer 1~~ abgegeben wurde.

~~(4)~~ (3) Das Vorliegen der Anforderungen nach § 3 Nummer 15 ist zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme und danach alle fünf Jahre gegenüber dem Netzbetreiber nachzuweisen. Der Nachweis muss für die folgenden Zeiträume erfolgen:

1. bei der erstmaligen Nachweisführung für die zwölf Monate, die der Meldung nach Absatz 1 Nummer 1 oder ~~dem Gebot nach § 28h Absatz 2 Nummer 1~~ vorangegangen sind, wobei bezüglich der Anforderungen nach § 3 Nummer 15 Buchstabe a, c und d der Nachweis für den Zeitraum des Bestehens der Bürgerenergiegesellschaft ausreicht, wenn dieser Zeitraum kürzer ist, und

2. bei allen weiteren Nachweisführungen jeweils für die zwölf Monate, die dem Zeitpunkt der Nachweisführung vorangegangen sind.

Der Nachweis kann bei der erstmaligen Nachweisführung durch Eigenerklärung erfolgen; in diesem Fall muss die Bürgerenergiegesellschaft dem Netzbetreiber auf Verlangen geeignete Nachweise zur Überprüfung der abgegebenen Eigenerklärungen vorlegen. Wird der Nachweis nach den Sätzen 1 bis 3 nicht bis spätestens zwei Monate nach Ablauf der Fristen nach Satz 1 geführt, entfällt ab dem ersten Tag des Kalendermonats, der auf den Ablauf der

Frist nach Satz 1 folgt, der Vergütungsanspruch nach § 19 Absatz 1. Die Sätze 3 und 4 sind auf den Nachweis der Anforderungen nach Absatz 1 Nummer ~~3 und Absatz 2 Nummer 2~~ entsprechend anzuwenden.

~~(5)~~ (4) Bürgerenergiegesellschaften, die Solaranlagen betreiben, sowie deren stimmberechtigte Mitglieder oder Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und die mit diesen jeweils verbundenen Unternehmen nach Artikel 3 des Anhangs I der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 dürfen für drei 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, § 28a oder § 28b ist während dieses Zeitraums nicht zulässig.

~~(5)~~ (6) Die Länder können weitergehende Bestimmungen zur Bürgerbeteiligung und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau von neuen Anlagen erlassen, wenn § 80a nicht beeinträchtigt ist.

§ 22 Wettbewerbliche Ermittlung ~~der Marktpremie~~ des anzulegenden Wertes

(...)

(2) Bei Windenergieanlagen an Land besteht der Anspruch nach § 19 Absatz 1 für den in der Anlage erzeugten Strom nur, solange und soweit ein von der Bundesnetzagentur erteilter Zuschlag für die Anlage wirksam ist; der Anspruch besteht für Strommengen, die mit einer installierten Leistung erzeugt werden, die die bezuschlagte Leistung um bis zu 15 Prozent übersteigt. Von diesem Erfordernis sind folgende Windenergieanlagen an Land ausgenommen:

1. Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 1 Megawatt,
2. Pilotwindenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 125 Megawatt pro Jahr und

~~**3. Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften mit einer installierten Leistung bis einschließlich 18 Megawatt nach Maßgabe des § 22b.**~~

§ 24 ~~Zahlungsansprüche~~ Sonderregelungen für Strom aus mehreren Anlagen

(2) (...)

Zum Zweck der Ermittlung der Anlagengröße von Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften ~~nach § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3~~ und Freiflächenanlagen Solaranlagen des ersten Segments von Bürgerenergiegesellschaften nach § 22 Absatz 3 Satz 2 Nummer 2 ist Satz 1 mit der Maßgabe anzuwenden, dass nur Anlagen von

Bürgerenergiegesellschaften zu berücksichtigen sind. **Absatz 1 findet keine Anwendung.**
(...)

§ 36c Ausschluss von Geboten für Windenergieanlagen an Land

Die Bundesnetzagentur schließt Gebote für Windenergieanlagen an Land nach § 33 von dem Zuschlagsverfahren aus, wenn

1. sie für eine in dem Gebot angegebene Windenergieanlage an Land bereits einen Zuschlag erteilt hat, der zum Gebotstermin nicht durch Fristablauf erloschen oder entwertet worden ist, oder

~~2. für eine in dem Gebot angegebene Windenergieanlage an Land eine Mitteilung nach § 22b Absatz 1 Nummer 1 abgegeben wurde.~~

[Aufgrund der Umstellung von der Ausschreibungsfreiheit auf ein eigenständiges Ausschreibungssegment für von Bürgerenergiegesellschaften betriebene Windenergieanlagen an Land sind Folgeanpassungen in § 100 (Übergangsbestimmungen) EEG notwendig. (...)]

3.6.4 Begrenzung wirtschaftlicher Dominanz in Bürgerenergiegesellschaften

Nach § 3 Nr. 15 d) EEG ist Voraussetzung für das Vorliegen einer BEG unter anderem, dass kein Mitglied/Anteilseigner*in der Gesellschaft mehr als zehn Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft hält. Damit wird jedoch allein eine Begrenzung der Stimmrechtsverteilung geregelt, ohne dass zugleich sichergestellt ist, dass die wirtschaftliche Beteiligung und Beteiligungsstruktur entsprechend ausgestaltet ist. In der Folge könnte ein Unternehmen trotz der Stimmrechtsbegrenzung von 10 Prozent einen überwiegenden Anteil von beispielsweise 80 Prozent am Gesellschaftskapital halten und hierdurch insbesondere bei Gewinnverteilungen oder Entnahmen eine wirtschaftliche Dominanz ausüben. Zudem werden ohne weitere Regelung keine Sonderkonstellationen verhindert, in denen vermögensbezogene Rechte einseitig begünstigend ausgestaltet werden können.

Zur Klarstellung ist daher vorzusehen, dass auch kein Mitglied oder Anteilseigner mehr als zehn Prozent der Anteile am Gesellschaftskapital hält und dass die Stimmrechte sowie die wirtschaftlichen Beteiligungsrechte, insbesondere Gewinn-, Entnahme- und sonstige vermögensbezogene Rechte entsprechend der jeweiligen Beteiligung am Gesellschaftskapital zu gewähren sind. Hierdurch wird verhindert, dass einzelne Mitglieder oder Anteilseigner trotz der Beschränkung ihrer Stimmrechte wirtschaftlich überproportional beteiligt sind. Ziel der Regelung ist es, eine ausgewogene und kongruente Beteiligungs- und Einflussstruktur sicherzustellen und den Charakter der Bürgerenergiegesellschaft als breit getragene Beteiligungsform zu wahren.

Konkret: Der BWE schlägt folgende Ergänzung in § 3 Nummer 15 d) EEG vor (**BWE-Vorschlag in fett**):

„§ 3 Begriffsbestimmungen

(...)

Nummer 15 „Bürgerenergiegesellschaft“ jede Genossenschaft oder sonstige Gesellschaft,

(...)

*d) bei der kein Mitglied oder Anteilseigner der Gesellschaft mehr als 10 Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft **und kein Mitglied oder Anteilseigner mehr als 10 % der Anteile am Gesellschaftskapital hält; die Stimmrechte sowie die wirtschaftlichen Beteiligungsrechte, insbesondere Gewinn-, Entnahme- und sonstige vermögensbezogene Rechte, sind entsprechend der jeweiligen Beteiligung am Gesellschaftskapital zu gewähren,***

wobei mit den Stimmrechten nach Buchstabe b in der Regel auch eine entsprechende tatsächliche Möglichkeit der Einflussnahme auf die Gesellschaft und der Mitwirkung an Entscheidungen der Gesellschafterversammlung verbunden sein muss, (...).“

3.6.5 Hilfsweise: Regelungen für Bürgerenergiegesellschaften nutzbar machen

Sofern die vorgenannte Empfehlung zur Integration der BEG ins Ausschreibungsdesign nicht umgesetzt wird, ist – neben der Beseitigung des Finanzierungshindernisses Punkt 3.6.1 – im Rahmen dieser EEG-Novelle zumindest das Problem der Vergütungsregelung für Bürgerenergiegesellschaften zu lösen und auch das Problem der Windparkbegrenzung anzugehen.

3.6.5.1 Windparkbegrenzung von 18 MW an moderne Anlagentechnik anpassen

Die Befreiung von BEG von der Ausschreibungspflicht gemäß § 22 Absatz 2 Nr. 3 EEG zielt darauf ab, lokale Bürgerbeteiligung zu stärken, kleine, dezentrale Projekte wirtschaftlich umsetzbar zu machen und die Akzeptanz der Energiewende vor Ort zu erhöhen. Hierfür gilt eine Projektobergrenze mit einer installierten Leistung bis einschließlich 18 Megawatt. Die **18-MW-Begrenzung entspricht jedoch nicht mehr dem Stand der Technik**.⁶² Bei Einführung der 18-MW-Grenze unter dem **EEG 2017 waren darunter etwa sechs Anlagen zu fassen**.⁶³ Aktuell liegt die durchschnittliche Anlagengröße in Deutschland bei über 6 MW und hat sich damit im Vergleich zu 2015 verdoppelt. Ein Bürgerwindpark darf **damit lediglich zwei bis drei moderne WEA** umfassen. Dies ist angesichts der zunehmenden Bedeutung der Akzeptanz von Windenergie nicht sachgerecht. Allgemein wird eine Begrenzung anhand von MW anstelle einer Anlagenzahl zudem regelmäßig überholt sein. Dabei ist die Anlagenzahl maßgeblich für die Bewertung der Projektgröße. Eine starre MW-Grenze entspricht somit nicht den Projektrealitäten eines modernen Bürgerwindparks und ist somit für Projektiererinnen nicht praxistauglich.

Die 18-MW-Grenze stammt aus dem europäischen Rechtsrahmen. Für die Befreiung von der Ausschreibungsverpflichtung sehen die KUEBBL⁶⁴ aktuell eine Begrenzung von maximal 18 MW pro Projekt vor. Zwar hat die Europäische Kommission in ihrer Mitteilung zum Beihilferahmen für den „Deal für eine saubere Industrie“ (CISAF) diese Begrenzung wiederholt. Im Jahr 2016 hat die Europäische Kommission jedoch klargestellt, dass sich „[d]ie Leitlinien [...] auf eine durchschnittlich große Erzeugungseinheit von 2,5 bis 3 MW Kapazität“ und damit auf sechs WEA beziehen. Dieser Bezugswert wurde anscheinend nicht neu evaluiert, sodass bei der Festlegung der Grenze auf EU-Ebene ein aktueller Wert nicht berücksichtigt wurde. Eine vergleichbare technische Weiterentwicklung, wie im vorgestellten Absatz dargestellt, dürfte jedoch auch für den europäischen Bezugswert gelten.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BWE, dass sich die Bundesregierung dafür einsetzt, die Begrenzung auf eine feste Anzahl von sechs Anlagen in den europäischen Vorgaben zu verankern. Auch die Bundesvorgabe sowie das Bundesförderprogramm für BEG sollten entsprechend angepasst werden.⁶⁵

⁶² Aktuell haben nur zehn Projekte von der Befreiung Gebrauch gemacht, vgl. [Website der BNetzA](#), hierbei ist zu beachten, dass die BNetzA die Anlagen erfasst (16 Anlagen) und nicht die Projekte (10 Projekte).

⁶³ Vgl. [§ 36g Absatz 1 Satz 1 EEG 2017](#).

⁶⁴ [Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz und Energiebeihilfen 2022 der Europäischen Kommission \(2002/C 80/01\)](#).

⁶⁵ Vgl. z. B. hier [BWE \(2023\): Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWK zum sog. PV-Paket I](#), S. 25 f.

Konkret: Der BWE schlägt vor, dass sich die Bundesregierung für folgende Änderung unter (43) KUEBLL bzw. (59) CISAF einsetzt (**neuer Text in fett**):

„for wind generation only, projects ~~with an installed capacity equal or below 18 MW with a maximum of 6 generator units~~, if they are 100 % owned by small and microenterprises and/or by renewable energy communities and/or by citizen energy communities.“

Darauffolgend ist § 22 Absatz 2 Nr. 3 EEG anzupassen (**neuer Text in fett**):

„(2) Bei Windenergieanlagen an Land besteht der Anspruch nach § 19 Absatz 1 für den in der Anlage erzeugten Strom nur, solange und soweit ein von der Bundesnetzagentur erteilter Zuschlag für die Anlage wirksam ist; (...) Von diesem Erfordernis sind folgende Windenergieanlagen an Land ausgenommen:

(...)

*3. **bis zu 6** Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften ~~mit einer installierten Leistung bis einschließlich 18 Megawatt~~ nach Maßgabe des § 22.“*

3.6.5.2 Vergütungsregelung in § 46 EEG rechtssicher ausgestalten

Gemäß § 46 Absatz 1 EEG berechnet die Netzbetreiberin den anzulegenden Wert für BEG nach dem Zuschlagswert, indem sie den Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Gebotstermine für Windenergieanlagen an Land des Vorvorjahres heranzieht. Welcher Zeitpunkt für diese Rückrechnung zugrunde gelegt werden soll, ist bislang umstritten. Eine verbreitete Auffassung sieht vor, die Berechnung zum Zeitpunkt der **Inbetriebnahme der BEG-Anlagen** vorzunehmen.

Das Problem dabei ist jedoch, dass auf einen **unbestimmten Zeitpunkt in der Zukunft** abgestellt wird. Da die Inbetriebnahme der Anlagen von Lieferketten und Netzanschlüssen abhängt, ist sie stark variabel und kann sich beispielsweise um ein Jahr verschieben. Folglich kann sich auch der Zuschlag, den das Bürgerwind-Projekt erhält, entsprechend verzögern: Anstelle der höheren Förderung aus dem Jahr 2023 könnte die Förderung aus dem Jahr 2022 gelten.

Diese **Planungsunsicherheit** wird **von Banken häufig nicht akzeptiert**. Zudem untergräbt sie den eigentlichen Zweck der Regelung, eine **höhere Investitionssicherheit für Bürgerwindprojekte** gerade in der sehr risikoreichen Frühphase zu schaffen. Daher bedarf es eines klar definierten Zeitpunkts. Der BWE schlägt vor, diesen Zeitpunkt auf die **Anmeldung bei der BNetzA** festzulegen.

Konkret: Der BWE schlägt daher vor, § 46 Absatz 1 EEG wie folgt anzupassen (**neuer Text in fett**):

§ 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 **des Jahres der Mitteilung nach § 22b Absatz 1 Nr. 1** ersetzen“.*

3.7 Flexibilitäten – Regelungen im Gesetzentwurf

Der Regelungsentwurf enthält bisher keine Regelungen für den Hochlauf von Flexibilitäten, obwohl der Koalitionsvertrag explizit vorsieht: „Hemmnisse bei der Flexibilisierung des Stromsystems müssen abgebaut werden, um die flexible Nutzung von Erneuerbaren Energien sektorübergreifend zu verbessern. [...] Wir werden die Ansiedlung von großen Abnehmern wie etwa von Speichern und großen Erzeugern Erneuerbarer Energien dort anreizen, wo es dem Netz nützt. [...] Die regionale Nutzung ansonsten abgeregelten Stroms wollen wir deutlich erleichtern.“⁶⁶

Der Koalitionsvertrag muss umgesetzt und Flexibilitäten vorangetrieben werden, um eine größere Systemdienlichkeit der Erzeugung zu ermöglichen und Netzengpässe zu entschärfen. Diese Maßnahmen sind nicht nur zur Erreichung der Klimaziele notwendig. Flexibilisierungen führen auch zu Kostensenkungen für Unternehmen und Privatpersonen und erhöhen die Sicherheit des Stromsystems. Dies ist Ziel der vorliegenden EEG-Novelle. **Der Ausbau von Flexibilitätstechnologien ist eine No-Regret-Maßnahme.**⁶⁷

Die kürzlich vom Bundestag beschlossene Privilegierung von Batteriespeichern und der untertägigen Speicherung von Wärme und Wasserstoff im Außenbereich in § 35 BauGB ist hierbei ein wichtiger Schritt.⁶⁸ Es braucht jetzt weitere Entlastungen für Großbatteriespeicher und Elektrolyseure.

Die nachfolgend skizzierte geplante Abschaffung der Innovationsausschreibung im EEG-Entwurf erschwert flexible und systemdienliche Lösungen jedoch noch weiter.

