

Novellierung EnWG/EEG

Gesetzentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung vom 27.08.2024



September
2024



Inhalt

1	Einleitung	3
2	Das Wichtigste in Kürze	4
3	Netzanschluss.....	5
3.1	Stellungnahme zu den Änderungen in EnWG und EEG	5
3.2	Über den Gesetzentwurf hinaus: Vorschlag zur Überbauung von Netzverknüpfungspunkten	10
4	Energy Sharing.....	11
4.1	Stellungnahme zum § 42c EnWG (neu) (Ref-E).....	11
4.2	Änderungsvorschläge zur Integration der Windenergie durch Energy Sharing.....	12
5	Beteiligung und Bürgerenergie.....	16
5.1	Stellungnahme zur Streichung fiktiver Strommengen in § 6 EEG (Ref-E)	16
5.2	Stellungnahme zur Beteiligung von Gemeinden und Bürgern nach § 22b EEG Abs. 6 (Ref-E)	17
5.3	Über den Gesetzentwurf hinaus: Vorschläge zu Bürgerenergie und zu Transparenz	18
6	Planung	20
6.1	Stellungnahme zum Fortschrittsbericht in § 99a EEG (Ref-E)	20
6.2	Über den Gesetzentwurf hinaus: Vorschlag zu Duldungspflichten.....	22
7	Anlagenbetrieb.....	23
7.1	Stellungnahme zur Redispatch-Regelung in §§ 13a, 14 EnWG	23
7.2	Über den Gesetzentwurf hinaus: Vorschlag zur Entschärfung der BNK-Problematik im EEG	23
8	Geschäftsmodelle und Vergütung	26
8.1	Stellungnahme zur Anpassung des Vergütungsbeginns nach § 36i EEG (Ref-E)	26
8.2	Über den Gesetzentwurf hinaus: Vorschläge zur Stromdirektbelieferung und zum Umgang mit negativen Strompreisen	26

1 Einleitung

Das erfolgreiche Voranschreiten der Energiewende bringt an vielen Stellen neue technische Herausforderungen zutage, die einen kurzfristigen legislativen Anpassungsbedarf nach sich ziehen. Besonders das Thema Netze hat sich zu einem zentralen Handlungsfeld entwickelt, das neue Lösungen erfordert – insbesondere in Bezug auf Verwaltungsprozesse, um der Dynamik des Ausbaus nicht nur der Windenergie, sondern aller Erneuerbaren Energien gerecht zu werden.

Vor diesem Hintergrund ist der Bundesverband WindEnergie (BWE) dankbar, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) mit dem vorliegenden *Referentenentwurf zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung* insbesondere dem Thema Netzanschlüsse Aufmerksamkeit widmet, aber auch zahlreiche bestehende Herausforderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mit zielführenden Anpassungen adressiert. Diese Vereinfachungen, Vereinheitlichungen und Korrekturen verbessern die Planbarkeit für projektierende Unternehmen sowie Netzbetreiber und treiben den Ausbau der Erneuerbaren weiter voran. Der BWE möchte den vorliegenden Entwurf daher ausdrücklich loben.

Positiv hervorzuheben sind im vorliegenden Entwurf insbesondere die Beschleunigung der Netzananschlussverfahren durch Digitalisierung sowie mehr Transparenz und Verbindlichkeit im Prozess. Die Einführung eines Kapazitätsreservierungsmechanismus ist ein wichtiger Schritt in die richtige Richtung. Allerdings sollten dabei auch Speicher und weitere Flexibilitätsoptionen umfassend berücksichtigt werden. Gewünscht hätte sich der BWE auch ein Aufgreifen der konkreten Vorschläge des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE) zur Überbauung der Kapazität von Netzverknüpfungspunkten, die noch im Rahmen dieser Novellierung des EnWG/EEG adressiert werden sollten. Aufgrund der kurzfristigen Beschleunigungswirkung sollte der Vorschlag vor Kabinettsbeschluss eingearbeitet werden oder dem Bundestag zu einem späteren Zeitpunkt in Form einer Formulierungshilfe vorgelegt werden.

Der BWE begrüßt zudem den geplanten Rahmen für die Länderöffnungsklausel zur finanziellen Beteiligung von Kommunen und Bürger*innen, der mit einem Cap von 0,3 ct/kWh einem finanziellen Benchmarking unterliegen soll. Dies ermöglicht einen fairen Wettbewerb innerhalb der Ausschreibungen und kann zu einer schrittweisen Vereinheitlichung der Beteiligungsgesetze führen.

Über den bestehenden Entwurf hinaus regt der BWE kurzfristige Anpassungen im EEG an, um Direktbelieferungen für die Industrie zu ermöglichen und eine Transparenzpflicht bei der kommunalen Beteiligung nach § 6 EEG einzuführen. Beide Vorschläge sind zukunftsorientiert und ohne Belastung öffentlicher Haushalte kurzfristig umsetzbar. Formulierungshilfen hat der BWE vorgelegt.

In Bezug auf das im Rahmen der im August beschlossenen Wachstumsinitiative für Deutschland vorgezogene Ende der Vergütung von negativen Strompreisen („4-Stunden-Regel“), für die im EEG bereits ein schrittweises Auslaufen gesetzlich verankert war, bittet der BWE um eine Neubewertung. Von einer Aufnahme in den vorliegenden Gesetzentwurf sollte abgesehen werden. Solche kurzfristigen Anpassungen, die reale finanzielle Auswirkungen auf Windenergieanlagen in der Projektierung oder im Bau haben können, unterminieren das Vertrauen in einen stabilen gesetzlichen Rahmen, der für Unternehmen unerlässlich ist.

Vor einem Kabinettsbeschluss sollten daher noch Nachbesserungen erfolgen. Auf diese Punkte gehen wir im Einzelnen in dieser Stellungnahme ein.

2 Das Wichtigste in Kürze

Der BWE begrüßt:

- Die angestrebte Beschleunigung der Netzanschlussverfahren durch mehr Transparenz und Verbindlichkeit im Prozess.
- Die Anpassung des Vergütungsbeginns von EE-Anlagen an ihre Realisierungsfristen.
- Die Möglichkeit eines Wahlrechts bei der Beteiligung von Gemeinden und Bürger*innen sowie die konkrete Ausgestaltung dieser Option, insbesondere die Festlegung einer Benchmark sowie die Bezugnahme auf § 6 EEG.