3.7.1 Zu Nr. 67: Innovationsausschreibungen in § 39n gestrichen – **abzulehnen**

Die Innovationsausschreibungen nach § 39n a. F. werden mit der Begründung gestrichen, dass ein eigenes Segment nicht mehr erforderlich sei. Insbesondere die Kombinationen mit Speichern seien zunehmend etabliert. Die Regelung (in ihrer Konkretisierung durch die Innovationsausschreibungsverordnung) führe hingegen zu Fehlanreizen durch das strenge Ausschließlichkeitsprinzip zugebauter Speicher, da diese Arbitrage und Ladepunkte.

Der BWE lehnt die Streichung eigener Ausschreibungen für innovative Konzepte sowie die geplante Aufhebung der Innovationsausschreibungsverordnung nach Artikel 4 des Gesetzentwurfs ab. Vielmehr fordert er, die Innovationsausschreibungsverordnung nach § 39n Absatz 3 EEG zukunftsfähig auszurichten.

Gegen die Streichung spricht, dass Innovationsausschreibungen co-located Speicher begünstigen. Das sind die Speicher, die aus Sicht des BWE prioritär ans Netz gehen sollten, weil sie netzschonend sind. Zudem mag es sein, dass die EE-Anlage-Speicher-Kombination im PV-Bereich bereits etabliert ist.

⁶⁶ CDU, CSU, SPD: [Koalitionsvertrag 2025](#), Zeile 1000-1009.

⁶⁷ Vgl. bereits [BWE-Positionspapier \(2025\): BWE-Agenda für mehr Flexibilitäten im Stromsystem](#).

⁶⁸ Vgl. [BT-Drucksache 21/2793 vom 12. November 2025](#), S. 108 f.

Windenergie konnte jedoch bislang nicht von der Innovationsausschreibungen profitieren, da sie nicht technologiespezifisch ist. **Nahezu keine Wind-Speicher-Projekte haben einen Zuschlag erhalten.**

Ein weiteres Hindernis bei Arbitrage-fähigen Speichern ist aktuell der Netzanschluss. Netzbetreiberinnen lassen sie schlichtweg nicht ans Netz, oder wenn, dann nur mit restriktiven Vorgaben zum Betrieb.

Die Batteriespeicher dürfen rechtlich nur Strom aus der eigenen Erzeugungsanlage zwischenspeichern. Eine **marktliche Fahrweise** der Speicher ist weiterhin und auch trotz der Einführung der Abgrenzungsoption für Batteriespeicher („Multi-Use“-Option) außerhalb der Innovationsausschreibung rechtlich **nicht zulässig**. Hier benötigt die Branche eine Klarstellung, die eine Ungleichbehandlung von verschiedenen Speichern verhindert (siehe auch [3.27.1](#)).

Um auch Wind-Speicher-Kombinationen zu fördern, schlägt der BWE eine **Trennung der Ausschreibungen für PV- und Wind-Speicher-Kombinationen nach Technologien mit jeweils angepassten Höchstwerten** vor. Im Teilsegment Wind sollten dabei die NZIA-Vorgaben umgesetzt werden, sofern sich die Bundesregierung auf das Kriterium „Beitrag zur Nachhaltigkeit: Innovation“ festlegt.

3.8 Flexibilitäten – fehlende Regelungen im Gesetzentwurf

Der Gesetzesvorschlag enthält wie eingangs unter 3.7 näher dargestellt keinerlei Anreize für Flexibilitäten. Hier fehlen Regelungen im Zusammenspiel mit dem EnWG.

3.8.1 Maßnahmenpaket zum Hochlauf von Großbatteriespeichern (BESS)

Der BWE begrüßt, dass die Bundesregierung mit der Anpassung des § 11c EnWG an den § 2 EEG bekräftigt, dass Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie im überragenden öffentlichen Interesse liegen.⁶⁹ Vor diesem Hintergrund erachtet der BWE die nachfolgend dargestellten Änderungen und Novellierungen als notwendig, um diese Zielsetzung rechtlich und praktisch wirksam umzusetzen.⁷⁰

§ 19 EEG Absatz 3 – Förderanspruch von Betreiberinnen von Speichern – muss praxistauglich angewendet werden. Seit 2024 ermöglicht die Gesetzeslage eine Multimarkt-Optimierung von co-located BESS („Abgrenzungsoption“). Bezieht der BESS Grünstrom aus der Anlage und Graustrom aus dem Netz, so bleibt bei dieser Option der Grünstromanteil weiterhin förderfähig. Diese Novellierung ist durchweg positiv. Es sollte jedoch klargestellt werden, dass auch **Speicher in der Innovationsausschreibung**, welche erhalten bleiben sollte, unter die Neuregelung fallen und folglich von der Aufhebung des Ausschließlichkeitsprinzips profitieren können. Andernfalls läge eine nicht nachvollziehbare Ungleichbehandlung vor. Zur Umsetzung des Gesetzes hat die BNetzA mittlerweile einen **Festlegungsprozess zum Messkonzept** (MiSpel) angestoßen, was der BWE sehr begrüßt.

Im Rahmen des AgNes-Prozesses hat die BNetzA zuletzt den Vertrauensschutz für Großbatteriespeicher gestärkt. Auch dies begrüßt der BWE ausdrücklich. Ebenso bewerten wir es positiv, dass es zu keiner übereilten Einführung von dynamischen Netzentgelten für Großbatteriespeicher kommt. Nun gilt es

⁶⁹ Vgl. CDU, CSU, SPD: [Koalitionsvertrag 2025](#), Zeile 1005–1007. Vgl. aktuelles Gesetzgebungsverfahren zur Privilegierung von Energiespeichern in § 35 BauGB-Entwurf.

⁷⁰ Vgl. bereits [BWE \(2025\): BWE-Agenda für mehr Flexibilitäten im Stromsystem](#), S. 8 f.

weitere Weichen zu stellen, damit die Anlagen ihrem Potenzial als „Schweizer Taschenmesser“ der Energiewende gerecht werden können. Mindestens sollte Betreiberinnen bei Abschluss eines FCAs ein Rabatt auf die geplanten Kapazitätsentgelte gewährt werden. Ansonsten droht eine Übersteuerung, da beide Faktoren in Kombination die Wirtschaftlichkeit des Speichers gefährden können.

Ähnlich wie bei Windenergieprojekten sind die Flächensicherung und der Netzzugang weiterhin die größten Hürden bei der Realisierung von BESS. **Für den weiteren Hochlauf des Speicherausbaus braucht es deswegen dringend Erleichterungen beim Netzzugang.** Die Schaffung einer bundesweit einheitlichen Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs ist ein erster Schritt. Hinzukommen müssen verbindliche Rückmeldefristen einschließlich der Pönalisierung bei Nichteinhaltung sowie die Einführung eines standardisierten Kapazitätsreservierungsmechanismus, wie im vorangegangenen Abschnitt dargestellt. Die Umsetzung flexibler Netzzugangslösungen sollte außerdem durch die Einführung standardisierter Messkonzepte erleichtert werden.

Wichtig ist auch die Anpassung des § 21b Absatz 4 Nr. 2 EEG sowie des § 3 Nr. 27 EEG (und weiteren folgerichtigen gesetzlichen Anpassungen im EEG und EnWG) durch **Streichung des Kriteriums der unmittelbaren räumlichen Nähe zwischen Anlage und Verbrauchsort.** Das Ziel besteht darin, Stromlieferungen an Dritte ohne Nutzung des öffentlichen Netzes auch außerhalb der unmittelbaren räumlichen Nähe zu ermöglichen und zu fördern (vgl. bereits die Vorschläge unter Punkt 3.10.). Die bisherige Regelung bremst insbesondere Gewerbe- und Industrieunternehmen, aber auch soziale, kommunale Einrichtungen, Wissenschafts- und Forschungsstandorte unnötig aus. Diese müssen möglichst unbürokratisch Maßnahmen zur Elektrifizierung umsetzen können (u. a. in den Bereichen Prozess- und Heizwärme sowie Elektromobilität). Die Möglichkeit, Strom aus Großbatteriespeichern zu beziehen, muss uneingeschränkt gegeben sein.

Derzeit läuft die in 2024 reformierte Regelung zu **„Nutzen statt Abregeln“ gemäß § 13 k EnWG ins Leere** und erzielt somit nicht die erhoffte Wirkung, in Netzentlastungsregionen den lokalen Verbrauch von Überschussstrom zu fördern. Grund dafür sind restriktive Teilnahmekriterien, die einen bedeutenden Anteil von Entlastungsanlagen von der Teilnahme ausschließen. Zudem ist eine Teilnahme derzeit für Entlastungsanlagen nicht wirtschaftlich attraktiv. Deshalb schlagen wir vor, § 13k zeitnah zu reformieren: Batteriespeichern sollte als zentrale Flexibilitätsquelle eine uneingeschränkte Teilnahme ermöglicht werden. Wie auch im Gesetzestext vorgesehen, braucht es zudem eine zeitnahe Umstellung auf ein Auktionsverfahren anstelle der zweijährigen Probezeit. Hierzu empfiehlt sich ein Pay-as-bid-Verfahren. Mindestens sollte aber **der § 13k-Preis auf ein Mindestmaß** abgesenkt werden.

Die Innovationsausschreibungsverordnung nach § 39n Absatz 3 EEG ist zukunftsfähig auszurichten (vgl. hierzu bereits die Ausführungen unter 3.7.1)

Vorrang von Speichern gegenüber anderen Netzzugangspetentinnen: Gemäß § 8 Absatz 1 EEG müssen Netzbetreiberinnen EE-Erzeugungsanlagen „unverzüglich vorrangig“ anschließen. Bei Energiespeichern wiederum konnte bis vor kurzem nach drei verschiedenen Regularien angeschlossen werden: Nach § 8 EEG („Grünstromspeicher“), nach §§ 3,4 KraftNAV oder nach § 17 EnWG. Der BWE erkennt an, dass das Anschlussverfahren nach dem „First come, first served“-Prinzip überarbeitet werden muss. Es ist jedoch bedauerlich, dass der Gesetzgeber Großbatteriespeicher bereits vor der Einführung eines sachgerechten neuen Prozesses von der Nutzung der KraftNAV ausgeschlossen hat. Ein solcher Schnellschuss wird das Gegenteil des Gewünschten bewirken und zu weniger Transparenz, geringerer Planbarkeit und höheren Investitionsrisiken führen. Um dem überragenden öffentlichen

Interesse in § 11c EnWG in der Praxis gerecht zu werden, braucht es stattdessen die Umsetzung einer Netzananschlussrangfolge bei den Netzan schlüssen nach EnWG.⁷¹ Hierbei empfiehlt der BWE, ein bundesweit einheitliches Priorisierungsregime für Batteriespeicher zu entwickeln, das Projekte nach ihrem Beitrag zur System- und Netzdienlichkeit sowie nach ihrem Reifegrad und Projektfortschritt bewertet.⁷² Für das Übertragungsnetz haben die Netzbetreiberinnen am 1. April 2026 ein solches Verfahren eingeführt. Es steht jedoch zu befürchten, dass die Verteilnetzbetreiberinnen ein jeweils individuelles Priorisierungsregime entwickeln und ein umständlicher Flickenteppich entsteht.

3.8.2 Wasserstoff: Investitionen anstoßen

Wasserstoff ist ein unverzichtbarer Baustein für ein dekarbonisiertes Stromsystem. Er kann flexibel gespeichert, in Gasleitungen eingespeist oder zur Rückverstromung genutzt werden. So trägt er dazu bei, auch andere Sektoren zu defossilisieren. Er ermöglicht eine bedarfsgerechte, steuerbare Einspeisung von Grünstrom und trägt zur Versorgungssicherheit in Zeiten geringer Wind- oder Solarstromproduktion bei. Gleichzeitig besteht beim Ausbau von Elektrolyseuren weiterhin eine hohe Investitionsunsicherheit, die dringend adressiert werden muss, damit der Wasserstoff-Hochlauf nicht verpasst wird.

Mit der Einführung des § 249a BauGB – der Sonderregelung für die Privilegierung bestimmter Wasserstoff-Anlagen im Außenbereich – im Jahr 2023 wurde eine bundesgesetzliche Grundlage geschaffen, um den Wasserstoffhochlauf städtebaulich zu unterstützen. Dieser Einstieg allein reicht jedoch noch nicht aus, um Investitionssicherheit sowie einen systemdienlichen Betrieb zu gewährleisten. Insbesondere im Netz- und Förderrecht bestehen weiterhin erhebliche Hemmnisse.

Der BWE weist auf die Forderungen des BEE zum systemdienlichen Einsatz von Wasserstoff⁷³ hin, insbesondere:

Novelle des § 21b Absatz 4 Nr. 2 EEG sowie des § 3 Nr. 27 EEG (und weiteren folgerichtigen gesetzlichen Anpassungen im EEG und EnWG): Systemdienlich betriebene Elektrolyseure, welche erzeugungsnah vor demselben Netzverknüpfungspunkt, also ohne Netznutzung, mit Strom direkt beliefert werden, müssen auch tatsächlich flexibel gefahren werden können. Vergleiche dazu auch Punkt 3.8.1.

Novelle des § 13k EnWG: Eine zielgerichtete Ausgestaltung des § 13k EnWG kann dazu beitragen, die Wettbewerbsfähigkeit von Elektrolyseuren im Markt zu verbessern. Deswegen empfehlen wir die unter 3.18.1 beschriebene Novelle. Um die Regelung bestmöglich nutzen zu können, müssen zudem alle Elektrolyseure einbezogen werden und nicht nur solche, die nach dem 29. Dezember 2023 erstmals in Betrieb genommen wurden.

⁷¹ Vgl. BWE und BVES (2025): [Gemeinsam Verantwortung übernehmen, Das Kombinationspotenzial von Windenergie und Energiespeichersystemen endlich nutzen](#), S. 11 f.

⁷² Vgl. BEE (2025): [BEE-Stellungnahme zur Kraftwerks-Netzan schlussverordnung](#).

⁷³ Vgl. BEE (2024): [Positionspapier: Potentiale des Wasserstoffs optimal nutzen](#).

3.8.3 Einspeiseinfrastruktur vereinfachen – Ergänzung von § 3 Nr. 37 und Nr. 108 EnWG

Bereits heute verbinden gemeinsam genutzte Leitungsinfrastrukturen Erzeugungsanlagen von Erneuerbaren Energien verschiedener Betreiberinnen mit ihrem Netzverknüpfungspunkt. Diese Leitungen und Umspannwerke fungieren bisher überwiegend als *Stromeinspeisende*. Der in vielerlei Hinsicht erforderliche Aufbau einer belastbaren Wasserstoffwirtschaft, die Sektorziele des Klimaplanes, welche eine Dekarbonisierung auch von Gebäuden, Industrie, Landwirtschaft und Verkehr erfordern sowie das Bedürfnis, die Erzeugungskurve Erneuerbarer Energien zu glätten, erhöhen den Bedarf, vermehrt Energiespeicher im Sinne des EnWG⁷⁴ (Batteriespeicher, Elektrolyseure, Power-to-X-Anlagen), sowie Ladepunkte an das Netz anzuschließen.

Gleichzeitig verläuft der Netzausbau schleppend und die Netzbetreiberinnen sind mit einer Flut aus Anschlussbegehren überfordert. Das hat lange Wartezeiten und die Zuweisung weit entfernter Netzverknüpfungspunkte zur Folge, die aufwendig angesteuert werden müssen. Netzengpässe zwischen Orten der Stromerzeugung und des -verbrauchs verursachen netzbedingte Interventionen (An- und Abregelung von Anlagen), die die Kosten für die Allgemeinheit erheblich steigern.

Ein Schritt zur Lösung dieses Problems besteht darin, Energiespeicher an die Leitungsinfrastrukturen von EE-Anlagen anzuschließen. So werden auf systemdienliche Weise Stromverbrauchende in der Nähe von Erzeugungsanlagen angesiedelt. Hierdurch können die Netzbelastung minimiert und lokale Erzeugungsüberschüsse volkswirtschaftlich sinnvoll genutzt werden. Durch den Anschluss noch vor den Netzverknüpfungspunkt der EE-Anlagen können dessen bestehende Kapazitäten besser ausgenutzt werden. Insbesondere wurde die Überbauung des Netzverknüpfungspunktes durch die neue Möglichkeit flexibler Netzanschlussvereinbarungen gemäß § 8a EEG, § 17 Absatz 2b EnWG deutlich erleichtert. Dies stellt ein erhebliches Optimierungspotenzial für die Auslastung der bestehenden Netzverknüpfungen dar, welches sich vor allem durch die Überbauung und die Einbeziehung von Energiespeichern und Ladepunkten verwirklichen lässt. Das Netz muss bzw. sollte im Sinne tragfähiger Netzkosten am Netzanschlusspunkt nicht allorts zwingend bis zur „letzten“ Kilowattstunde installierter Leistung ausgebaut werden, sondern nur für eine systemdienliche Leistung. Dann aber muss die diese systemdienliche Leistung übersteigende Leistung „hinter“ dem Netzverknüpfungspunkt energie- und volkswirtschaftlich sinnvoll genutzt werden dürfen.

Problematisch ist jedoch, dass der Begriff des Energieversorgungsnetzes im EnWG sehr weit gefasst ist. Er schließt aktuell nicht sicher aus, dass zunächst nahezu jegliche Leitungsinfrastruktur, über die Strom an Dritte verteilt wird, als Energieversorgungsnetz eingestuft wird – selbst dann, wenn diese Dritten die Energie nicht selbst verbrauchen, sondern als Betreiberinnen von Energiespeichern im Sinne des § 3 Nr. 36 EnWG (n. F.) oder Ladepunkten für Elektromobilität speichern, umwandeln und weiterleiten. Dadurch kann sich für Anlagenbetreiberinnen die Gefahr der Einstufung als Netzbetreiber ergeben, was jedoch einen prohibitiven regulatorischen Aufwand mit sich bringt. Bereits die Gefahr, durch die leitungsmäßige Verbindung von Erzeugungsanlagen mit Energiespeichern unfreiwillig als Netzbetreiberin eingestuft zu werden, hemmt bereits heute Investitionen in Energiespeicher und Ladepunkte vor dem Netzverknüpfungspunkt.

Es ist daher wichtig, zeitnah Rechtssicherheit zu schaffen und entsprechende Investitionen zu ermöglichen. Hier ist der Gesetzgeber in der Pflicht, einen einheitlichen und klaren Rahmen zu schaffen,

⁷⁴ § 3 Nr. 36 EnWG

an dem sich Projektiererinnen ebenso wie Gerichte und Regulierungsbehörden orientieren können. Dieser muss rechtssicher klarstellen, dass die Erschließung von Energiespeichern gem. § 3 Nr. 15d EnWG und Ladeinfrastrukturen nicht dazu führt, dass die Gesamtheit der hierfür erforderlichen Infrastruktur als Verteilernetz eingestuft wird. Der BWE schlägt daher eine einfache und konkrete Neuregelung für die Definition von Einspeiseinfrastrukturen außerhalb der Netzregulierung vor, die bestehende und zukünftige Flexibilitätspotenziale erschließt und dabei systemeffizient wirkt. Gleichzeitig verhindert sie rechtssicher, dass sich die regulatorische Komplexität für Betreiberinnen der Leitungsinfrastruktur massiv erhöht, indem sie unnötig mit den regulatorischen Pflichten einer Verteilernetzbetreiberin zusätzlich belastet werden, wenn sie innovative und systemdienliche Konzepte umsetzen.

Wird hier der Weg nicht freigemacht, besteht die Gefahr, dass die Entwicklung solcher innovativen Vorhaben im Keim erstickt wird. Dies stünde jedoch im Widerspruch zu verschiedenen gesetzlichen Wertungen des EEG sowie zum übergeordneten Ziel, die Dekarbonisierung im Stromsektor und darüber hinaus kosteneffizient und schnell zu erreichen.

Die vorgeschlagene Lösung verbindet somit Bürokratieabbau mit einer Entlastung der Netze und trägt so zur Senkung der Netzausbaukosten sowie zur Beschleunigung und Vergünstigung des Ausbaus Erneuerbarer Energien bei.

3.8.3.1 Status Quo

Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energie müssen für die Einspeisung mittels Leitungen und ggf. Umspannwerken an einen Netzverknüpfungspunkt mit dem Energieversorgungsnetz verbunden werden. Diese *Einspeiseinfrastruktur* kann auch die Anlagen unterschiedlicher Betreiberinnen vor dem Netzverknüpfungspunkt miteinander verbinden und ist nicht als Verteilernetz zu klassifizieren.

Fraglich ist, ob sich durch den Anschluss von Energiespeicheranlagen im Sinne des § 3 Nr. 36 EnWG (n. F.) hieran etwas ändert. Hierzu wird im Folgenden kurz dargestellt, wer nach der aktuellen Rechtslage Netzbetreiberin ist und in welchem Rahmen Deutschland dies selbst festlegen kann. Schon heute entspricht die verstärkte Nutzung von Flexibilität bereitstellenden Anlagen den Grundlagen des Energiewirtschaftsrechts gem. § 1a Absatz 3 EnWG. Viel spricht daher für ein Verständnis der bestehenden Netzregulierung, das die Chance dieses Ausbaus nicht durch überzogene bürokratische Anforderungen größtenteils zunichtemacht. Für Investitionen braucht es aber Rechtssicherheit. Die bestehenden unionsrechtlichen Spielräume zur Abgrenzung der Verteilernetze vom unregulierten vorgelagerten Netzbereich sollten daher für die Schaffung eines rechtssicheren Investitionsrahmens ausgeschöpft werden.

3.8.3.2 Wer ist Netzbetreiberin?

Für die Frage, wer im deutschen Recht als Netzbetreiberin eingestuft wird, ist die Definition des Energieversorgungsnetzes in § 3 Nr. 37 EnWG besonders relevant. Sie lautet *„Elektrizitätsversorgungsnetze [...] über eine oder mehrere Spannungsebenen [...] mit Ausnahme von Kundenanlagen im Sinne der Nummern 65 und 66 sowie im Rahmen von Teil 5 dieses Gesetzes Wasserstoffnetze“*.

Die Definition ist also allgemein gehalten. Eine strikte Trennung zwischen der *bilanziellen* Seite des Energiehandels im Sinne der Energieversorgung einerseits und der physikalischen Seite der Stromweiterleitung durch geeignete Netze, Umspannwerke und den Betrieb der hierfür erforderlichen

Hardware andererseits, wird sprachlich nicht durchgehalten. Dies erschwert es potenziellen Investorinnen, rechtssicher abzuschätzen, wie sie einer Einordnung als Netzbetreiberin entgehen können.

Gleichzeitig sind die mit dem Netzbetrieb verbundenen Pflichten erheblich und stehen dem gleichzeitigen Betrieb von EE-Anlagen zum Teil gänzlich entgegen.

Die Pflichten umfassen unter anderem:

- die Genehmigung der Tätigkeit (**§ 4 EnWG**)
- die Entflechtung von Netzbetrieb und übrigen Tätigkeiten (buchhalterisch, informatorisch) (**§§ 6 ff. EnWG**)
- eine Vielzahl einzelner Betreiberpflichten (**§ 11 EnWG**)
- Systemverantwortung und Redispatch (**§§ 13 f., 14 EnWG**)
- die Netzausbaupflicht (**§ 14d EnWG**)
- die Netzanschlusspflicht (**§ 17 EnWG, § 8 EEG; § 3 KWKG**)
- die Bereitstellungspflicht von netzzugangs- bzw. bilanzierungsrelevanten (Unter-)Zählern (**§ 20 Absatz 1d EnWG, etc. pp.**)

Diese mit einem regulierten Netzbetrieb einhergehenden Pflichten machen deutlich, dass bei der Konzeption des Netzbegriffes die gemeinsame Nutzung von Leitungsinfrastruktur durch Stromerzeugungsanlagen, Energiespeicher und Ladepunkte, die allesamt keine Letztverbraucher der verarbeiteten Energie sind, noch keine Rolle gespielt hat. Bei einer wirtschaftlichen Betrachtungsweise steht hier – im Gegensatz zur Tätigkeit von Netzbetreiberinnen – nicht die allgemeine Versorgung von Letztverbrauchenden im Vordergrund, sondern die vertraglich abgesicherte Kooperation gewerblicher Teilnehmerinnen des Energiemarktes, die sich mit der Erzeugung und Umwandlung von Energie befassen und hierfür selbst bzw. gegenseitig mit der erforderlichen Infrastruktur ausstatten müssen.

3.8.3.3 EU-rechtlicher Rahmen

Insbesondere die jüngsten Entscheidungen des EuGH⁷⁵ und des BGH⁷⁶ zur Kundenanlage haben erhebliche Zweifel aufgeworfen, inwiefern nationalrechtliche Spielräume zur Ausgestaltung der Eigenschaft als (Verteiler-)Netzbetreiberin bestehen.

Die Antwort findet sich im Urteil des EuGH selbst: Dieser weist den Nationalstaaten ausdrücklich die Kompetenz zur Abgrenzung des Verteilernetzes zu,⁷⁷ solange sich die hierzu verwendeten Kriterien auf jene der Spannungsebene und der Kundeneigenschaft aus Art. 2 Nr. 28 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie⁷⁸ beschränken.⁷⁹ Dies lässt weiterhin die Möglichkeit zu, insbesondere die **Kundeneigenschaft**

⁷⁵ EuGH, Urt. v. 28.11.2024, C-293/93, ECLI:EU:C:2024:992 – *ENGIE Deutschland*; BGH, Urt. v. 13.05.2025, EnVR 83/20.

⁷⁶ BGH, Beschluss vom 09.11.2025, EnVR 83/20.

⁷⁷ EuGH, ebd. Rn. 56.

⁷⁸ Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, „EBM-RL“.

⁷⁹ EuGH ebd. Rn. 60.

nationalstaatlich näher zu definieren, solange der unstrittige Kernanwendungsbereich des Begriffs nicht unterlaufen wird.⁸⁰

Der Vorschlag des BWE für eine regulatorische Erleichterung knüpft hier an und differenziert die Kundeneigenschaft verschiedener Anlagen nach ihrer Eigenschaft als Letztverbraucherinnen von Energie. So soll der Betrieb von Infrastrukturleitungen soll außerhalb des regulierten Netzbetriebs auf rechtssichere Weise möglich sein – wie bisher bei der Einspeisung und nun ausdrücklich bei der physikalischen Strombelieferung von Anlagen, die die ihnen zugeleitete Energie nicht als Letztverbraucherinnen nutzen, sondern (ggf. zu anderer Zeit oder in anderer Form) in das Energiesystem zurückgeben. Solche Anlagen lassen sich als vermittelnder, nicht verbrauchender Teil des Energiesystems beschreiben, so dass sie nicht in unstrittiger Weise „Kunde“ sind, weil sie ihrerseits die Energie in ihrer jeweiligen Form an Unternehmen und Verbraucher innerhalb und außerhalb des Energiemarktes verkaufen. Somit kann die für ihre Belieferung mit Strom erforderliche Infrastruktur europarechtskonform von der Definition eines Energieversorgungsnetzes ausgenommen werden.

Sowohl im Hinblick auf die nach Ansicht des BWE maßgebliche *physikalische* Betrachtungsweise als auch für die *bilanzielle* Betrachtungsweisen sind Energiespeicheranlagen gemäß § 3 Nr. 36 EnWG n. F. und Ladepunkte nicht vom unstrittigen Anwendungsbereich des Begriffs „Kunde“ erfasst, da sie keine Letztverbrauchenden der eingespeisten Energiemengen sind. Die rechtliche Gleichstellung von Ladepunkten mit Letztverbrauchenden in § 3 Nr. 70, 2. HS. EnWG (n. F.) dient nach Ansicht des BWE regulatorischen Zwecken und steht einer Berücksichtigung ihrer Funktion als Weiterleiter, nicht Endverbraucher von Energie bei der Auslegung dieses unionsrechtlichen Begriffs nicht entgegen.

3.8.3.4 Lösungsvorschlag: Energiespeicher und Ladepunkte als Nicht-Kunden

Es erscheint unstrittig, dass eine netz- und systemdienliche Ansiedlung von Anlagen zur Flexibilisierung und Sektorenkopplung wirtschaftlich und politisch erwünscht und im Hinblick auf die Sektorziele des Klimaplanes und unionsrechtlicher Vorgaben auch erforderlich ist. Die bestehende Rechtsunsicherheit bezüglich der Einstufung der Leitungsinfrastruktur als Verteilernetz stellt jedoch ein erhebliches Investitionshindernis dar, und verhindert somit die Nutzung vorhandener Ressourcen. Um Investitionen zu ermöglichen, muss ein rechtssicherer Raum außerhalb (aus Erzeugersicht: „vor“) des regulierten Energieversorgungsnetzes geschaffen werden.

Aufgrund der Thematik der allgemeinen netzmäßigen Einstufung der Infrastruktur erscheint es systemgerecht, die Lösung im EnWG anzusiedeln, auch wenn Flexibilität und Sektorenkopplung praktisch ausschließlich für – günstig und sauber produzierende, dezentral verortete – EEG-Anlagen erschlossen werden müssen.

Im Unionsrecht befindet sich die Definition der Verteilernetze innerhalb des Begriffs der „Verteilung“ in Art. 2 Nr. 28 EBM-RL und wurde durch § 3 Nr. 108 EnWG (n. F.) in das deutsche Recht übernommen. Da nach dem in dieser Stellungnahme unterbreiteten Vorschlag die maßgebliche Inanspruchnahme unionsrechtlicher Spielräume innerhalb des hier verankerten Kundenbegriffs erfolgt, wird vorgeschlagen, die Belieferung von Speichern und Ladepunkten vor dem Netzverknüpfungspunkt bereits in § 3 Nr. 108 EnWG ausdrücklich vom Verteilungsbegriff auszunehmen.

⁸⁰ Vgl. EuGH, ebd. Rn. 62.

Zur Gewährleistung einer einfachen und klaren Rechtsanwendung sollte zudem die Definition des Energieversorgungsnetzes in § 3 Nr. 37 EnWG (n. F.) geändert werden, denn dieser Begriff stellt den nationalrechtlichen Anknüpfungspunkt der Verteilernetzregulierung dar.

Es erscheint systematisch vorzugswürdig, die Lösung an die vorhandene Definition von Energiespeichern in § 3 Nr. 36 EnWG (n. F.) anzuknüpfen.

Hier werden Anlagen zur direkten Verbindung von *Einrichtungen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien* mit *Energiespeichern* gemäß § 3 Nr. 36 EnWG (diese beinhalten nach der Definition auch Power-to-X-Anlagen) und *Ladepunkten* vor dem jeweiligen Netzverknüpfungspunkt der Anlagen von der Definition von Energieversorgungsnetzen ausgenommen. Dies dient der Abgrenzung zu allgemeinen Verteilernetzen und stellt klar, dass die Anlagen mit dem Netz verknüpft sein dürfen.

Gleichzeitig wird die Definition der Verteilung in § 3 Nr. 108 EnWG angepasst, um auch bei dieser Norm zur Umsetzung des Unionsrechts die in Anspruch genommenen Spielräume bei der Definition von „Kunden“ zu verdeutlichen und die Rechtsanwendung zu vereinfachen.

Konkret: Der BWE regt die Ergänzung des § 3 Nr. 37 und Nr. 108 EnWG an (**Text neu in fett**):

„§ 3 (...)

37. *Energieversorgungsnetze*

*Elektrizitätsversorgungsnetze und Gasversorgungsnetze über eine oder mehrere Spannungsebenen oder Druckstufen mit Ausnahme von Kundenanlagen im Sinne der Nummern 65 und 66, **von Anlagen zur direkten Verbindung von Einrichtungen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbarer Energie, Energiespeicheranlagen und/oder Ladepunkten vor ihrem jeweiligen Netzverknüpfungspunkt** sowie, im Rahmen von Teil 5 dieses Gesetzes, Wasserstoffnetze,*
(...)

108. *Verteilung*

*der Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niederer Spannung über Elektrizitätsverteilernetze oder der Transport von Gas über örtliche oder regionale Leitungsnetze, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Belieferung der Kunden selbst **oder der Transport von Elektrizität zur Ermöglichung der netzvorgelagerten Versorgung von Energiespeichern und Ladepunkten**; dabei dienen auch solche Netze der Verteilung von Gas, die über Grenzkopplungspunkte verfügen, über die ausschließlich ein anderes, nachgelagertes Netz aufgespeist wird, (...)*“

3.8.4 Direktbelieferung – Regelungen im Gesetzentwurf

Obwohl der Koalitionsvertrag vorsieht, die physikalische Direktversorgung von Unternehmen und die „Möglichkeit der physikalischen Direktbelieferung der Industrie“ räumlich auszuweiten⁸¹, fehlen im Entwurf bisher Regelungen zur Erleichterung der Direktversorgung von Unternehmen.