Der BWE kritisiert:

- Die absehbare Verspätung bei der Veröffentlichung des neuen Kapazitätsreservierungsmechanismus, welcher ursprünglich für den 1. Januar 2025 geplant war und von der Branche dringend gebraucht wird.
- Die geplante Abschaffung des Fortschrittsberichts.

Der BWE empfiehlt:

- Stromdirektbelieferungen häufiger zu ermöglichen, durch die Abschaffung des Kriteriums der räumlichen Nähe.
- Das wirksame Anreizen von Flexibilitäten, vor allem von Speichern und Elektrolyseuren, wie auch die Umstellung auf ein mengenbasiertes Fördersystem, um mit diesen beiden Maßnahmen Phasen negativer Spotmarktpreise zu minimieren.
- Die Anpassung der Energy Sharing-Regelung, damit auch die Windenergiebranche an diesem wichtigen Modell partizipieren kann.
- Die Aufnahme von Hubschraubertiefflugstrecken und Radarführungsmindesthöhen als militärische Nutzungskonkurrenzen in den Fortschrittsbericht.
- Die Einführung einer Transparenzregelung, die Gemeinden dazu verpflichtet, den Umfang erhaltener Zahlungen nach § 6 EEG zu veröffentlichen.
- Die Schaffung gesetzlicher Rahmenbedingungen für die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten.

3 Netzanschluss

3.1 Stellungnahme zu den Änderungen in EnWG und EEG

3.1.1 Grundsätzliche Bewertung der formulierten Regelungen

Der BWE begrüßt die Vorschläge des BMWK zur Beschleunigung des Netzanschlusses. Mittels Standardisierung und Digitalisierung können hier wesentliche Fortschritte erzielt werden.

Viele Punkte des Referentenentwurfs (Ref-E), auf den wir hier Bezug nehmen, sind im Vergleich zu dem am 6. Mai 2024 veröffentlichten Regelungsentwurf unverändert. Daher verweisen wir an dieser Stelle auf die gemeinsame Stellungnahme des BEE¹ wie auch auf das Positionspapier zur Netzanschlussbeschleunigung aus dem BWE².

Darüber hinaus werden an dieser Stelle die Vorschläge zur unverbindlichen Netzanschlussauskunft, zu den verbindlichen Fristen im Auskunftsverfahren, zur Plattform sowie zum Kapazitätsreservierungsmechanismus im Detail bewertet.

3.1.2 § 17a EnWG (Ref-E) – Einführung einer unverbindlichen Netzanschlussauskunft

Der durch das BMWK im Branchendialog zur Beschleunigung von Netzanschlüssen (BraBeNa) eingebrachte Vorschlag einer unverbindlichen Netzanschlussauskunft soll über den neu einzuführenden § 17a EnWG und den neu einzusetzenden § 14e Absatz 2a EnWG realisiert werden. So sollen Verteilnetzbetreiber (VNB) mit Inkrafttreten des Gesetzes verpflichtet werden, Online-Tools bereitzustellen, die eine schnelle und *rechtlich unverbindliche* Auskunft zu Netzverknüpfungspunkten (NVP) ermöglichen. Wirkungsbereich ist zwei Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes. Weiter soll über eine gemeinsame Internetplattform der VNB auf die Internetseite des jeweils zuständigen Netzbetreibers geleitet werden.

Die bisherige Praxis sieht i. d. R. ein vollständiges Netzanschlussbegehren vor, um mögliche NVP sowie die mit dem Anschluss einhergehenden Kosten zu ermitteln. Jedoch stehen gerade bei Vorhabenbeginn entscheidende Parameter wie eine wirtschaftlich optimale Anlagengröße oder der Standort noch nicht fest. Die rechtlich unverbindliche Auskunft gibt den VNB mehr Raum für transparente Netzdaten, die Netzanschlussprozesse insgesamt beschleunigen können.

Der BWE begrüßt die hier vorgeschlagene Möglichkeit einer standardisierten unverbindlichen Voranfrage und schätzt das Verfahren grundsätzlich als sachgerecht ein. Notwendig sind hier aber erneut eine frühzeitige Umsetzung sowie eine Standardisierung der Art und Weise, wie die Netzanschlussbegehren bei den Netzbetreibern gestellt werden können, um insbesondere das bundesweite Projektgeschäft zu vereinfachen.

¹ BEE (2024): Stellungnahme zur Standardisierung und Digitalisierung des Netzanschlussverfahrens. [LINK](#). Abgerufen am 10.09.2024.

² BWE (2024): Netzintegration von Windenergieanlagen. [LINK](#). Abgerufen am 10.09.2024.

Zu § 17a Abs. 1 EnWG (Ref-E) – Veröffentlichung von Netzanschlusskapazitäten

Die digitale Veröffentlichung von verfügbaren und reservierten Netzanschlusskapazitäten durch die VNB kann die Transparenz über bestehende Netzanschlussmöglichkeiten erhöhen und insbesondere in Kombination mit dem neu eingeführten einheitlichen Mechanismus zur Kapazitätsreservierung die Planungsprozesse von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) erleichtern. Der BWE begrüßt das Vorhaben, betont jedoch die Notwendigkeit einer einheitlichen standardisierten Programmierschnittstelle (API) – nicht nur für die unverbindliche Netzauskunft nach Absatz 2, sondern auch für die Veröffentlichung der Kapazitäten. Der BWE empfiehlt außerdem, zur Klarstellung nicht nur die Umspannebenen, sondern auch die Hochspannungsebene und Mittelspannungsebene explizit in Absatz 1 aufzuführen.

Zu § 17a Abs. 2 EnWG (Ref-E) – Unverbindliche Netzanschlusssauskunft

Die Einführung schneller und juristisch unverbindlicher Netzanschlusssauskünfte sieht der BWE sehr positiv, betont jedoch die Notwendigkeit einer frühzeitigen Umsetzung und einer Standardisierung der Netzanschlussanfragen, um das bundesweite Projektgeschäft zu erleichtern. Weiterhin wird als positiv bewertet, von den Netzbetreibern Informationen über nahe gelegene und weiter entfernte NVP einer geeigneten Spannungsebene zu erhalten. Der BWE merkt an, dass neben der „geeigneten Spannungsebene“, in der Praxis meist die Mittelspannungsebene, auch Auskünfte über die nächsthöheren Spannungsebenen sinnvoll sind. Im Sinne transparenter Netzdaten erlaubt dies den Anschlusspetenten eine präzise Einschätzung des gesamtwirtschaftlich günstigsten NVP und trägt so zu der effizienten Nutzung der Stromverteilnetze und dem beschleunigten Netzanschluss von EE-Anlagen bei. Weiterhin begrüßen wir, dass durch den § 17a EnWG (Ref-E) auch geregelt wird, dass Netzbetreiber die voraussichtlichen Kosten für die jeweilige Anbindungsleitung schätzen und die Daten in dem Online-Tool monatlich aktualisiert werden müssen.

Zu § 17a Abs. 3 bis 5 EnWG (Ref-E) – API zur Datenübertragung

Der BWE begrüßt die Implementierung einer API zur Übermittlung der in Absatz 2 definierten Angaben. Insbesondere für bundesweit tätige Anschlussbegehrende bringt die nahtlose Integration der Daten in ihre IT-Infrastruktur eine beträchtliche Zeit- und Kostenersparnis. Dafür ist es empfehlenswert, ein zentrales Online-Tool einzuführen, um den Prozess von Beginn an zu vereinheitlichen. Dieses Online-Tool könnte auf der zentralen Internetplattform nach § 20b EnWG platziert werden. Im Hinblick auf die Entwicklung von einheitlichen Inhalten und Formaten der Prognose, der Kostenschätzung sowie der Programmierschnittstellen empfiehlt der BWE, Branchenverbände der Erneuerbaren Energien miteinzubeziehen.

3.1.3 § 17 Abs. 5 bis 7 und § 21a EnWG (Ref-E) – Verbindliche Fristen im Netzanschlussverfahren

Um das Netzanschlussverfahren zu vereinheitlichen und zu vereinfachen, sieht der Entwurf des BMWK universelle und verbindliche Fristen im Netzanschlussverfahren vor. Diese sollen durch eine Erweiterung des EnWG qua Anpassung der §§ 17 Absatz 5 bis 7, 18 Absatz 4 sowie 21a Absatz 3 Satz 3 Nummer 5 EnWG und des EEG durch § 8 EEG umgesetzt werden.

Bisher gibt es nur partiell gesetzliche Fristen zur Übermittlung von Netzanschlusszusagen. So zum Beispiel für EE-Anlagen in § 8 EEG, die durch die starke Zunahme der Anschlussbegehren oftmals nicht von den zuständigen VNB eingehalten werden können. Fehlende Rückmeldungen der VNB und redundante

Kommunikationsschleifen verzögern die Netzanschlussprozesse von EE-Anlagen unnötigerweise. Sie sind ein deutliches Symptom mangelnder Standardisierung und Verbindlichkeit. Außerdem bleibt das Nichteinhalten von Fristen ein zentrales Problem beim Netzanschlussprozess, da es meist folgenlos für die Netzbetreiber bleibt und zulasten der Anschlusspetenten geht.

Der BWE bewertet die Initiative des BMWK daher als überwiegend sachgerecht und positiv. Universelle Fristen im Netzanschlussverfahren, die Digitalisierung und Standardisierung der Netzanschlussbegehren und Transparenz über deren Bearbeitungsstand können den Netzanschluss von EE-Anlagen deutlich beschleunigen. Der BWE begrüßt die in § 21a Absatz 3 Satz 3 Nummer 5 (Ref-E) vorgesehenen Möglichkeiten, die Nichteinhaltung von Prozessen und Fristen zu sanktionieren, und betont die Wichtigkeit, die Sanktionierungsmöglichkeiten der Bundesnetzagentur (BNetzA) konkreter auszugestalten, um den gewünschten Anreiz zu schaffen.

Zu § 17 Abs. 5 EnWG (Ref-E) – Mehr Transparenz im Verfahren

Die Verpflichtung der Netzbetreiber zu mehr Transparenz über den Bearbeitungsstand des Anschlussbegehrens wird als positiv bewertet. Der BWE empfiehlt, die regelmäßige Aktualisierung des Anschlussbegehrens nach Absatz 5 über die Übergangsfrist hinaus auf die Regelung nach Absatz 6 auszuweiten. (Aktuell bis 01.01.2026, wenn Absatz 6 in Kraft tritt.)

Zu § 17 Abs. 6 EnWG (Ref-E) – Einheitliches Verfahren zur Stellung von Netzanschlussverfahren

Der BWE begrüßt die Einführung eines einheitlichen Verfahrens zur Stellung von Netzanschlussverfahren. Es ist positiv zu bewerten, dass durch die Verfahrensvereinheitlichung der Prozess des Netzanschlussverfahrens insgesamt beschleunigt werden soll. Diese Beschleunigung funktioniert jedoch nur, wenn Netzbetreiber und Anschlusspetenten von demselben transparenten Fristbeginn ausgehen. Die nach § 17 Absatz 6 Satz 1 und 2 EnWG (Ref-E) verlangten Angaben sollten so umfassend, detailliert und spezifisch wie möglich ausgestaltet und veröffentlicht werden, damit Anschlussbegehrende den Anforderungsumfang an Netzanschlussbegehren eindeutig nachvollziehen können. Auf diese Weise können sie die benötigten Unterlagen vollständig einreichen und vermeidbare Kommunikationsschleifen können reduziert werden, was den gesamten Prozess beschleunigen und beide Seiten entlasten kann.

Auch die klaren Fristen zur Einforderung und Nachreichung von fehlenden Dokumenten beim Netzanschlussbegehren sind positiv zu bewerten. Die Verpflichtung zur umfangreichen Information im Falle einer Ablehnung des Netzanschlusses ist zu begrüßen, sollte jedoch um die Angabe einer verfügbaren, eventuell geringeren Netzanschlusskapazität erweitert werden, um zum Beispiel eine flexible Einspeisung zu ermöglichen. Der BWE weist darauf hin, dass dies mit der Umsetzung der EU-Richtlinie 2024/1711 (Änderungen der Richtlinie [EU] 2019/944 Artikel 6a Flexible Netzanschlussverträge) vereinbar wäre.