Der BWE empfiehlt dringend, im Rahmen der EEG-Novelle die bestehenden Hürden für Direktbelieferung und PPAs abzubauen

Um die Vorteile von Stromdirektlieferungen effektiv nutzen zu können, bedarf es Anpassungen an den derzeitigen gesetzlichen Vorgaben. Direktbelieferung stellt eine effiziente Möglichkeit dar, den Netzausbau aufgrund des industrie- und abnahmeseitig getriebenen Ausbaus vor Ort zu entlasten und Kosten der öffentlichen Netze zu reduzieren.

3.8.5 Direktbelieferung – fehlende Regelungen im Gesetzentwurf

3.8.5.1 Streichung der unmittelbaren räumlichen Nähe in § 3 Nr. 16 und § 21b EEG

Direktbelieferung bezeichnet im Kontext des EEG die direkte physikalische Lieferung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen über eine Direktleitung an Verbrauchende, ohne dass der Strom zunächst über das öffentliche Netz eingespeist wird und es sich um Eigenversorgung handelt.

Bislang ist das wesentliche Kriterium der Direktbelieferung, dass der Strom in „**unmittelbarer räumlicher Nähe**“ zur Anlage **verbraucht** wird. Dieses Kriterium ist aber weder gesetzlich noch durch Rechtsprechung klar definiert, sodass die Anforderungen im konkreten Einzelfall immer **wieder streitig** sind. In der Praxis **verhindert** das durch den unbestimmten Rechtsbegriff entstehende rechtliche Risiko regelmäßig substanzielle **Investitionen**.

Die Einschränkung von Direktbelieferung auf die unmittelbar räumliche Nähe basiert auf der Befürchtung eines volkswirtschaftlich unsinnigen Privatnetzausbaus. Dem ist entgegenzuhalten, dass der **Bau langer Direktleitungen unattraktiv** ist. Eine direkte Leitung wird bereits aus **Kostengründen** eine gewisse Länge und damit auch einen gewissen räumlichen Zusammenhang nicht überschreiten. Schließlich ist die Verlegung von unterirdischen Anschlussleitungen mit hohen Kosten verbunden. Je länger die Leitung, desto mehr Grundstücke muss sie queren. Das steigert die Kosten durch einen erhöhten Planungs- und Verhandlungsaufwand mit den Grundstückseigentümer*innen, die für die Nutzung ihrer Grundstücke Nutzungsentgelte erhalten.⁸² Außerdem steigen mit der Entfernung auch die **Leitungsverluste**. Zum anderen kann der Ausbau des **öffentlichen Stromnetzes mit dem Ausbaubedarf** an Erneuerbarer Energien **nicht Schritt halten**. Dadurch werden Direktleitungen zunehmend erforderlich, um die erzeugte Energie effizient zu den Verbrauchenden zu bringen. Sie tragen dazu bei, **Netzengpässe zu vermeiden**, den Bedarf an **teurem Netzausbau** zu reduzieren und den wachsenden Energiebedarf vor Ort zuverlässig zu decken.

⁸¹ Vgl. [Koalitionsvertrag für die 21. Legislaturperiode](#), Z. 1040 f. und Z. 997.

⁸² Ein Projekt in einem Flächenland wie Brandenburg zeigt beispielsweise: Für eine 25 Kilometer lange Direktleitung müssen bis zu 150 Grundstücke überquert werden.

Zudem würde auch die unbegründete **Diskriminierung von WEA** beendet werden. Anders als beispielsweise PV-Dachanlagen können sie regelmäßig nicht in unmittelbarer räumlicher Nähe zum Verbrauch stehen, sondern sind zwangsläufig einige Kilometer weit entfernt.

Des Weiteren gibt es viele WEA, die zur Direktbelieferung an **Elektrolyseure oder industrielle Verbraucherinnen** typischerweise gar nicht unmittelbar an der verbrauchenden Industrieanlage errichtet werden können.

Die Voraussetzung der unmittelbar räumlichen Nähe als unbestimmter Rechtsbegriff ist daher für eine Direktbelieferung nicht nur nicht nötig, sondern vielmehr hinderlich. Der Begriff taucht an unterschiedlichen Stellen im EEG auf und sollte **gänzlich gestrichen** werden.

In § 3 Nr. 16 EEG wird der Begriff „Direktvermarktung“ definiert und von der Direktbelieferung abgegrenzt. Letztere schreibt eine unmittelbare räumliche Nähe vor, die nicht weiter definiert ist. Diese Einschränkung sollte daher entfallen. Stattdessen sollte es ausreichen, wenn eine Direktbelieferung durch die Nutzung direkter Leitungen ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes beschrieben wird. Auch in § 21b EEG müsste das Kriterium gestrichen werden.

Konkret: Der BWE fordert, die Definition „Direktvermarktung“ in § 3 Nr. 16 EEG wie folgt zu ändern (**neuer Text in fett**):

„Im Sinn dieses Gesetzes ist oder sind
(...)

Nr. 16 Direktvermarktung: die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an Dritte, es sei denn, der Strom wird ~~in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und~~ nicht durch ein Netz durchgeleitet.“

Konkret: Der BWE fordert, § 21b Absatz 4 Nr. 2 EEG-Entwurf wie folgt zu ändern (**BWE-Vorschlag in fett, abgeänderter Text des Entwurfs unterstrichen**):

„(4) Unbeschadet von Absatz 1 können Anlagenbetreiber (...)

2. Strom vollständig oder anteilig an Dritte weitergeben, sofern

- ~~a) diese den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen,~~
- b) der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und
- c) kein Fall des Absatzes 1 Satz 1 Nummer 2 in Form der Einspeisevergütung Netzbetreiberabnahme nach § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 oder 4 oder des Absatzes 1 Satz 1 Nummer 3 vorliegt.“

3.8.5.2 Definition der Direktleitung an EU-Vorgaben angepasst und Klarstellung zum Netzanschluss weiter erforderlich

Der BWE begrüßt die kürzlich beschlossene Anpassung in § 3 Nr. 27 EnWG,⁸³ durch welche die Definition der Direktleitung an die entsprechenden unionsrechtlichen Vorgaben⁸⁴ angepasst werden soll. Mit der

⁸³ Vgl. [BT-Drucksache 21/2793 vom 12. November 2025](#); Vor dem Wort „Kunden“ wird „ihren“ ergänzt.

⁸⁴ Vgl. Artikel 2 Nummer 41 der Richtlinie (EU) 2019/944.

Anpassung, die der BWE zuvor gefordert hatte,⁸⁵ wird klargestellt, dass über eine Direktleitung nicht nur einzelne, sondern mehrere Kund*innen versorgt werden dürfen.

Bisher wurde gesetzlich noch nicht klargestellt, dass EE-Anlagen, die Kund*innen mit EE-Strom versorgen, auch einen **Netzanschluss über die Direktleitung zum öffentlichen Netz haben dürfen**, und somit mit dem öffentlichen Versorgungsnetz verbunden sein können. Diesbezüglich wiederkehrend auftretende Zweifel bezüglich der Verbindung zum öffentlichen Netz sollten ausgeräumt werden. Aufgrund der hohen energiewirtschaftlichen Bedeutung sollten auch **Energiespeicher** in die Klarstellung einbezogen werden. Dass dies gesetzgeberisch gewollt ist, zeigt die Formulierung des kürzlich vom Bundestag beschlossenen § 118 Absatz 7 EnWG n. F. Danach sollen Kundenanlagen übergangsweise bis Januar 2029 weiter von den Verpflichtungen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen ausgenommen werden, sofern sie bis zum Inkrafttreten des Gesetzes an ein Energieversorgungsnetz angeschlossen wurden. Der Gesetzgeber geht also selbst unproblematisch von einem Netzanschluss aus und macht ihn sogar zur Voraussetzung für die Nutzung der Übergangsregelung.

Konkret: Zur Klarstellung schlägt der BWE schlägt folgende Ergänzung in § 3 Nr. 27 EnWG vor (**neuer Text in fett**):

„Im Sinne dieses Gesetzes bedeutet

(...)

Nr. 27 Direktleitung

*eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, ihrem Tochterunternehmen oder ihren Kunden verbindet, oder eine zusätzlich zum Verbundnetz errichtete Gasleitung zur Versorgung einzelner Kunden; **im Fall von Elektrizitätserzeugern oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder Energiespeicher betreiben, kann diese Leitung auch für den Anschluss an das Netz oder an Energiespeicher genutzt werden.**“*

3.8.5.3 Ergänzung zum Netzbegriff – § 11 Absatz 2 EEG

§ 11 Absatz 2 EEG soll sicherstellen, dass Strom aus Erneuerbaren Energien, der physisch nicht direkt, sondern erst über eine kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe in ein öffentliches Netz eingespeist wird, rechtlich genauso behandelt wird wie eine direkte Einspeisung ins öffentliche Netz, insbesondere hinsichtlich Abnahmevorrang und Förderansprüchen. Dies betrifft insbesondere die Fälle vorangestellter Direktleitung. Zugleich bedarf es hierfür aber einer Präzisierung des Begriffs „Netz“ in Absatz 2 zweiter Halbsatz. Ohne diese Klarstellung könnte formalistisch argumentiert werden, dass damit ausschließlich die klassischen öffentlichen Stromnetze im Sinne von § 3 Nr. 16 und 17 EnWG oder § 3 Nr. 35 EEG gemeint seien. Dadurch würden Direktleitungen oder private Anschlussnetze, über die Strom zu einem Verbrauchenden geleitet wird, gerade nicht von der Regelung erfasst. Dies widerspricht jedoch der ursprünglichen Intention des Gesetzgebers und dem Sinn der §§ 8, 9 und 11 EEG. Diese

⁸⁵ BWE (2025): [Positionspapier: Stromdirektbelieferung für Unternehmen stärken](#)

sollen sicherstellen, dass Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas auch über nicht-öffentliche Leitungen genutzt oder bilanziell weitergegeben werden kann, ohne dass Förderansprüche oder der Abnahmevorrang verloren gehen.

Konkret: Der BWE regt an, § 11 Absatz 2 EEG durch einen neuen Satz 2 zu ergänzen (**neuer Text in fett**):

*(2) Soweit Strom aus einer Anlage, die an das Netz, **welches kein Netz im Sinne des § 3 Nummer 16 und § 3 Nummer 17 Energiewirtschaftsgesetz und des § 3 Nummer 35 EEG ist, des Anlagenbetreibers oder einer dritten Person, die nicht Netzbetreiber ist, angeschlossen ist, mittels kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe in ein Netz angeboten wird, ist Absatz 1 entsprechend anzuwenden, und der Strom ist für die Zwecke dieses Gesetzes so zu behandeln, als wäre er in das Netz eingespeist worden.***“

3.8.5.4 Kundenanlage neugestalten und auf EU-Ebene sinnvolle Lösung durchsetzen

3.8.5.4.1 Übergangsvorschrift des § 118 Absatz 7 EnWG n. F. anpassen

Zunächst muss der Wortlaut der Übergangsregelung in § 118 Absatz 7 EnWG n. F., wie er am 13. November 2025 vom Bundestag beschlossen wurde, angepasst werden.

Dieser lautet:

„Auf *Energieanlagen* nach § 3 Nummer 65 und 66, die bis zum [einsetzen: Tag des Inkrafttretens des Gesetzes nach Artikel 28] an ein Energieversorgungsnetz angeschlossen wurden, sind Vorgaben in Bezug auf die Regulierung von Energieversorgungsnetzen im Sinne des § 3 Nummer 37 erst ab dem 1. Januar 2029 anzuwenden.“

Laut Gesetzesbegründung soll diese Übergangsregelung zum einen ermöglichen, die nach EuGH- und BGH-Entscheidung „*notwendigen Anpassungen des nationalen Rechtsrahmens unter Beteiligung aller betroffenen Akteure sowie ggf. der EU-KOM zu erarbeiten. Zum anderen soll Modellen, für die eine Anpassung an die regulatorischen Anforderungen eines Netzbetreibers möglich erscheint, ausreichend Zeit eingeräumt werden, um sich auf die neue Rechtslage einzustellen und notwendige strukturelle Anpassungen zu veranlassen.*“

Ziel ist es, mit der Übergangsregelung die bisherige Rechtslage für Bestandsanlagen für drei Jahre zu konservieren und Betreiberinnen bisheriger Kundenanlagen nicht als Netzbetreiberinnen zu behandeln.⁸⁶

In ihrer aktuellen Formulierung verfehlt die Regelung dieses Ziel.

Denn sie klärt nicht den Rechtsstreit, was eine Energieanlage nach § 3 Nummer 65 und 66 EnWG n. F. (Kundenanlage) ist. Bei der jetzigen Formulierung bleibt die Streitfrage offen, da unklar ist, welche Voraussetzungen eine angeschlossene Energieanlage im Sinne einer Kundenanlage erfüllen muss. **Für einen effektiven Bestandsschutz muss festgeschrieben werden, dass die Energieanlagen, die bisher**

⁸⁶ [Drucksache 21/2793](#), S. 187 f.

als Kundenanlagen betrieben wurden, unabhängig von ihrer Art, geschützt werden. Andernfalls wird die Rechtsunsicherheit nicht aufgelöst.

Um den Zweck der Übergangsregelung zu erreichen, muss also auf das Betreiben als Kundenanlage und nicht den Anschluss einer Energieanlage abgestellt werden.

Konkret: Neufassung des § 118 Absatz 7 EnWG (**Text neu in fett**):

*„(7) Auf Energieanlagen ~~nach § 3 Nummer 65 und 66~~, die bis zum [einsetzen: Tag des Inkrafttretens des Gesetzes nach Artikel 28] ~~an ein Energieversorgungsnetz angeschlossen wurden~~, als Kundenanlage der bis zu diesem Zeitpunkt geltenden **§ 3 Nummer 24a und 24b EnWG betrieben wurden**, sind Vorgaben in Bezug auf die Regulierung von Energieversorgungsnetzen im Sinne des § 3 Nummer 37 erst ab dem 1. Januar 2029 anzuwenden.“*

3.8.5.4.2 Kundenanlage neugestalten und auf EU-Ebene Lösung anstreben

Entsprechend des Entschließungsantrages in der Bundestags-Drucksache 21/2793 (zu EnWG n. F. vom 13. November 2025) sollte die Bundesregierung möglichst schnell, jedenfalls innerhalb der Frist des neuen § 118 Absatz 7 (1. Januar 2029) eine Lösung für die **Kundenanlage** finden. Diese sollte sie möglichst alle EU-rechtlichen Spielräume zur Entbürokratisierung für den Betrieb der bisherigen Kundenanlagen ausschöpfen. Insbesondere sollte die **Entfernung von maximal 5.000 m gestrichen** werden, wie es der BWE bereits mehrfach gefordert hat.

Gleichzeitig soll sich die Bundesregierung auf EU-Ebene dafür einsetzen, die Spielräume für solche Konstellationen zu erweitern, um eine zukunftsfähige Lösung zu schaffen.

Die mit der Übergangsregelung gewährte Schonfrist von drei Jahren muss im Sinne der Energiewende und der dezentralen Nutzung von EE-Strom genutzt und eine Lösung entwickelt werden. Der BWE wird sich mit weiteren Vorschlägen – auch zur europarechtlichen Neugestaltung – in die Diskussion einbringen.

3.8.6 Abschluss von PPAs ermöglichen und fördern

Staatliche Absicherung für PPAs einführen

PPAs⁸⁷ sind ein zentraler Treiber für den EE-Ausbau und bilden eine tragende Säule der industriellen Transformation. Sie ermöglichen Unternehmen u. a. langfristige Planungssicherheit und den Aufbau zusätzlicher, marktbasierter Erzeugungskapazität.