Zu § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 5 EnWG (Ref-E) – Qualitätsvorgaben der BNetzA

Der BWE begrüßt insbesondere, dass die BNetzA Qualitätsvorgaben für Netzbetreiber festlegen kann, die bei der Nichteinhaltung von Fristen und Prozessen zu Abschlägen führen können, da fehlende Konsequenzen bei der Vernachlässigung von Fristen, die zulasten der Anschlusspetenten gehen, ein zentrales Problem bei Netzanschlussprozessen darstellen. Der BWE merkt jedoch an, dass dieser Paragraph weiterer Ausgestaltung bedarf. So sollte der Gesetzentwurf beinhalten, dass die BNetzA eine zentrale Stelle zur Meldung von Fristverstößen benennt und veröffentlicht, an die sich Anschlussbegehrende bei

Pflichtverstößen der VNB wenden können. Zudem müssen Kriterien bestimmt werden, wann und wie hoch die Sanktionierung bei welchen Vergehen anfällt. Dies führt zu Transparenz und einer erfolgreichen Umsetzung der Regelung in § 21a Absatz 3 Satz 3 Nummer 5 EnWG (Ref-E). Die Sanktionierungen sollten in einer derartigen Höhe gestaltet werden, dass starke Anreize für die Fristeinhaltung entstehen und sich die positive Lenkungswirkung des gesamten Gesetzepakets so entfalten kann.

3.1.4 § 20b EnWG (Ref-E) – Zentrale Internetplattform für Datenaustausch beim Netzanschluss

Der Entwurf des BMWK zielt darauf ab, eine gemeinsame und bundesweit einheitliche, zentrale Internetplattform für den Datenaustausch im Zusammenhang mit der Abwicklung des Netzzugangs zu etablieren. Die Verpflichtung der VNB zur Entwicklung und zum Betrieb dieser Internetplattform sowie konkrete Anforderungen an bereitzustellende Daten, Informationen und Anwendungsbeispiele sind im neu einzuführenden § 20b EnWG aufgeführt. Dieser sieht die Errichtung und Betreibung einer bundesweit einheitlichen Internetplattform ab 1. Juli 2025 vor, sodass der Zugang für diverse Endnutzer spätestens ab 1. Juli 2026 gewährleistet wird.

Der BWE begrüßt die Schaffung einer bundesweit einheitlichen Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs ausdrücklich, da sie im Sinne von Standardisierung, Digitalisierung und Automatisierung zur notwendigen Beschleunigung von Netzanschlussprozessen beiträgt. Einige Aspekte aus der Gesetzesbegründung sind besonders zu begrüßen. So soll die Internetplattform auch eine automatisierbare Zugangsmöglichkeit, beispielsweise über eine standardisierte Programmierschnittstelle (API), bieten. Außerdem wird eine Schnittstelle in den Raum gestellt, die die gemeinsame Nutzung der Internetplattform „mit den Plattformen der Netzbetreiber zur Übermittlung von Netzanschlussbegehren (Netzanschlussportalen) ermöglicht“. Diese Initiative begrüßt der BWE sehr, da so Doppelstrukturen vermieden werden. Zudem trägt sie dazu bei, die Vereinheitlichung und Digitalisierung vom Netzanschlussprozess insgesamt deutlich zu beschleunigen, und führt zu einer langfristigen Entlastung der VNB und der Anschlussbegehrenden. An dieser Stelle empfiehlt der BWE, Netzanschlussbegehren in die (bisher exemplarischen) Anwendungsbeispiele nach Absatz 2 aufzunehmen.

3.1.5 § 8a EEG (neu) (Ref-E) – Kapazitätsreservierungsmechanismus

Bewertung eines standardisierten Kapazitätsreservierungsmechanismus

Das BMWK schlägt in dem neu einzuführenden § 8a EEG (Ref-E) und zu erweiternden § 85 Absatz 1 Nummer 3 EEG (Ref-E) einen standardisierten Kapazitätsreservierungsmechanismus vor, um die Transparenz über verfügbare Netzkapazitäten zu erhöhen und den Reservierungsablauf zu vereinheitlichen.

Insgesamt begrüßt der BWE die Einführung und Standardisierung des Kapazitätsreservierungsmechanismus sehr. Derzeit sind Netzbetreiber dazu verpflichtet, alle Netzanschlussanfragen einzeln zu prüfen. Das führt zu einer erheblichen Überlastung der Netzbetreiber. Ein geregelter Mechanismus kann Abhilfe schaffen und trägt erheblich zur Planungs- und Investitionssicherheit bei, ohne Kapazitäten unnötig durch unkonkrete Projekte zu blockieren. Flankiert durch die unverbindliche Netzauskunft und verbindliche Fristen im Netzanschlussverfahren können die Umsetzungsrate von Projekten deutlich erhöht und der prozessuale Aufwand für VNB und Anschlussbegehrende reduziert werden. Der BWE empfiehlt diesen sinnvollen Reservierungsmechanismus, bereits bis zum 1. Januar 2025 umzusetzen – in Überein-

stimmung mit den Ergebnissen aus dem BraBeNa. Außerdem weist der BWE darauf hin, die heterogenen Genehmigungs- und Nachweisprozesse im Sinne einer flexiblen und technologieoffenen Umsetzung des Reservierungsmechanismus zu beachten.

Zu § 8a Abs. 1 EEG (Ref-E) – Verbindliches Vorhalten von Netzanschlusskapazität

Das verbindliche Vorhalten von angefragter Netzanschlusskapazität in Abhängigkeit von nachgewiesenen Projektfortschritten sowie die Einführung einzelner Reservierungsabschnitte entspricht den Ausarbeitungen aus dem BraBeNa und wirkt konsistent.