Es ist längst überfällig, PPAs – insbesondere solche, die langfristig außerhalb des EEG-Förderregimes geschlossen werden – staatlich abzusichern. Nur so lässt sich sicherstellen, dass sie ihre wichtige Rolle bei der Finanzierung neuer EE-Anlagen erfüllen können und der EE-Ausbau nicht verzögert wird. Auch für den Staat ergeben sich Vorteile, da neue Erzeugungsanlagen ohne feste Förderzusage auskommen

⁸⁷ Ein PPA ist ein privatrechtlicher Stromliefervertrag zwischen einer Erneuerbaren-Energie-Erzeugerin und einer Abnehmerin, bei dem der Preis marktbasiert frei verhandelt wird (keine EEG-Förderung).

und nur eine Art von Versicherung nötig ist, um zusätzliche Strommengen und Herkunftsnachweise auf den Markt zu bringen.

PPAs sind für Neuanlagen aktuell nur dann eine ausreichende Finanzierungsgrundlage, wenn sie sehr lange Laufzeiten haben, die nah an die Kreditlaufzeit der Bankenfinanzierung heranreichen, im Bereich der Windenergie ca. 20 Jahre. Da solche langfristigen PPA extrem selten sind, bleibt aktuell praktisch das gesamte Potenzial für einen marktbasierten Windenergieausbau ungenutzt.

Die Mehrkosten für den Staat lassen sich bei einer guten Ausgestaltung des Instruments auf einem sehr geringen Niveau halten. Wenn es gelingt, PPA für Neuanlagen attraktiv zu machen, so dass diese ohne (dauerhafte) EEG-Förderung errichtet werden können, könnten staatliche Mittel mit noch größerem Effekt zum Ausbau der Windenergie (und damit zur Erreichung der Klimaziele und zur Senkung des Strompreisniveaus) beitragen, als es mit der Förderung per CfD möglich ist.

Der BWE arbeitet aktuell an einem Vorschlag zur Absicherung und Ermöglichung von PPA außerhalb des EEG-Förderrahmens und wird diese zeitnah in den Prozess einspeisen.

3.9 Netzverknüpfung – Regelungen im Gesetzentwurf

3.9.1 Zu Nr. 11: Ergänzung zur Mitteilung des Einspeiseortes, § 8b EEG-Entwurf - begrüßenswert

In § 8b (Mitteilung des Einspeiseortes) werden Ergänzungen zur Frist und den Anforderungen bezüglich der Mitteilung durch die Netzbetreiberin vorgenommen. Für den Beginn der Mitteilungsfrist wird nicht mehr auf die Einigung zwischen Anschlussbegehrenden und Netzbetreiberin zum Netzverknüpfungspunkt (NVP) abgestellt, sondern auf die Festlegung des NVP, sodass auch die einseitige Festlegung durch die Netzbetreiberin erfasst ist. Zudem sollen die erweiterten Anforderungen an die mitzuteilende Bezeichnung des Ortes gewährleisten, dass die Netzbetreiberinnen keine ungeeigneten Bezeichnungen nennen, die z. B. Direktvermarktung verhindern.

Die Ergänzung ist positiv zu bewerten. Die aus unserer Sicht viel wichtigeren Ergänzungen zur Netzentlastung und Systemorientierung wie die Einführung des Rechts auf Überbauung des NVP in § 8a EEG fehlen bislang und sollten unbedingt ergänzt werden. Die bisherige Kann-Regelung ist ungenügend. Ggf. könnte sogar eine kürzere Frist von 2 Wochen gewählt werden.

3.10 Netzverknüpfung – fehlende Regelungen im Gesetzentwurf

Der BWE sieht vor dem Hintergrund knapper Netzressourcen dringenden Handlungsbedarf, um die Systemeffizienz des Ausbaus Erneuerbarer Energien und die Netzinfrastruktur ohne die Einführung eines Redispatch-Vorbehalts zu steigern. Wesentliche Maßnahmen umfassen u. a. ein Recht auf Überbauung von Netzverknüpfungspunkten, die verlässliche Reservierung von Netzanschlusskapazitäten samt einheitlich geregelter Verfahren sowie die Standardisierung und Digitalisierung des Netzanchlussprozesses. Die detaillierten Forderungen zu diesen Themen sind in der separaten Stellungnahme zum sogenannten Netzpaket aufgeführt.⁸⁸

⁸⁸ Querverweis zur BWE-Stellungnahme zum Netzpaket.

3.11 Technische Vorgaben – Regelungen im Gesetzentwurf

3.11.1 Zu Nr. 12: Ergänzung der Technischen Vorgaben, § 9 Absatz 2 Nr. 1 und 2 EEG-Entwurf - begrüßenswert

In § 9 Absatz 2 Nr. 1 und 2 wird klargestellt, dass sogenannte „Nulleinspeiseanlagen“ nicht unter die Pflichten fallen.

In § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 EEG 2027 wird klargestellt, dass die dort enthaltenen Vorgaben – Pflichten zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit, bis ein intelligentes Messsystem installiert ist – nicht für solche Anlagen gelten, bei denen der erzeugte Strom nicht oder nur in technisch nicht vermeidbaren und im Umfang vernachlässigbar geringen Mengen in das Stromnetz eingespeist wird, weil der erzeugte Strom ausschließlich zur Eigenversorgung oder Weitergabe des Stroms ohne Netzdurchleitung verwendet wird (Nulleinspeiseanlagen).

Der BWE begrüßt die Anpassung, fordert aber die nachfolgend dargestellten weiteren noch wichtigeren Anpassungen der technischen Vorgaben.

3.12 Technische Vorgaben – fehlende Regelungen im Gesetzentwurf

3.12.1 Fernsteuerungspflicht nach §§ 9 und 10b EEG praxistauglich ausgestalten

Gemäß § 9 Absatz 1 Nr. 2 EEG müssen Betreiberinnen sicherstellen, dass Netzbetreiberinnen oder andere Berechtigte die Ist-Einspeisung jederzeit abrufen und die Einspeiseleistung von Anlagen, die Strom in das Netz einspeisen, vollständig oder, sobald jeweils die technische Möglichkeit besteht, stufenweise oder stufenlos ferngesteuert regeln können.

In seiner Stellungnahme zum EEG 2021 hatte der BWE bereits kritisiert,⁸⁹ dass die Regelung zur „stufenlosen“ Fernsteuerung in der Praxis schwierig umzusetzen ist. Technisch ist jede Regelung, auch eine dynamische, mit minimalen Stufen verbunden. Da die technischen Vorgaben bzw. Netzanschlussregeln, die im VDE/FNN⁹⁰ 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.

Das gilt auch für die Regelung in § 10b Absatz 1 Nr. 1 a) EEG. Demnach muss die Betreiberin im Fall von Direktvermarktung des Stroms sicherstellen, dass das Direktvermarktungsunternehmen die Einspeisung (ggf. stufenlos) ferngesteuert regeln kann. Viele WEA wurden bereits für die Teilnahme an der Direktvermarktung nachgerüstet, sodass sie 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 in der Regel technisch nicht umsetzbar.

⁸⁹ Vgl. BWE (2020): [Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des EEG und weiterer energierechtlicher Vorschriften](#), S. 13.

⁹⁰ Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) im Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) erarbeitet technische Regeln und Standards für den sicheren Netzbetrieb und den Anschluss von Erzeugungsanlagen.

Aus Gründen des Bestands- und Vertrauensschutzes sollten hier 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 der Gesetzesbegründung nur die „ferngesteuerte Regelung der Einspeiseleistung“ und keine stufenlose Regelung gefordert werden.

Außerdem **fehlt in Bezug auf § 10b EEG eine Übergangsvorschrift in § 100 EEG** hinsichtlich der Fernsteuerbarkeit von Anlagen, die unter vorigen Fassungen installiert wurden, wie sie für § 9 EEG hingegen aufgenommen wurde. Dadurch besteht die Gefahr, dass Bestandsanlagen, deren Förderanspruch ausgelaufen ist, allein deshalb nicht mehr betrieben werden können, weil sie die Anforderungen nach § 9 in Verbindung mit der Übergangsregelung zwar erfüllen können, nicht jedoch die strengerer Anforderungen nach § 10b (ohne Übergangsregelung). In der Folge wird marktfinanziertes Strompotenzial nicht ausgeschöpft.

Konkret: Der BWE schlägt daher folgende Streichung in § 9 Absatz 1 Nr. 2 EEG vor (**BWE-Vorschlag in fett**):

„(1) Betreiber von Anlagen oder KWK-Anlagen haben den ordnungsgemäßen technischen Zustand der Anlage und der jeweiligen elektrischen Anlage hinter der Hausanschlusssicherung sicherzustellen, so dass

1. (...)

2. Netzbetreiber oder andere Berechtigte jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung bei Anlagen und KWK-Anlagen, die Strom in das Netz einspeisen, vollständig oder, ~~sobald jeweils die technische Möglichkeit besteht~~, stufenweise ~~oder stufenlos~~ ferngesteuert regeln können.

Konkret: Der BWE schlägt vorangestellte Streichung ebenso in § 10b Absatz 1 Nr. 1 b) EEG-Entwurf vor (**BWE-Vorschlag in fett**, abgeänderter Text des Entwurfs unterstrichen):

(1) Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 Kilowatt Anlagenbetreiber, die den in ihren Anlagen erzeugten Strom direkt vermarkten, müssen

1. ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, über die das Direktvermarktungsunternehmen oder die andere Person, an die der Strom veräußert wird, jederzeit

a) die Ist-Einspeisung abrufen kann und

b) die Einspeiseleistung vollständig oder, ~~sobald jeweils die technische Möglichkeit besteht~~, stufenweise ~~oder stufenlos~~ ferngesteuert regeln kann, und

(...)

Anderenfalls sollte aber die „technische Möglichkeit [zur stufenlosen Fernsteuerung]“ konkretisiert werden. Die Formulierung „**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 EEG.

3.12.2 Pflicht zur Ausstattung mit „intelligenten Messsystemen“ nicht für ältere Anlagen im Weiterbetrieb

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 nach § 9 EEG ebenfalls einem praktischen „Betriebsverbot“ gleich. Auch hier sollten „ausgeförderte“ Anlagen über eine entsprechende Übergangsregelung von der Pflicht zur Verwendung des iMS ausgenommen werden.⁹¹

3.12.3 Inbetriebnahme und BNK-Ausstattung: Schutz vor unverschuldeter Pönalisierung⁹²

WEA, die ab dem 1. Januar 2025 in Betrieb gehen, dürfen dies nur, wenn sie mit einem System zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung (BNK) ausgestattet sind, vgl. § 9 Absatz 1 Satz 1 i. V. m. Satz 3 EEG. Die Inbetriebnahme eines solchen Systems erfordert jedoch in vielen Fällen die vorherige Inbetriebnahme der WEA. Hier ergibt sich häufig ein nicht aufzulösender Zirkelschluss, der rechtlich und regulatorisch absehbar und vermeidbar war.

Im Allgemeinen liefern und verbauen WEA-Herstellerinnen das notwendige BNK-System nicht bei der Errichtung der WEA. Ist die WEA vollständig errichtet, erfolgt ein **Testbetrieb**, in dem notwendige Systemeinstellungen vorgenommen und Tests absolviert werden. Während dieses Testbetriebs liefert die WEA bereits ersten Strom.

Obwohl zu diesem Zeitpunkt noch kein Eigentumsübergang stattgefunden hat und unter Umständen weitere Arbeiten an der Anlage durch die Herstellerin stattfinden, betrachten Netzbetreiberinnen diesen Moment **in der Regel als „Inbetriebnahme“ im Sinne des § 3 Nr. 30 EEG**.

Dieser Sachverhalt ist insofern problematisch, als die Anlagenbetreiberinnen in diesem Moment **noch keinen Zugriff auf die WEA** haben und somit nicht in der Lage sind, ein BNK-System zu installieren. Ein Regelbetrieb der Anlage, in dem diese Strom liefert, findet hier noch gar nicht statt. Nach erfolgtem Eigentumsübergang kann schließlich die Installation der BNK-Technik erfolgen.

Selbst in den Fällen, in denen die BNK-Ausstattung und die Inbetriebnahme der Anlage zeitlich zusammenfallen, weil die Anlagenherstellerin das System mit verbaut, besteht die Problematik:

Die AVV-Kennzeichnung sieht seit dem 1. Januar 2025 nach der BNK-Installation die **zwingende Beteiligung der Baumusterprüfstelle (BMPSt)** zur sogenannten *standortbezogenen Prüfung* vor. Erst im Anschluss erfolgt die abschließende behördliche Genehmigung. Beide Prozesse stellen einen Flaschenhals dar und sorgen für eine weitere Verzögerung der Aktivierung des BNK-Systems. Lange Prüf-

⁹¹ Vgl. BWE (2023): [Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWK zum sog. PV-Paket I](#), S. 28.

⁹² Vgl. BWE (2025): Positionspapier zu Neuanlagen-BNK.

und Genehmigungszeiten, etwa aufgrund von Personalmangel, sind eher die Regel als die Ausnahme. Insbesondere die nun zwingend einzubindende BMPSt stellt eine weitere Komponente dar, die zu Verzögerungen führt und auf die die Anlagenbetreiberinnen keinen Einfluss haben. Grund hierfür sind die notwendige Befahrung und in Einzelfällen sogar die Befliegung der Windparks.

Geht eine WEA ohne BNK-Ausstattung in Betrieb, drohen den Betreiberinnen Strafzahlungen nach § 52 EEG. Die anfallenden 10.000 Euro pro Megawatt installierter Leistung und Monat machen den wirtschaftlichen Betrieb betroffener Anlagen unmöglich. Die Strafzahlungen müssen dabei an die Netzbetreiberin entrichtet werden, können jedoch rückwirkend auf 2.000 € pro MW installierter Leistung und Kalendermonat reduziert werden, sobald die entsprechende Pflicht erfüllt wird. Nicht nur droht hier also den Betreiberinnen von WEA potenziell eine unverschuldete Pönalisierung. Den Netzbetreiberinnen entsteht damit ein kaum zu bewältigender Abrechnungs- und Verwaltungsaufwand.

Der Beschluss **BK6-19-142 der Beschlusskammer 6 der BNetzA** aus dem Jahr 2019, wonach WEA auch ohne BNK-System in Betrieb genommen werden dürfen, sofern sie unverzüglich alle nötigen Schritte zur Nachrüstung einleiten, weist bereits in die richtige Richtung. Im Beschluss heißt es wörtlich:

*„Die Ausstattungsverpflichtung des § 9 Absatz 8 EEG 2017 umfasst alle Schritte, die erforderlich sind, um die Einrichtung zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung von Luftfahrthindernissen unter Beachtung aller rechtlichen Voraussetzungen zulässigerweise in Betrieb zu nehmen. **Soweit allerdings die Durchführung der Schritte die vorherige Inbetriebnahme der WEA erfordert, können sie bei neuen WEA unverzüglich nach Inbetriebnahme durchgeführt werden, ohne die Ausstattungsverpflichtung zu verletzen.**“*

Die Aussage der BNetzA steht im Einklang mit dem **Gesetzeswortlaut**, der lediglich den Begriff „**ausstatten**“ verwendet und damit nicht zwingend vorsieht, dass bereits ab Inbetriebnahme der WEA zwingend eine BNK aktiviert sein muss. Sie ist jedoch leider insoweit **auslegungsbedürftig** und damit nicht in jedem Einzelfall eindeutig, als sie den Begriff „unverzüglich“ beinhaltet. Dieser ist in § 121 Absatz 1 BGB als „ohne schuldhaftes Zögern“ definiert. Um Unsicherheiten in der Auslegung dieses Begriffs möglichst auszuschließen, fordert der BWE die **Einführung einer eindeutigen Übergangsfrist**. Diese soll einerseits Betreiberinnen vor ungerechtfertigten und unverschuldeten Pönalen schützen und gleichzeitig Netzbetreiberinnen vor unnötigen bürokratischen Prozessen bewahren.

Konkret: Der BWE schlägt die Anpassung des § 9 Absatz 8 EEG vor (**neuer Text in fett**):

„Betreiber von Windenergieanlagen an Land, die nach den Vorgaben des Luftverkehrsrechts zur Nachtkennzeichnung verpflichtet sind, müssen ihre Anlagen mit einer Einrichtung zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung von Luftfahrthindernissen ausstatten. Auf Betreiber von Windenergieanlagen auf See ist Satz 1 anzuwenden, wenn sich die Windenergieanlage befindet

- 1. im Küstenmeer,*
- 2. in der Zone 1 der ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee wie sie in dem nach § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie bekannt gemachten Flächenentwicklungsplan ausgewiesen wird,*

3. in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Ostsee.