Zu § 8a Abs. 2 EEG (Ref-E) – Kriterien für den Reservierungsmechanismus

Der BWE begrüßt, dass objektive, transparente und diskriminierungsfreie Kriterien für den Reservierungsmechanismus, differenziert nach Anlagentyp, eingeführt werden sollen. Bezogen auf die Dauer der einzelnen Reservierungsabschnitte empfiehlt der BWE, die Regelungen zu konkretisieren, um den großen Interpretationsspielraum von sechs Monaten bis zu zwei Jahren zu begrenzen und so für mehr Planungssicherheit zu sorgen. Außerdem gilt es, Verzögerungen des Projektfortschritts, die nachweislich nicht in der Schuld der Anschlussbegehrenden liegen, zu berücksichtigen und für jeden Abschnitt einmalige, anlassbezogene und sachgerechte Verlängerungen zu ermöglichen. So kann verhindert werden, dass unverschuldete Versäumnisse eines sechsmonatigen Reservierungsabschnitts zum Verlust der Kapazitätsreservierung führen und ein fortgeschrittenes Projekt nicht realisiert werden kann.

Zu § 8a Abs. 3 EEG (Ref-E) – Bestätigung der Kriterien durch BNetzA

Der BWE begrüßt, dass die BNetzA die von den VNB vorgelegten Kriterien zum Reservierungsmechanismus bestätigen soll und Änderungen verlangen kann. Die ursprüngliche Frist von neun Monaten sowie die zweimonatige Änderungsfrist sind nachvollziehbar. Allerdings sollten diese Kriterien nicht einseitig durch die VNB festgelegt werden dürfen, da die Berücksichtigung der Umsetzbarkeit durch den Anschlusspetenten so nicht gewährleistet werden kann. Der BWE empfiehlt daher, die Branchenverbände und Anschlussbegehrenden, einschließlich der Projektentwickler, in die Bewertung der Kriterienvorschläge der VNB miteinzubeziehen, um eine sinnvolle und praxisnahe Grundlage zu schaffen. Beispielsweise merkt die Branche an, dass die bisher vorgeschlagenen Nachweise für Projektfortschritte (behördliche Genehmigungen, Vorbescheide, Finanzierungszusagen o. Ä.) in den meisten Fällen nicht binnen der Reservierungsabschnitte vorgelegt werden können. Insbesondere im Windbereich dauert die Projektrealisierung in den meisten Fällen vier Jahre und länger. Bei der Errichtung von Umspannwerken, die auf einer Eigeninitiative beruhen, sind die Bestellzeiten oft länger als die maximal eingeräumten zwei Jahre.

Zu § 8a Abs. 4 EEG (Ref-E) – Erster Projektfortschritt

Der Gesetzentwurf schafft den Rahmen, den ersten Projektfortschritt bereits mit Übermittlung der Netzverträglichkeitsprüfung einzureichen und die Reservierung der angefragten Netzanschlusskapazität bereits mit Versendung der Ergebnisse der Netzverträglichkeitsprüfung beginnen zu lassen. Dies ist praxisnah und begrüßenswert.

Zu § 8a Abs. 5 EEG (Ref-E) – Umsetzungszeitraum definieren

Der BWE empfiehlt vor dem Hintergrund der Ergebnisse des BraBeNa, die Umsetzung des Kapazitätsreservierungsmechanismus schnellstmöglich unter Einbindung der EE-Branche zu definieren. So kann die Planungs- und Investitionssicherheit bereits frühzeitig für zukünftige Projekte erhöht und der prozessuale Aufwand für VNB und Anschlussbegehrende reduziert werden.

Zu § 85 EEG (Ref-E) – Kompetenzerweiterung BNetzA

Im Zusammenhang mit dem neu einzuführenden Kapazitätsreservierungsmechanismus sieht der BMWK-Entwurf eine Ergänzung der Aufgaben der BNetzA nach § 85 EEG vor. Diese trägt der BNetzA auf, zusätzlich zur Überwachung des Netzanschlusses von EE-Anlagen nach § 8 EEG auch die Reservierungen von Netzanschlusskapazitäten durch Netzbetreiber nach § 8a EEG zu überwachen. Der BWE begrüßt die Aufgabenerweiterung der BNetzA und merkt an, dass die Branchenverbände der Erneuerbaren in die Kriterienentwicklung für den Reservierungsmechanismus miteinbezogen werden sollten (siehe Anmerkung zu § 8a EEG).

3.2 Über den Gesetzentwurf hinaus: Vorschlag zur Überbauung von Netzverknüpfungspunkten

Der BWE begrüßt die dringend notwendige Beschleunigung von Netzanschlüssen von EE-Anlagen.

Davon unbenommen ist die sich verschärfende Diskrepanz zwischen EE-Ausbau und Stromnetzausbau. Vor diesem Hintergrund weisen wir erneut auf die Vorteile der Überbauung von NVP hin. Durch die effizientere Nutzung bestehender Netzinfrastruktur kann die Energiewende als Ganzes beschleunigt und deren Kosten reduziert werden – sowohl für den Staatshaushalt als auch die Endverbraucher*innen. Unter anderem werden die notwendige Bezuschussung von erneuerbarem Strom durch Spitzenlastverschiebung und die Netzentgelte durch geringere Netzkosten und Preisspitzen (Spotpreise) gesenkt, wie in der NVP-Studie³ des BEE detailliert nachzulesen ist. Ebenfalls Teil der Studie ist ein detaillierter Regelungsvorschlag, der die Einbettung der Netzüberbauung in das Energiewirtschaftsgesetz im Detail beschreibt.⁴

³ BEE (2024): Studie zu Netzverknüpfungspunkten. [LINK](#). Abgerufen am 10.09.2024.

⁴ Ebenda, Seite 81ff.

4 Energy Sharing

4.1 Stellungnahme zum § 42c EnWG (neu) (Ref-E)

Wir begrüßen die Umsetzung der europäischen Vorgabe zur Förderung des Energy Sharings ausdrücklich. Die Einführung einer solchen Regelung stellt einen wichtigen Schritt in Richtung einer dezentralen und nachhaltigen Energieversorgung dar, die es verschiedenen Akteuren ermöglicht, aktiv am Energiemarkt teilzunehmen.