*Die Pflicht nach Satz 1 gilt ab dem 1. Januar 2025. **Die Erfüllung der Pflicht nach Satz 1 und Satz 2 muss bei Windenergieanlagen, die ab dem 1. Januar 2025 in Betrieb genommen werden, innerhalb von sechs Monaten nach ihrer Inbetriebnahme erfüllt werden. (...)***

Zudem ist zu prüfen, ob ergänzend zur vorgeschlagenen Anpassung des § 9 Absatz 8 EEG auch den regelmäßig auftretenden Verzögerungen bei den zuständigen Genehmigungsbehörden Rechnung getragen werden müsste. In Betracht käme eine Regelung, nach der die Pönale nach § 52 Absatz 1 Nr. 3 EEG in den Fällen nicht anfällt, in denen die Inbetriebnahme der bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung ausschließlich deshalb unterbleibt, weil die hierfür erforderliche luftfahrtrechtliche Genehmigung zwar beantragt, jedoch noch nicht erteilt wurde. Gegebenenfalls wäre dabei auch die vorgelagerte, häufig langwierigere standortbezogene Prüfung durch die BMPSt zu berücksichtigen.

3.12.4 Gemeinsame Messung geförderter und nicht geförderter Strommengen in § 20 EEG ausdrücklich zulassen

Nach der aktuellen Rechtslage besteht Unsicherheit darüber, ob das Betreiben unterschiedlich vermarkteter Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung möglich ist. § 20 Nr. 3 EEG regelt, dass der Strom für die Marktpremie in einem eigenen Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird. Nach herrschender Meinung bedeutet dies, dass hier lediglich Strom aus geförderter Direktvermarktung bilanziert wird (sortenreiner Bilanzkreis).⁹³

Das gemeinsame Einspeisen von Marktpremienanlagen und Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung sollte jedoch auch ohne Zuhilfenahme der getrennten Messung rechtssicher erfolgen können, wenn gemeinsam am Netzverknüpfungspunkt gemessen wird und die Mengen entsprechend aufgeteilt werden. Dies kann beispielsweise 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 Marktpremien-Anlagen führt, wenn mit diesen weitere EE-Anlagen ohne Anspruch auf Marktpremie am selben Netzverknüpfungspunkt betrieben werden, empfehlen wir die **Streichung von § 20 Nr. 3 EEG, hilfsweise eine Anpassung** der Regelung: Demnach sollte eine gemeinsame Messung von geförderten und nicht geförderten Anlagen **unter entsprechender Anwendung von § 24 Absatz 3 EEG** (die eine Gleichartigkeit der EE-Anlagen voraussetzt)⁹⁴ für die Zuordnung zu den verschiedenen Bilanzkreisen unproblematisch sein.

⁹⁴ Gleichartigkeit setzt daher in der Regel voraus, dass die eingesetzten Energieträger *einer identischen Vergütungsvorschrift* zugeordnet werden können (vgl. Gerstner/Lünenbürger Erneuerbaren Energien-HdB, Kap. 5 Rn. 90; → 5. Ed. 1.4.2016, § 32 Rn. [BECKOKEEG 5 2016 EEG § 32 Randnummer 26](#))

3.13 Direktvermarktung – Regelung im Gesetzentwurf

3.13.1 Zu Nr. 13: neue Vorgaben für Verträge, § 10b Absatz 7 EEG-Entwurf – abzulehnen

Gemäß eines neuen Absatzes 7 in § 10b EEG-Entwurf muss in Direktvermarktungsverträgen zwischen Anlagenbetreiberin und Direktvermarktungsunternehmen nunmehr ein **strommarktpreisabhängiger Schwellenwert** geregelt werden, **ab dem** die **Direktvermarkterin die Anlage ferngesteuert abregelt**. Auch die Verteilung der Kosten für den Fall, dass diese vereinbarte Abregelung nicht erfolgt, muss vereinbart werden. Die Neuregelung gilt gemäß § 100 Absatz 3 EEG-Entwurf für neue Direktvermarktungsverträge sowie für bestehende Verträge, sofern diese angepasst werden.

Das mit der Regelung verfolgte Ziel einer „besseren“ Marktintegration der Erneuerbaren Energien – ebenso wie die intendierte Vermeidung negativer Strompreise – ist nach Ansicht des BWE zum einen auf diesem Wege nicht erreichbar. Sowohl die Festlegung der Schwellenwerte als auch die Ausgestaltung etwaiger Entschädigungsregelungen sind Gegenstand bilateraler Vertragsvereinbarungen. Eine verbindliche oder systemweit wirksame Steuerungswirkung entsteht dadurch nicht.

Grundsätzlich ist mehr Direktvermarktung als Ausdruck freier Marktwirtschaft gewollt. Andererseits greift die Regelung hier auf nachteilige Weise in den Markt ein, indem eine neue Vertragspflicht mit hohen wirtschaftlichen Folgen geschaffen wird, die für Wind an Land nicht gerechtfertigt ist.

Problematisch ist insbesondere auch die damit einhergehende Pönalisierung (vgl. § 52 Absatz 1 Nr. 4 EEG). Die mögliche Pönalisierung führt zu erheblichem Prüfaufwand und ggf. Folgekosten. Die Anlagenbetreiberin muss eigenverantwortlich prüfen, ob der Vertragsinhalt den gesetzlichen Anforderungen entspricht, da sie andernfalls Schadensersatzansprüchen ausgesetzt sein könnte. Die Netzbetreiberin muss die Vertragsregelungen ebenso prüfen.

Der BWE lehnt die geplante Neuregelung somit ab und fordert die Streichung. Ziel der EEG-Reform ist laut der Gesetzesbegründung vielmehr die Stärkung marktbasierter Ansätze.

3.14 Berichtspflichten – Regelungen im Gesetzentwurf

3.14.1 Zu Nr. 119, 120: Ergänzungen zum Kooperationsbericht, §§ 97, 98 EEG-Entwurf – begrüßenswert, aber anzupassen

Der Bund-Länder-Kooperationsausschuss zum Stand des Ausbaus der Erneuerbaren Energien wurde mit dem EEG 2021 ins Leben gerufen, um Hemmnisse wie fehlende Flächen, Dauer der Genehmigungsverfahren oder Fragen des Natur- und Artenschutzrechts von Bund und Ländern aufzudecken und gemeinsam auflösen zu können.

Gemäß der neuen Nr. 4 des Absatz 1 in § 97 EEG-Entwurf muss der Kooperationsausschuss nunmehr **auch die Beschleunigungsgebiete** für die Windenergie an Land im Sinne des § 2 Nr. 4 des Windenergieflächenbedarfsgesetzes zu erfassen. Die hierfür erforderlichen Daten müssen laufend beschafft und analysiert werden, vgl. neue Nr. 6 des Absatzes 5 in § 97 EEG-Entwurf. Diese Erfassungen hält der BWE aufgrund der verpflichtenden Vorgabe der novellierten Erneuerbaren-Energien-Richtlinie zur Einführung einer erheblichen Größe dieser Gebiete in den EU-Mitgliedstaaten gemäß Artikel 15c Absatz 3 für sinnvoll.

Zudem tagt der Kooperationsausschuss **statt zweimal nur noch einmal im Jahr** (Änderung in Absatz 3 von § 97 EEG-Entwurf).

Entsprechend der vorangestellten Ergänzung zum Kooperationsbericht, wird auch die Berichtspflicht der Länder auf Beschleunigungsgebiete erweitert (Ergänzung Absatz 1 Satz 1 und Satz 1 Nr. 2 und Nr. 4 in § 98 EEG-Entwurf).

Die Berichtspflicht der Bundesregierung wird in Absatz 3 Satz 1 Nr. 5 folgendermaßen angepasst: Zum Zweck der Beurteilung der Zielerreichung betrachtet sie die Ausbaugeschwindigkeit nun auch anhand der tatsächlichen und prognostizierten Entwicklung des Bruttostromverbrauchs. Bisher war der Bruttostromverbrauch nur zu betrachten, wenn eine deutliche Änderung des erwarteten Bruttostromverbrauchs bis 2023 zu erwarten war; dann sollte der Bericht aber auch erforderliche Handlungsempfehlungen für eine Anpassung des Ausbaupfads nach § 4, des Strommengenpfads nach § 4a und der Ausschreibungsvolumen nach den §§ 28 bis 28d enthalten. Diese Passage wird gestrichen.

Ferner wird die **Berichtspflicht der Bundesregierung** gemäß § 98 Absatz 3 Satz 1 EEG-Entwurf ab 2027 **vom 31. Dezember auf den 30. April vorgezogen**. Es bleibt dabei, dass sich der Bericht auf das Vorjahr bezieht. Der frühere Bericht ist zu begrüßen, da so mehr Zeit besteht, um erforderliche Maßnahmen zu planen und die entsprechenden Schritte auf den Weg zu bringen. Für die Windenergiebranche entsteht so schneller Planungssicherheit. Aus demselben Grund sollten die **Länderberichte** an den Kooperationsausschuss zum 31. Mai eines jeden Jahres auch **der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden**. Mit ihrer Veröffentlichung sollte nicht – wie bisher – bis zum Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses an die Bundesregierung im Oktober gewartet werden.

Der BWE regt zudem weitere Veränderungen in der inhaltlichen Arbeit sowie in den Berichtspflichten des Bund-Länder-Kooperationsausschusses **an**. Insbesondere sollten die Bundesländer verpflichtet werden, **geeignete landeseigene und kommunale Flächen zu erfassen**. Ebenfalls geregelt werden sollte der Bericht zum Umfang von festgesetzten und geplanten Flächen explizit für **Repowering-Vorhaben**. Außerdem sollten die Länder über **Hinderungsgründe** berichten, die eine Zielerreichung nach § 1 Absatz 2 gefährden können, sowie über neu aufkommende oder sich verstärkende Planungs- und Genehmigungsbarrieren, u. a. in den Bereichen Denkmalschutz und seismologische Messstationen. So können Probleme bei der Umsetzung frühzeitig erkannt und Maßnahmen ergriffen werden, die Blockaden und unnötige Kosten verhindern.

Analog zu den Länderberichten sollte die **Bundesregierung** außerdem **regelmäßig über Hemmnisse** für den Ausbau der Windenergie an Land **berichten**. So können Problemfelder langfristig identifiziert und Maßnahmen ergriffen werden, bevor es zu einer Blockade kommt.

Der Kooperationsausschuss sollte zudem auf eine **einheitliche Erhebung der Länderdaten sowie auf einheitliche Standards der Bundesländer für die Angabe von Genehmigungszeiträumen hinwirken**. Hier sollte das BMWE von seiner bereits bestehenden Kompetenz nach § 98 Absatz 1 Satz 7 EEG Gebrauch machen. Eine solche einheitliche Erhebung ist nicht automatisch durch die Beschaffung der Daten über externe Dienstleisterinnen gesichert, sofern der Bund-Länder-Kooperationsausschuss von dieser neuen Möglichkeit Gebrauch macht.

Konkret: § 98 EEG-Entwurf wird wie folgt ergänzt (**BWE-Vorschlag in fett, abgeänderter Text des Entwurfs unterstrichen**):

„(1) Die Länder berichten dem Sekretariat des Kooperationsausschusses jährlich spätestens bis zum 31. Mai über den Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien und den Stand der Ausweisung von Flächen nach den Vorschriften des Windenergieflächenbedarfsgesetzes und von Beschleunigungsgebieten für die Windenergie an Land im Sinne des § 2 Nummer 4 des Windenergieflächenbedarfsgesetzes, insbesondere über

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

~~1-2.~~ den Stand der Umsetzung der für das Erreichen der Flächenbeitragswerte in § 3 Absatz 2 des Windenergieflächenbedarfsgesetzes vorgesehenen Maßnahmen, einschließlich der Angabe, zu welchem Anteil der Flächenbeitragswert nach der Anlage zum Windenergieflächenbedarfsgesetz erreicht ist, sowie den Nachweis nach Maßgabe von § 3 Absatz 3 des Windenergieflächenbedarfsgesetzes,

~~2-3.~~ den Umfang an Flächen, die in der geltenden Raumordnungs- und Bauleitplanung für Windenergie an Land festgesetzt wurden, einschließlich der Angabe, zu welchem Anteil diese bereits durch Windenergieanlagen genutzt werden und Beschleunigungsgebiete für Windenergie an Land im Sinne des § 2 Nummer 4 des Windenergieflächenbedarfsgesetzes sind,

~~3-4.~~ die durchschnittliche Dauer der Planaufstellungsverfahren,

~~4-5.~~ Planungen für neue Festsetzungen für die Windenergienutzung an Land in der Regional- und Bauleitplanung einschließlich der Angabe, zu welchem Anteil es sich dabei um Beschleunigungsgebiete für die Windenergie an Land im Sinne des § 2 Nummer 4 des Windenergieflächenbedarfsgesetzes handelt, ~~und~~

6. den Umfang an Flächen nach Nummer 2 und 4 speziell für Repowering von Windenergieanlagen (Repowering-Potentialanalyse) zum Weitererhalt der bereits durch Windenergieanlagen genutzten Fläche

~~5-7.~~ den Stand der Genehmigung von Windenergieanlagen an Land, das heißt Anzahl und Leistung der Windenergieanlagen an Land, auch mit Blick auf die Dauer von Genehmigungsverfahren von der Antragstellung bis zur Genehmigungserteilung,

8. 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 Länder veröffentlichen ihren Bericht spätestens am 14. Juni auf ihrer Internetseite. (...)“

(2) Der Kooperationsausschuss wertet die Berichte der Länder nach Absatz 1 aus und legt jährlich spätestens bis zum 31. Oktober der Bundesregierung einen Bericht vor.

(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.“

3.14.2 Zu Nr. 122: Wegfall des Fortschrittsberichts der Bundesregierung, § 99a – abzulehnen

Der vorliegende Entwurf zur EEG-Novelle sieht eine Streichung des Fortschrittsberichts der Bundesregierung nach § 99a vor. Gemäß § 99a EEG berichtet die Bundesregierung bisher zu den aktuellen Nutzungskonkurrenzen beim Ausbau der Windenergie, u. a. mit Funknavigationsanlagen. Der Bericht enthält Angaben zu einem Zeitplan sowie zum Stand möglicher Maßnahmen zur besseren Vereinbarkeit und weiteren Beschleunigungsmöglichkeiten.

Die Streichung wird damit begründet, dass den im Bericht bislang darzustellenden Herausforderungen durch zwischenzeitlich umgesetzte Maßnahmen bereits überwiegend begegnet wurde. Dem widerspricht der BWE. Die **Problematik** rund um **seismologische Stationen besteht weiterhin** und hat sich in keiner Weise verringert.⁹⁵ Der BWE sieht den Fortschrittsbericht weiterhin als wichtiges Instrument, um Hemmnisse beim Windenergieausbau zu identifizieren und gezielte Maßnahmen zur Beschleunigung zu prüfen. Er lehnt die geplante Streichung des Fortschrittsberichts nach § 99a EEG daher ab.

Der BWE hält sogar eine Erweiterung auf militärische Belange für erforderlich, da sich immer deutlicher zeigt, dass sich **Konflikte mit militärischen Belangen nicht zügig und im Sinne der Energiewende lösen lassen**. Militärische Belange finden in dem Bericht bislang leider keine Berücksichtigung. Eine Untersuchung des BWE hat erst jüngst ergeben, dass seit 2020 3,2 GW an Windenergieprojekten an militärischen Belangen gescheitert sind. Ein weiteres Gigawatt befindet sich gerade im Genehmigungsverfahren und wird durch militärische Belange verzögert.⁹⁶ Die mit Abstand größten Probleme liegen dabei bei Hubschraubertiefflugstrecken und Radarführungsmindesthöhen (MRVA).

Das in der Gesetzesbegründung angesprochene Austauschformat der „**AG Bundeswehr und Windenergie**“ ist ein wichtiges Dialoginstrument. Nach einhelliger Meinung von Branchenvertreter*innen und dem Bundesministerium der Verteidigung selbst hat es jedoch die selbst gesteckten Ziele nicht erreicht und **kann den Bericht daher nicht ersetzen**.

Die Kann-Regelung zur Darstellung von Nutzungskonkurrenzen mit militärischen Belangen in Satz 3 von § 99a wurde bisher nicht genutzt. Daher ist es aus Sicht des Verbandes besonders wichtig, Konflikte mit militärischen Belangen verbindlich zu erfassen. Die Bundesregierung sollte mit dem Bericht sicherstellen, dass nicht nur Hemmnisse benannt, sondern auch die entwickelten Zeitpläne zur besseren Vereinbarkeit eingehalten werden. Hier sind vor allem nachgeordnete Bundesbehörden durch die zuständigen Ministerien stärker in die Pflicht zu nehmen.