Das Recht auf Energy Sharing wird im Artikel 15a der europäischen Strombinnenmarkttrichtlinie klar definiert und mit den entsprechenden Rechten und Pflichten versehen. Dies schafft Transparenz und Rechtssicherheit für alle Beteiligten und legt die Grundlage für eine gerechte und nachhaltige Energiezukunft. Konkret gibt die Richtlinie Folgendes vor: Die Mitgliedstaaten sollen sicherstellen, dass alle Haushalte, kleine und mittlere Unternehmen, öffentliche Einrichtungen und, sofern ein Mitgliedstaat dies beschlossen hat, auch andere Kategorien von Endkunden das Recht haben, sich auf diskriminierungsfreie Weise innerhalb derselben Gebotszone oder innerhalb eines von diesem Mitgliedstaat festgelegten engeren geografischen Gebiets als aktive Kunden an der Nutzung produzierter erneuerbarer Energie zu beteiligen. Darüber hinaus sind im Gesetzentwurf Verpflichtungen für die EU-Mitgliedstaaten vorgesehen, die sicherstellen, dass diese Regelungen konsequent umgesetzt werden und so einen harmonisierten Binnenmarkt für Energie schaffen.

Allerdings hatte die EU bereits eine Umsetzungsfrist bis Mitte 2021 gesetzt, die leider nicht eingehalten wurde. Dies verzögerte die dringend notwendige Schaffung eines Rechtsrahmens, der eine breit angelegte Beteiligung an Energy Sharing ermöglichen soll.

Der vorliegende Gesetzentwurf § 42c EnWG (Ref-E) – Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien bildet die Grundlage für die Umsetzung des Energy Sharings in deutsches Recht. Dabei bestehen, wie auch die Gesetzesbegründung ausführt, noch viele ungeklärte wichtige Punkte. Diese Lücken können die Anwendbarkeit und somit den Nutzen von Energy Sharing erheblich einschränkt. Besonders kritisch ist, dass die Windenergiebranche aufgrund der gegenwärtigen Ausgestaltung in ihren Partizipationsmöglichkeiten stark begrenzt ist und nur unter erschwerten Bedingungen oder gar nicht an Energy Sharing teilnehmen kann.

Trotz der teilweise positiven Ansätze im Gesetzentwurf ist es aus unserer Sicht unerlässlich, sicherzustellen, dass alle relevanten Akteure angemessen berücksichtigt und gleichzeitig die offenen Fragen geklärt werden. Wir regen eine größtmögliche Teilhabe am Energy Sharing an, um das volle Potenzial von Energy Sharing auszuschöpfen. Die nachfolgenden Vorschläge, die wir im Folgenden machen, basieren auf dem Positionspapier „Eckpunkte eines Energy Sharing Modells“⁵ des BEE.

⁵ BEE (2023): Eckpunkte eines Energy Sharing Modells. [LINK](#). Abgerufen am 09.09.2024.

4.2 Änderungsvorschläge zur Integration der Windenergie durch Energy Sharing

4.2.1 § 42 Abs. 7 EnWG (Ref-E) – Ausnahmefälle

Der BWE bewertet als positiv, dass die Reduktion der reinen Pflichten von § 5 und der §§ 40 bis 42 für Kleinstprojekte im Energy Sharing im Gesetzentwurf unter Absatz 7 aufgenommen wurde. Dies stärkt die gerade für die EE-Branche wichtige Akteursvielfalt.

4.2.2 § 42c Abs. 3 EnWG (Ref-E) – Regelzonen

Derzeit sieht der Gesetzentwurf vor, dass die Betreiber von Verteilnetzen sicherstellen, dass die gemeinsame Nutzung von Energie nach Absatz 1

- (1) ab dem 1. Juni 2026 innerhalb des Bilanzierungsgebiets eines Elektrizitätsverteilnetzbetreibers und
- (2) ab dem 1. Juni 2028 innerhalb des Bilanzierungsgebiets eines Elektrizitätsverteilnetzbetreibers sowie in dem Bilanzierungsgebiet eines direkt angrenzenden Verteilnetzbetreibers in derselben Regelzone ermöglicht wird.

Dies ist ebenso im Rahmen der Vorgaben für den Netzzugang zu berücksichtigen.

Diese Definition bewerten wir als zu eng. Sie bildet nicht die Unterschiedlichkeit von Netzgebieten und den daraus resultierenden Anforderungen ab. Stattdessen schlagen wir einen Radius von 50 km um die Erzeugungsanlage vor. Die Argumente hierfür führen wir in den folgenden Abschnitten aus:

Netzgebietsgröße

- Während einige Netzgebiete nur eine Fläche in der Größe eines Dorfs oder einer kleineren Stadt haben, verfügen die größeren Bundesländer über Netzgebiete, die bis zu 10 Prozent Gesamtdeutschlands entsprechen. Es wird offensichtlich, dass dies eine starke Ungleichbehandlung für Personen in kleineren Netzgebieten darstellt und die Akzeptanz der Regelung untergräbt.

Netzgebietsränder

- Eine weitere Herausforderung liegt an den Rändern solcher Netzgebiete. Während die Erneuerbare Anlage sichtbar für bestimmte Endkunden in der Region wäre (bei modernen Windenergieanlagen sind es bis zu 5 km), können mitunter selbst ein paar Hundert Meter entscheiden, ob Endkunden diese nutzen können.

Einschränkung auf „eigenes Netzgebiet und angrenzendes Netzgebiet“

- In Regionen mit vielen kleinen Bilanzierungsgebieten ist eine praktische Umsetzung des Energy Sharings kaum möglich bzw. mit deutlich höheren Kosten verbunden. Die Gründe hierfür liegen sowohl im fehlenden Portfolioeffekt in räumlicher Ebene als auch in der Anzahl der beteiligten Projekte und Endkunden.
- Zudem stellt sich die Frage, was unter EEG § 42e Absatz 3 Punkt 2 (Ref-E) mit dem Begriff „direkt angrenzend“ gemeint ist. Bezieht sich dies auf eine räumliche direkte Anbindung (horizontale Verbindung) oder auf eine spannungstechnische Verbindung (vertikale Verbindung)? Es ist

wichtig zu erfassen, dass ein räumliches physisches Gebiet von mehreren Bilanzierungsgebieten unterschiedlicher Netzbetreiber bewirtschaftet und überlagert werden kann. So kann unter Umständen ein kleiner Netzbetreiber die Niederspannung bewirtschaften, die wiederum an die Mittelspannung an einen größeren Netzbetreiber mit eigenem Bilanzierungsgebiet angeschlossen ist. Dieser könnte wiederum über die Hochspannung an einen Flächennetzbetreiber mit ebenfalls eigenem Bilanzierungsgebiet angeschlossen sein.

- Daher ist die Frage, was damit genau gemeint ist, da es noch eine zusätzliche Eingrenzung für Energy Sharing ergeben würde, denn so könnte in einem Fall ein Endkunde auf Niederspannung nicht den Strom eines Windparks auf Mittel- oder Hochspannung erhalten, unabhängig davon, ob dieser nur wenige Kilometer von seinem Haus entfernt, produziert werden würde, wenn die Mittel- bzw. die Hochspannung von anderen Netzbetreibern bewirtschaftet wird.
- Wenn damit der „räumliche“ Bezug gemeint wäre, stellt sich die Frage, wie dann das Bilanzierungsgebiet des netzanschlussgebenden Netzbetreibers entsprechend in die anderen unterschiedlich ausgeprägten Bilanzierungsgebiete der höherspannigen Bilanzierungsgebiete anderer Netzgebiete integriert werden soll. Der Aufwand hierfür wäre vermutlich sehr hoch.

Der von uns vorgeschlagene Radius von 50 km ermöglicht eine flexiblere und effektivere Nutzung der vorhandenen Ressourcen, insbesondere in ländlichen und strukturschwachen Regionen. Darüber hinaus sichert er Transparenz und Diskriminierungsfreiheit zu.

4.2.3 § 42c Abs. 5 EEG (Ref-E) – Lieferanten- und Informationspflichten

Für ein stabiles Stromsystem ist es wichtig, dass zu jedem Zeitpunkt die Einspeisung der Auspeisung aus dem Stromnetz entspricht. Hierfür wird für die Lieferanten vereinfacht ein Viertelstunden-Zeitraum definiert, in dem sie dies einhalten müssen. In dem nun vorliegenden Gesetzentwurf geht es allerdings um eine „Teilbelieferung“, ohne dabei das Problem der Lieferantenpflichten zu adressieren und zu lösen.

Im Gesetzentwurf bleibt vollständig offen, wie der Reststromlieferant Informationen über die Einspeisung und Versorgung im Energy-Sharing-Rahmen zeitlich erhält. Dies führt zu erheblichen Risiken und erzeugt damit höhere Kosten. Wie in mehreren vom BMWK initiierten Fachgesprächen thematisiert, benötigt der Reststromlieferant über eine Fahrplanübergabe des Energy-Sharing-Lieferanten dessen Lieferrahmen, um seine Reststromlieferung zu koordinieren und somit seine eigene Viertelstunden-Bilanzierung zwischen Ein- und Auspeisung anzupassen. Andernfalls können Bilanzierungsungleichgewichte zur Belastung der Systemstabilität führen.

Gleiches gilt in dem Zusammenhang auch mit den fehlenden Informationspflichten im Gesetzesvorschlag zwischen dem Direktvermarkter der EE-Anlage und dem Energy-Sharing-Lieferanten. Letzterer zwingt einen Teil der Einspeisung zu seinem Endkunden ab, sodass nicht die online gemessene Einspeisung der EE-Anlage dem Direktvermarkter vollständig für die Vermarktung zur Verfügung steht. Ohne dieses Wissen der Minder Mengen ist es kaum möglich, für den Direktvermarkter Anpassungen an seine Vermarktungsgröße vorzunehmen, was wiederum die gleiche Gefahr für die Systemstabilität darstellt wie beim vorherigen Beispiel mit dem „Reststromlieferanten“.

Es ist nicht verständlich, weshalb der Energy-Sharing-Lieferant Informationen über die Verfügbarkeit seiner Anlagen an die Endkunden weitergibt, wie im Gesetzentwurf vorgesehen, aber nicht direkt an

den Reststromlieferanten. Damit versiegt diese Information beim Endkunden, da dieser das wiederum nicht weitergeben muss und vermutlich auch nicht kann, und führt zu weiteren Risiken für den Reststromlieferanten. Daher regen wir an, dass die Information zu Nichtverfügbarkeiten der Energy-Sharing-Anlagen (und somit ein geänderter Fahrplan der Lieferung) entsprechend direkt an den Reststromlieferanten geleistet werden muss.

4.2.4 § 42c Abs. 1 EEG (Ref-E) – Ausschluss von Marktakteuren

Der Gesetzentwurf schließt EE-Produzenten und Direktvermarkter aus, die zur „Haupttätigkeit des die Anlage betreibenden oder mitnutzenden Letztverbrauchers ist“. Diese künstliche Einschränkung bestraft diejenigen, die sich seit mehr als zwei Jahrzehnten für die Energiewende einsetzen, da es sowohl die Grünstromhändler mit eigenem Portfolio oder auch größere Betreiber/Projektierer ausschließt.

Zudem werden verschiedene mittlere und größere Verbraucher ausgeschlossen, am Energy Sharing zu partizipieren. Auch wenn Energy Sharing sicherlich eine „Graswurzelbewegung“ ist und sich vergrößert, stellt sich die Frage, weshalb es nicht möglich sein kann, größere Unternehmen teilnehmen zu lassen.

4.2.5 § 42c Abs. 2 EEG (Ref-E) – Aufteilungsschlüssel des ermittelten Anteils

Der Gesetzentwurf gibt vor, dass der Aufteilungsschlüssel zentral in einer Vereinbarung zwischen Energy-Sharing-Lieferanten mit dem Energy-Sharing-Kunden enthalten und definiert sein muss. Es fehlt allerdings an der Definition, wie dieser gefasst werden soll. Wenn der Aufteilungsschlüssel vorab über einen Zeitraum, also zum Beispiel 5 Prozent der stündlichen Einspeisung der Anlage, festgesetzt würde, dann ergeben sich gleich mehrere Herausforderungen. Unklar ist, was passiert, wenn der Endkunde absolut gesehen in diesem Zeitfenster keine 5 Prozent der stündlichen Einspeisung abnehmen kann. Auch die Frage bei Veränderung/Erweiterung der Portfolios (Erzeugungs- oder Verbrauchsseite) müsste dieser feste Aufteilungsschlüssel stets angepasst werden.