Die Berichtspflicht der Bundesregierung nach § 99a EEG sollte demnach um die Darlegung von Nutzungskonkurrenzen beim Ausbau der Windenergie mit Hubschraubertiefflugstrecken, Radarführungsmindesthöhen sowie mit mobilen und stationären militärischen Einrichtungen zur Luftverteidigung ergänzt werden.

⁹⁵ Ein Beispiel unter vielen ist die Kölner Bucht mit allein 30 seismologischen Stationen. In dieser Region sind etliche Windenergieprojekte am pauschalen Veto der Stationenbetreiberinnen gescheitert. Hintergrund ist der Umstand, dass in den jeweiligen Erlassen der Bundesländer nach wie vor pauschale Abstände für die verschiedensten seismologischen Stationen vorgesehen sind, obwohl sich diese in ihren technischen Gegebenheiten und Anforderungen deutlich unterscheiden. Anstelle der pauschalen Abstände ist hier vielmehr die Durchführung einer Einzelfallprüfung angezeigt.

⁹⁶ BWE (2024): Militärische Belange und Windenergie. Veröffentlichung am 25.09.2024.

Konkret: Der BWE regt folgenden Änderungsvorschlag von § 99a EEG an (**BWE-Ergänzung fett**):

„Die Bundesregierung legt dem Bundestag jährlich bis zum 31. Dezember einen Bericht vor zu den aktuellen Nutzungskonkurrenzen beim Ausbau der Windenergie mit

- 1. Funknavigationsanlagen,*
- 2. Wetterradaren und*
- 3. seismologischen Messstationen.*

4. Hubschraubertiefflugstrecken und

5. Radarführungsmindesthöhen

6. mobilen und stationären militärischen Einrichtungen zur Luftverteidigung

Der Bericht enthält insbesondere Angaben über Zeitplan und Stand möglicher Maßnahmen zur besseren Vereinbarkeit von Windenergieanlagen an Land mit den Nutzungen und Geräten nach Satz 1. Die Bundesregierung berichtet auch, inwieweit bei den Maßnahmen nach Satz 2 weitere Beschleunigungsmöglichkeiten bestehen. ~~Soweit Nutzungskonkurrenzen mit militärischen Belangen bestehen, können diese im Einzelfall dargestellt werden.~~

Über die gesetzliche Regelung hinaus könnte der Fortschrittsbericht um konkrete Fallstudien und Transparenzanforderungen erweitert werden und den Fokus auf folgende Fragestellungen legen:

- Erforderlichkeit: Wie dringend ist die militärische Nutzung konkret erforderlich?
- Alternativenprüfung: Gibt es alternative Standorte oder technische Lösungen?
- Verhältnismäßigkeit: Steht das militärische Interesse in angemessenem Verhältnis zum Interesse am Ausbau erneuerbarer Energie?
- Zeitliche Komponente: Ist die militärische Nutzung dauerhaft oder temporär erforderlich?

3.14.3 Zu Nr. 122: Neuregelung zur Evaluierung zu Wechselwirkungen mit nachgelagerten Märkten, § 99a – begrüßenswert

Gemäß der geplanten Neuregelung in § 99a EEG-Entwurf soll das BMWF auf Grundlage der Erfahrungen im Rahmen des EEG 2017 untersuchen, inwieweit Ansprüche nach § 19 Absatz 1 Nummer 1 und Zahlungspflichten nach § 21d Absatz 1 **Marktpreissignale** aus anderen Märkten als dem Spotmarkt, **insbesondere aus den verschiedenen Intraday-Märkten, abschwächen könnten** sowie **ob und welche Effekte** sich hieraus **für** das gesamtwirtschaftlich effiziente Funktionieren der **Strommärkte** einschließlich des europäischen Strombinnenmarkts ergeben könnten. Im Fall substantieller Wechselwirkungen, die das gesamtwirtschaftlich effiziente Funktionieren der Strommärkte einschließlich des europäischen Strombinnenmarkts wesentlich beeinträchtigen, identifiziert das BMWF Handlungsbedarfe und schlägt gesetzliche Anpassungen vor, um die identifizierten Beeinträchtigungen spätestens ab dem 1. Januar 2031 zu reduzieren.

Zur Unterstützung bei der Evaluierung hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ein oder mehrere wissenschaftliche Gutachten in Auftrag zu geben. Spätestens zum 31. Juli 2029 veröffentlicht das BMWF einen Bericht über das Ergebnis der Evaluierung.

Der BWE begrüßt die Regelung zur Evaluation möglicher Marktbeeinträchtigungen. Sie macht die zuvor dargestellten Anpassungserfordernisse in Bezug auf den Abschöpfungsmechanismus – insbesondere zur Ermöglichung von PPAs – jedoch nicht obsolet. Ein solcher Konsultationsprozess sollte unbedingt **mit der Branche und mit ausreichend zeitlichem Vorlauf** erfolgen. Der Zeitraum zur Reduzierung etwaiger Beeinträchtigungen ist mit maximal 4 Jahren jedoch sehr lang.

3.15 Übergangsvorschriften – Fehlende Regelungen im Gesetzentwurf, § 100 EEG-Entwurf

Zu den in § 100 EEG-Entwurf geplanten Übergangsregelungen und den aus Sicht des BWE erforderlichen Anpassungen wird auf die Ausführungen unter Punkt 3.1.1.3 und 3.1.1.4 verwiesen.

3.15.1 Beihilferechtliche Absicherung der Ausschreibung am 1. November

Projekte, die bis Ende 2026 einen Zuschlag erhalten, können die EEG-Förderung nach dem EEG 2023 für die von der Kommission genehmigte Förderdauer von 20 Jahren in Anspruch nehmen.⁹⁷ Relevant ist hierbei, zu welchem Zeitpunkt die Beihilfe gewährt wird. Der Europäische Gerichtshof (EuGH) stellt auf den Zeitpunkt ab, an dem die Beihilfeempfängerin nach dem geltenden nationalen Recht einen Rechtsanspruch auf Beihilfe erwirbt.⁹⁸ Das Gebotsverfahren ist nur eine Vorbereitungshandlung. Der Zahlungsanspruch einer Bieterin nach § 19 Absatz 1 EEG entsteht mit Erhalt des Zuschlagbescheids nach § 35 Absatz 3 EEG.⁹⁹ Die Zustellung des Zuschlagbescheids durch die BNetzA erfolgt nach Auskunft aus der Mitgliedschaft zeitlich eng um die öffentliche Bekanntgabe der Zuschläge im Internet gemäß § 35 Absatz 1 EEG. Um die Rechtmäßigkeit der Zuschläge im Rahmen der **Novemberrauschreibung 2026** sicher zu gewährleisten, müssen die Zuschläge den erfolgreichen Bieterinnen **also noch im Jahr 2026 bekannt gegeben werden**. Die neue Beihilfegenehmigung für ein EEG 2027 wird sich nicht ohne Weiteres auf das alte EEG 2023 und damit auf die November-Ausschreibung beziehen, das EEG 2023 ist also noch Grundlage für die Zuschlagserteilung dieser Runde.

Die BNetzA verfügt somit über rund 8,5 Wochen für die Prüfung der Gebote und die Zustellung der Zuschlagsbescheide. In der Vergangenheit hat die Zuschlagserteilung teilweise einen längeren Zeitraum in Anspruch genommen. Hinzukommt, dass sich für die „letzte Ausschreibung ohne CfD“ eine besonders hohe Beteiligung abzeichnet – bedingt auch durch die große Zahl bereits vorliegender Genehmigungen – und damit ein entsprechend **hoher Prüfaufwand für die BNetzA zu erwarten** ist. Daher **sollte im EEG 2027 eine Übergangsregelung aufgenommen werden, die sicherstellt, dass die Zuschlagserteilung für der Novemberrauschreibung 2026 von der beihilferechtlichen Genehmigung erfasst ist, auch wenn diese erst 2027 erfolgt**.

⁹⁷ Beihilferechtliche Genehmigung des EEG 2023 der Europäischen Kommission vom 21. Dezember 2022 – [State Aid SA.102084](#), vgl. Punkt 2.6. „duration of support“, S. 56.

⁹⁸ Rechtsprechung des EuGH: „Hinsichtlich der Frage nach dem Zeitpunkt, in dem die im Ausgangsverfahren in Rede stehende Investitionszulage gewährt wurde, ist festzustellen, dass als Zeitpunkt der Gewährung von Beihilfen der Zeitpunkt gilt, in dem der Beihilfeempfänger nach dem geltenden nationalen Recht einen Rechtsanspruch auf die Beihilfe erwirbt.“ (Magdeburger Mühlenwerke GmbH g. Finanzamt Magdeburg, Rs. [C-129/12](#) Rn. 40).

⁹⁹ Vgl. § 22 Absatz 2 EEG, § 43 Absatz 1 VwVfG und BeckOK EEG, Greb/Boewe/Sieberg 19. Edition Stand: 01.05.2026, Rn. 6: § 35 Absatz 3 EEG 2023 regelt die Bekanntgabe des Zuschlags gegenüber den erfolgreichen Bietern. Mit Bekanntgabe wird der Zuschlag als Verwaltungsakt gegenüber diesen Adressaten wirksam (...).

3.16 Weitere fehlende Regelungen im Gesetzentwurf

3.16.1 Recht zur Verlegung von Leitungen nach § 11a EEG nachbessern und private Grundstücke einbeziehen

Die Duldungspflicht zur Verlegung von Leitungen gemäß § 11a EEG ist ein wichtiger Hebel, um die Inbetriebnahme von EE-Anlagen zu beschleunigen und den personellen Aufwand bei den Projektiererinnen zu reduzieren. Ohne die Duldungspflicht kommt es oft zu langwierigen Verhandlungen mit Grundstückseigentümer*innen. Das führt dazu, dass teilweise enorme Umwege zum Netzverknüpfungspunkt und sehr hohe Entschädigungszahlungen in Kauf genommen werden müssen, um EE-Anlagen mit dem Netzverknüpfungspunkt zu verbinden. Bisher gilt die Regelung jedoch nur für Grundstücke im Eigentum der öffentlichen Hand und sollte **unbedingt auch auf private Grundstücke ausgeweitet werden**. Private Flächen machen einen erheblichen Anteil der in Deutschland verfügbaren Fläche aus. Solange diese von der Regelung nicht umfasst sind, können einzelne private Grundstückseigentümer*innen durch ihre Weigerung Projekte gefährden, verzögern oder verteuern. Technisch sinnvolle Leitungsverlegungen können blockiert werden. Leitungsverläufe müssen – wenn möglich – umgeplant werden. Dies ist teilweise mit erheblichen Mehrkosten verbunden. Im Extremfall können Projekte verhindert werden. Dies erhöht nicht nur Kosten und Bauzeiten, sondern bremst den EE-Ausbau insgesamt. Eine einheitliche Duldungspflicht für öffentliche und private Grundstücke würde Planungssicherheit schaffen, Genehmigungsprozesse beschleunigen und die volkswirtschaftlich kosteneffizienteste Leitungsführung ermöglichen. Zugleich gewährleistet die Entschädigungszahlung, dass die Akzeptanz vor Ort nicht leidet.

Unklar bleibt zudem, was genau unter dem Begriff der „öffentlichen Hand“ zu verstehen ist. Im Energierecht findet sich bislang lediglich in § 2 Absatz 2 Nummer 6 EEWärmeG eine Definition dieses Begriffs. Ob der Begriff der „öffentlichen Hand“ in den §§ 11a und 11b EEG inhaltsgleich verwendet werden soll, ist derzeit nicht eindeutig ersichtlich.

Zudem sollte die Duldungspflicht auf den **Anschluss von Batteriespeichern** als zentraler Bestandteil des Energiesystems sowie auf die notwendigen **Beseitigungsarbeiten** der Leitungen aller EE-Anlagen ausgeweitet werden.

Die in Absatz 2 von § 11a EEG ist die von der Betreiberin an die Grundstückseigentümer*innen zu zahlende Entschädigung von einmalig fünf Prozent des Verkehrswertes geregelt. **Zur einfachen Handhabbarkeit sollte anhand der Bodenrichtwerte und nicht anhand des Verkehrswertes ermittelt werden.**

Gemäß § 11a Absatz 3 kann der/die Grundstückseigentümer*in eine **Umverlegung der Leitung** verlangen, wenn die Lage an der bisherigen Stelle für sie nicht mehr zumutbar ist. Die Kosten der Umverlegung trägt die Betreiberin. Wir halten eine **Kostenteilung** für interessensgerechter.

Gemäß § 11a Absatz 6 ist die Duldungspflicht auch für öffentliche Verkehrswege anzuwenden. Hierfür müssen die Modalitäten der zu duldenden Nutzung unter Beachtung der Absätze 1 bis 5 vertraglich oder in Form von Nebenbestimmungen zu einer Sondernutzungserlaubnis geregelt werden. Die Regelung sehen wir kritisch. Es bleibt offen, welche die in einem Vertrag zu regelnden „Modalitäten“ sind. Es könnte ein Einfallstor für die Gemeinden sein, um ihre Forderungen durchzusetzen, seien es finanzielle Nachforderungen, Rückbaubürgschaften, Haftungsfragen etc.

Zumindest sollte der **Begriff der „Modalitäten“ eingeschränkt werden und sich nur auf Nutzungsbedingungen beziehen, die zur Gewährleistung der Sicherheit oder Leichtigkeit des Verkehrs, bestehender Ausbauabsichten oder der Straßenbaugestaltung erforderlich sind.** Damit würden sich ergänzende Forderungen bei öffentlichen Verkehrswegen auf wege- bzw. straßenspezifische Themen beschränken. Die Formulierung ist angelehnt an § 9 Absatz 3 FStrG.

Konkret: Der BWE schlägt daher folgende Anpassung des § 11a Absatz 1 EEG vor (**neuer Text in fett**)

„(1) Der Eigentümer und sonstige Nutzungsberechtigte eines Grundstückes ~~im Eigentum der öffentlichen~~ Hand haben auf dem Grundstück die Verlegung, die Errichtung, die Instandhaltung, die Instandsetzung, den Schutz, ~~und~~ den Betrieb **und die Beseitigung** von elektrischen Leitungen sowie Steuer- und Kommunikationsleitungen (Leitungen) und sonstigen Einrichtungen zum Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien **und Energiespeichern** an den Verknüpfungspunkt nach § 8 Absatz 1 bis 3 sowie von Direktleitungen im Sinne von § 3 Nummer 12 des Energiewirtschaftsgesetzes zu dulden. (...) Die Duldungspflicht besteht nicht für Leitungen zum Anschluss von Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 2. Die Leitung und die sonstigen Einrichtungen werden keine wesentlichen Bestandteile des Grundstücks im Sinne des § 94 Absatz 1 des Bürgerlichen Gesetzbuches.

(2) Hat der Grundstückseigentümer die Nutzung des Grundstücks nach Absatz 1 zu dulden, zahlt der Betreiber dem Grundstückseigentümer bei Inbetriebnahme der Leitung einmalig 5 Prozent des ~~Verkehrswertes~~ **Bodenrichtwerts** der in Anspruch genommenen Schutzstreifenfläche. (...)

(3) Der Grundstückseigentümer und sonstige Nutzungsberechtigte sind verpflichtet, alle Maßnahmen zu unterlassen, die den Bestand oder den Betrieb der Leitungen oder sonstigen Einrichtungen gefährden oder beeinträchtigen. Der Grundstückseigentümer kann, die Umverlegung der Leitung verlangen, wenn die Lage an der bisherigen Stelle für ihn nicht mehr zumutbar ist. [alternative Neuformulierung des Satzes: Wird die Nutzung der Grundstücke durch die Lage der Leitungen zu einem späteren Zeitpunkt unzumutbar beeinträchtigt, so können der Eigentümer oder der Nutzungsberechtigte die Umverlegung der Leitungen verlangen.] Der Betreiber **und der Grundstückseigentümer tragen trägt** die Kosten der Umverlegung **hälftig**.

(4) – (5) (...)

(6) Die Absätze 1 bis 5 sind auf ~~öffentliche~~ Verkehrswege entsprechend anzuwenden mit der Maßgabe, dass die Modalitäten der zu dulgenden Nutzung unter Beachtung der Absätze 1 bis 5 vertraglich oder in Form von Nebenbestimmungen zu einer Sondernutzungserlaubnis zu regeln sind. **Die nach Satz 1 zu treffenden vertraglichen Vereinbarungen oder Nebenbestimmungen dürfen nur solche Nutzungsbedingungen enthalten, die zur Gewährleistung der Sicherheit oder Leichtigkeit des Verkehrs, zur Berücksichtigung bestehender Ausbauabsichten oder erforderlicher straßenbaulicher Gestaltungen notwendig sind.** Auf Leitungen zum Anschluss von Anlagen zur Herstellung oder Speicherung von Grünem Wasserstoff und sonstigen Stromspeichern sind Satz 1 und die Absätze 1 bis 5 entsprechend anzuwenden.“

3.16.2 Recht zur Überfahrt nach § 11b EEG modernisieren

§ 11b EEG regelt die Duldungspflicht für Eigentümer*innen und sonstigen Nutzungsberechtigten eines Grundstücks im Eigentum der öffentlichen Hand für die Überfahrt und die Überschwenkung des Grundstücks zur Errichtung und zum Rückbau von WEA. Auch hier sollte die Duldungspflicht entsprechend den obigen Ausführungen **auf private Grundstücke ausgeweitet werden**.

Die Duldungspflicht sollte sich nicht nur auf die Überfahrt „zur Errichtung und zum Rückbau von Windenergieanlagen“ beschränken, sondern sich auch auf die **Überfahrt zur Instandsetzung und -haltung der WEA umfassen**. Dies entspricht § 11a für die Duldungspflicht zur Leitungsverlegung.

Zudem sollte nicht nur die Betreiberin der WEA der Berechtigte sein, sondern zumindest **auch die Betreiberin der Zuwegung**, analog zu der Regelung in § 11a EEG. Es gibt Fälle, in denen veranlasst nicht die Betreiberin der Windenergieanlage, sondern eine Infrastrukturgesellschaft die Überfahrt zwecks Zuwegungserrichtung. Auch die Erstreckung auf Beauftragte hilft hier nicht weiter, weil die Betreiberinnen der WEA nicht zwingend die Infrastrukturgesellschaft beauftragen. Auch die Regelung in Absatz 1 Satz 4 („Der Betreiber hat nach der letzten Überfahrt einen dem ursprünglichen Zustand im Wesentlichen gleichartigen Zustand herzustellen.“) spricht dafür, dass die Wiederherstellungspflicht die Betreiberin der Zuwegung treffen muss, wenn sie gleichzeitig für die Errichtung von WEA verschiedener Betreiberinnen genutzt wird.

Gemäß § 11b Absatz 1 Satz 2 dürfen die Betreiberin und von ihr Beauftragte nur die Grundstücke nutzen, die für den Transport benötigt werden. Das Wort „**benötigt**“ halten wir hier für **zu unbestimmt**. Der Gesetzgeber sollte **hierzu Kriterien festlegen**. Aus Sicht des BWE sollten die Belange der Betreiberin maßgeblich sein.

In § 11b Absatz 2 EEG wird geregelt, dass die Betreiberin den Nutzungsberechtigten ggf. eine Entschädigung zahlt, die nach Errichtung (oder Rückbau) der WEA fällig wird. Da **zwischen Errichtung und der Inbetriebnahme ggf. noch weitere Überfahrten erforderlich** sein können, sollte hier auf die Inbetriebnahme abgestellt werden. Zudem sollte, unter Berücksichtigung von Fällen, in denen die Überfahrt für die Errichtung mehrerer WEA erfolgt, auf die **Inbetriebnahme der letzten WEA abgestellt** werden, sodass ein einheitlicher Zahlungszeitpunkt gilt und eine gestückelte Zahlung vermieden wird. **Freiflächensolaranlagen** sind entsprechend **zu berücksichtigen**.

Zu prüfen wäre überdies, ob die Duldungspflicht nicht auch auf Baulasten erweitert werden kann, da diese den Vorhaben teilweise genauso entgegenstehen wie Transport und Leitungen.

Konkret: § 11b EEG sollte wie folgt geändert werden (**neuer Text fett**):

„(1) Eigentümer und sonstige Nutzungsberechtigte eines Grundstücks ~~im Eigentum der öffentlichen Hand~~ haben die Überfahrt und die Überschwenkung des Grundstücks zur Errichtung, **zur Instandhaltung, zur Instandsetzung** und zum Rückbau von Windenergieanlagen **und Freiflächensolaranlagen** durch den Betreiber ~~der Windenergieanlagen dieser Anlagen oder den Betreiber der Zuwegung~~ und durch von ihm Beauftragte zu dulden. Der Betreiber und von ihm Beauftragte dürfen nur die Grundstücke nutzen, die für den Transport benötigt werden.

(2) Ist die Überfahrt des Grundstücks nach Absatz 1 zu dulden, zahlt der Betreiber dem Nutzungsberechtigten, der unmittelbar in der Nutzung seines Grundstücks eingeschränkt war,

nach **Errichtung–Inbetriebnahme** oder Rückbau der **letzten** Windenergieanlage **oder Freiflächensolaranlage** 28 Euro pro Monat und in Anspruch genommenen Hektar. Eine Überschwenkung ist unentgeltlich zu dulden. Schadensersatzansprüche des Grundstückeigentümers und des Nutzungsberechtigten bleiben unberührt.

(...)“

3.16.3 Steuerliche Benachteiligung von Windenergieflächen im Erb- und Betriebsübergang beseitigen

Im Erb- oder Schenkungsfall werden landwirtschaftliche Flächen, die mit WEA bebaut sind, aufgrund des Erlasses der obersten Finanzbehörden der Länder vom 6. März 2024¹⁰⁰ zur Bewertung von Grundstücken mit Windkraftanlagen dem **Grundvermögen** (und nicht mehr dem land- und forstwirtschaftlichen Betriebsvermögen) zugeordnet. Der steuerliche Wert orientiert sich grundsätzlich am **Bodenrichtwert**. Da dieser für Wind- und/oder Solarflächen jedoch oft nicht vorhanden ist, ist der Wert – sofern auch keine anderweitigen geeigneten Daten vorliegen – nach der im Erlass vom 6. März 2024 nun vorgesehenen **Ertragsmethode** zu ermitteln. Dadurch entstehen deutlich höhere Steuerbelastungen, da steuerliche Begünstigungen entfallen.

Flächeneigentümer*innen zögern vermehrt, ihre Flächen einer Projektiererin im Rahmen eines Nutzungsvertrages zur Verfügung zu stellen. In der Praxis werden oft **komplexe Gestaltungen** entwickelt, etwa Kleinstbeteiligungen von Flächeneigentümer*innen an Betreibergesellschaften, um die steuerlichen Nachteile abzumildern. Diese Lösungen verursachen **zusätzlichen bürokratischen Aufwand, erhöhen die Projektkosten und schaffen neue rechtliche Unsicherheiten**, da eine höchstrichterliche Klärung vielfach noch aussteht.

Die Folgen reichen über die Projektebene hinaus. Werden Windenergieprojekte verzögert oder nicht umgesetzt, **entgehen auch den Kommunen erhebliche Wertschöpfungseffekte** nach § 6 EEG bzw. aus den Zuwendungspflichten nach den Länderbeteiligungsgesetzen. Dies führt, wie man im PV-Bereich sieht, letztlich auch zu einer **faktischen Ungleichbehandlung der Landwirt*innen**. Erfahrene Landwirt*innen, deren Betriebe ständig von erfahrenen Steuer- und Rechtsberater*innen begleitet werden, dürften durch die Erhöhung der steuerlichen Belastung deutlich weniger betroffen sein als unvorbereitete Familienbetriebe. Zugleich ist aufgrund der demographischen Entwicklung in den nächsten, für die Energiewende kritischen Jahren und Jahrzehnten mit einer Vielzahl von Hofübergaben und Erbfällen bei Land- und Forstwirt*innen zu rechnen. Die aktuelle Bewertungspraxis setzt damit Fehlanreize, verteuert den Ausbau der Windenergie und gefährdet auch die regionale Wertschöpfung.

Um dies zu verhindern und die Energiewende weiterhin **entschlossen voranzutreiben**, regen wir an, das **Bewertungsgesetz** in den §§ 158, 159 und 160 dahingehend zu ändern, dass auch Flächen, die mit Windenergieanlagen bebaut sind, im Erbfall oder bei Abwicklung des Betriebs **weiterhin dem land- und forstwirtschaftlichen Vermögen zugeordnet werden dürfen**.

¹⁰⁰ Erlass der obersten Finanzbehörden der Länder vom 6. März 2024: [Bewertung von Grundstücken mit Windkraftanlagen oder Freiflächen-Fotovoltaikanlagen; Bestimmung des Bodenwertes gem. § 179 BewG](#).

Es sollte sichergestellt werden, dass die Grundstückseigentümer*innen in Bezug auf Flächen, die zum Betrieb von Windenergieanlagen überlassen werden, die erbschaft- und schenkungsteuerlichen Begünstigungen nach §§ 13a, 13b ErbStG in Anspruch nehmen können.

Konkret: Das Bewertungsgesetz wird wie folgt geändert:

1. In § 158 Absatz 4 Nr. 1 BewG werden nach den Wörtern „Zum land- und forstwirtschaftlichen Vermögen gehören“ die Wörter „vorbehaltlich der Anwendung des Absatz 6“ eingefügt.

2. Nach § 158 Absatz 5 BewG wird folgender Absatz 6 eingefügt:

„(6) Grund und Boden, den der Inhaber eines Betriebes der Land- und Forstwirtschaft einem Dritten durch Einräumung eines Nutzungsrechts vorübergehend zum Zwecke der Errichtung und des Betriebs von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Sinne des § 3 Nr. 21 des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2023) überlässt, gilt abweichend von § 158 Abs. 4 Nr. 1 als dem Betrieb der Land- und Forstwirtschaft zu dienen bestimmt, wenn die Aufnahme einer ausschließlichen land- und forstwirtschaftlichen Nutzung nach Ablauf der Überlassung ernsthaft anzunehmen ist. Die Aufnahme einer land- und forstwirtschaftlichen Nutzung ist insbesondere in den Fällen anzunehmen, in denen der Zeitraum der anderweitigen Nutzung konkret absehbar ist und eine anschließende land- und forstwirtschaftliche Nutzung von vornherein geplant ist und sich der Nutzungsberechtigte verpflichtet, das Grundstück nach Ablauf des Nutzungsüberlassungszeitraums in rekultiviertem Zustand zurückzugeben.“

3. Nach § 159 Absatz 3 BewG wird folgender Absatz 4 eingefügt:

„(4) Abweichend davon ist Grund und Boden im Sinne des § 158 Absatz 6 BewG nur dann dem Grundvermögen zuzurechnen, wenn nach den Verhältnissen am Bewertungsstichtag anzunehmen ist, dass die Voraussetzungen der Absätze 1 bis 3 für die Zurechnung zum Grundvermögen im Zeitpunkt des Ablaufs des Nutzungsüberlassungszeitraums vorliegen werden.“

4. Nach § 160 Absatz 2 S. 2 BewG wird folgender Satz 3 eingefügt:

„Die Nutzungsart Dritten zur Nutzung überlassener Grundstücke im Sinne des § 158 Absatz 6 BewG bestimmt sich nach der bis zum Beginn der Nutzungsüberlassung i. S. d. § 158 Absatz 6 BewG vorherrschenden Nutzung.“¹⁰¹

3.16.4 Ausnahme des EE-Vorrangs in § 2 EEG präzisieren

In § 2 EEG wird die besondere Bedeutung der Erneuerbaren Energien festgelegt. Diese sind demnach im überragenden öffentlichen Interesse (Satz 1) und sollen als vorrangiger Belang in Abwägungsentscheidungen eingebracht werden (Satz 2). Satz 3 regelt eine Ausnahme vom Abwägungsvorrang, nämlich gegenüber Belangen der Landes- und Bündnisverteidigung. Aus Sicht des

¹⁰¹ Der Vorschlag ist dem [Vorschlag des Bundesverband Neue Energiewirtschaft](#) nachempfunden.

BWE bedarf es einer Präzisierung dieser Ausnahme, da **militärische Belange** in der **Praxis oftmals pauschal höher eingestuft** werden als die Belange der Erneuerbaren Energien. Das ist in § 2 EEG jedoch nicht vorgesehen. Die EU-Mitgliedstaaten müssen nach der Vorgabe aus **Art. 16f der RED III** vielmehr sicherstellen, dass davon ausgegangen wird, dass EE-Anlagen bei Planung, Bau und Betrieb der Anlagen **der öffentlichen Sicherheit dienen**. Die Ausnahme in § 2 EEG gilt nur gegenüber Satz 2, also dem Abwägungsvorrang. Hier ist also grundsätzlich eine **Gleichwertigkeit der Erneuerbaren Energien gegenüber militärischen Belangen** in der Abwägung anzunehmen. Hinzu kommt, dass eine Überprüfung der Abwägung aus Geheimhaltungsgründen oftmals gar nicht möglich ist. Somit besteht eine gesteigerte Gefahr für nicht nachvollziehbare Entscheidungen, die somit dem Rechtsstaatsprinzip entgegenstehen.

Angesichts der skizzierten Problemlage und der überragenden Bedeutung der Erneuerbaren sollte der Gesetzgeber daher noch einmal klarstellen, dass die **Belange der Erneuerbaren Energien und militärische Belange in der Abwägung grundsätzlich gleichwertig zu berücksichtigen sind**.¹⁰²

Konkret: Der BWE regt an, § 2 EEG wie folgt zu ergänzen (**Text neu in fett**):

„§ 2 Besondere Bedeutung der erneuerbaren Energien

*Die Errichtung und der Betrieb von Anlagen sowie den dazugehörigen Nebenanlagen liegen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit. Bis die Stromerzeugung im Bundesgebiet nahezu treibhausgasneutral ist, sollen die erneuerbaren Energien als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführenden Schutzgüterabwägungen eingebracht werden. Satz 2 ist nicht gegenüber Belangen der Landes- und Bündnisverteidigung anzuwenden; **Belange der erneuerbaren Energien und militärische Belange sind in der Abwägung gleichwertig zu berücksichtigen.**“*

In der Begründung könnten auch die Abwägungskriterien konkretisiert werden: Es ist zu prüfen, wie dringend und konkret die militärische Nutzung erforderlich ist. Zudem ist eine Alternativenprüfung vorzunehmen, um festzustellen, ob andere Standorte oder technische Lösungen zur Verfügung stehen. Im Rahmen der Verhältnismäßigkeit ist außerdem zu prüfen, ob das militärische Interesse in einem angemessenen Verhältnis zum überragenden öffentlichen Interesse an der Nutzung Erneuerbarer Energien steht. Schließlich ist auch die zeitliche Komponente in die Abwägung einzubeziehen. Die Frage, ob die militärische Nutzung dauerhaft oder lediglich temporär ist, spielt eine wichtige Rolle.

¹⁰² Vgl. [BWE \(2023\): Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWK zum sog. PV-Paket I](#), S. 14.

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

AdobeStock, Anselm

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](#).

Der Bundesverband WindEnergie e. V. ist ebenso als registrierter Interessenvertreter im Transparenzregister der Europäischen Union unter der Registernummer REG 554370792670-41 eingetragen. Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Ansprechperson

Philine Derouiche | Leiterin Justizariat | p.derouiche@wind-energie.de

Autor*innen:

Lilien Böhl | Justiziarin

Philine Derouiche | Leiterin Justizariat

Hannes Moser | Justiziar

Dr. Elena Paul | Abteilungsleiterin Energiewirtschaft

Dr. Janna Hilger | Fachreferentin Planung/Genehmigung/Länderkoordination

Luca Liebe | ehemals Senior Referent Europapolitik

Dr. Andreas Röhsler | Fachreferent Technik und Betrieb

Wolf Stoetzel | Teamleiter Technik und Betrieb

Norman Prange | Referent Politik

Jakob Korenke | Referent Politik

Beteiligte Gremien und Landesverbände

AK Beteiligung

AK Direktvermarktung

AK Energiepolitik

Betreiberbeirat

Bürgerwindbeirat

Finanziererbeirat

Juristischer Beirat

Planerbeirat

Gesamtvorstand

Datum

22. Juli 2026