Hinzu kommt, dass eine 100-Prozent-Aufteilung der Einspeisung nicht möglich ist, wenn bestimmte Kunden bereits einen festen Anteil beanspruchen. Ein flexibler und dynamischer Verteilmechanismus ist daher unerlässlich, um auf variable Verbrauchsmuster und Erzeugungskapazitäten reagieren zu können. Aus oben stehenden Gründen kann daher kein fester Wert gemeint sein. Wenn dieser sich nun stündlich aus dem Angebot und Verbrauch des Energy Sharings ergibt, so wäre eine gesetzliche Vorgabe des Aufteilungsschlüssels zum ermittelten Anteil kaum notwendig bzw. zielführend.

Wichtig hierbei ist allerdings, dass die Information über die Lieferung an den Endkunden auch dessen Reststromlieferant vorab erhält, da dieser nur so entsprechend mit seiner Fahrplananpassung gegensteuern kann. Gleiches gilt für die Reststromdirektvermarkter.

Der BWE fordert daher eine flexible gesetzliche Regelung, die es ermöglicht, dynamische Aufteilungsschlüssel festzulegen, die den realen Verbrauchs- und Erzeugungsverhältnissen gerecht werden. Dabei muss sichergestellt werden, dass die Reststromlieferanten rechtzeitig informiert werden, um eine effiziente und nachhaltige Energieversorgung sicherzustellen.

4.2.6 § 42c Abs. 6 EEG (Ref-E) – Abgabensituation bei Steuern, Umlagen u. a.

Der Gesetzentwurf regelt, dass Teile der Aufgaben (hier Erfassung und Weiterleitung von Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte) auf den Reststromlieferanten auf Verlangen des Endkunden übernommen werden können. Dies entspricht einer Dienstleistung, die Kosten verursacht und entsprechend seitens der Reststromlieferanten eingepreist werden wird.

Es bestehen weitere finanzfachliche Fragestellungen. Unklar ist zum Beispiel, ob die Umsatzsteuer auf etwas erhoben werden kann, bei dem es keine Grundlage (also Stromlieferungsmenge) gibt. In einem ähnlichen Fall gab es in den Jahren 2012/2013 Fragestellungen hinsichtlich des Dienstleistungsentgelts bei direktvermarkteten erneuerbare Energien-Anlagen.

Wir empfehlen dringend, diese Themen vorab mit dem Bundesministerium für Finanzen (BMF) zu klären, um unnötige Risiken und Unsicherheiten zu unterbinden.

5 Beteiligung und Bürgerenergie

5.1 Stellungnahme zur Streichung fiktiver Strommengen in § 6 EEG (Ref-E)

Wir begrüßen die jüngste Anpassung bezüglich der fiktiven Strommengen ausdrücklich. Bisher war die rechtliche Situation in diesem Bereich unklar und sorgte für Unsicherheit. Mit der Streichung der fiktiven Strommengen aus § 6 EEG wird jetzt eine notwendige Klarstellung vorgenommen. Künftig wird das Angebot von 0,2 ct nur noch für tatsächlich eingespeiste Strommengen gelten, was aus unserer Sicht einer sachgerechten und fairen Regelung entspricht.

Insgesamt stellt diese Anpassung eine sehr wichtige und große Erleichterung und Entbürokratisierung für Anlagenbetreiber dar. Die erzeugte Strommenge liegt etwa 2 bis 3 Prozent über der eingespeisten Strommenge (für Anlagen in der EEG-Vergütung, bei anderen Anlagen ist diese Differenz größer), sodass Kommunen durch diese Regelung von Mehreinnahmen profitieren können, die die Einnahmeverluste durch die Streichung der fiktiven Strommengen in ähnlicher Größenordnung ausgleichen. Gleichzeitig entfällt durch den Wegfall des Nachweises der fiktiven Strommengen ein erheblicher administrativer Aufwand für Betreiber.

Allerdings bleibt offen, wie die tatsächlich erzeugte Strommenge der jeweiligen Anlage ermittelt werden soll. Die erzeugte Strommenge kann grundsätzlich von den Betreibern mit Einsatz der üblicherweise genutzten Software sehr einfach und unproblematisch nachgewiesen werden. In jedem Fall sollte auch der Nachweis der erzeugten Strommenge in der praktischen Ausgestaltung möglichst unbürokratisch erfolgen, um Unstimmigkeiten und potenzielle Konflikte von vornherein zu vermeiden.

Die Übergangsregelung in § 100 Absatz 2 EEG-Referentenentwurf wird begrüßt. Danach gilt der § 6 EEG 2023 für Vereinbarungen, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes geschlossen wurden, in der bisherigen Fassung fort. Werden diese nach § 6 EEG 2023 geschlossenen Vereinbarung nach dem Inkrafttreten dieser Novelle angepasst, gelten für diese Vereinbarungen – ebenso wie für alle nach Inkrafttreten neu abgeschlossenen Vereinbarungen – § 6 Absatz 2 und 3 EEG 2023 in ihrer neuen Fassung.

Es wird darauf hingewiesen, dass für die klarstellende Änderung in § 6 Absatz 5 EEG 2023 keine Übergangsbestimmung vorgesehen ist.

Zudem ist darauf hinzuweisen, dass diese Änderung zu Anpassungsbedarf in den Landesbeteiligungsgesetzen führen wird. Im niedersächsischen NWindPVBetG ist beispielsweise in § 4 Absatz 1 ein statischer Verweis auf eine „Vereinbarung nach § 6 Abs. 4 EEG 2023“ enthalten, die Vorhabenträger von der Zahlung der Akzeptanzabgabe befreit, solange sie berechtigten Gemeinden und Landkreisen „Zuwendungen in einer dem Satz 1 entsprechenden Höhe für die in § 6 Absatz 2 Satz 1 und Absatz 3 Satz 1 EEG 2023 genannten Strommengen“ zahlen. Die Bestimmung zur Zahlung fiktiver Strommengen müsste entsprechend aus solchen Landesgesetzen gestrichen werden.

5.2 Stellungnahme zur Beteiligung von Gemeinden und Bürgern nach § 22b EEG Abs. 6 (Ref-E)

Die Beteiligung von Kommunen und Anwohner*innen hat in der Windenergiebranche eine lange Tradition und wird vielerorts auch ohne Landesbeteiligungsgesetz praktiziert. Insbesondere die kommunalen Abgaben über § 6 EEG sowie die direkte Beteiligung mittels Bürgerenergiegesellschaften und anderen Genossenschaften sind in der Praxis überaus erprobte Möglichkeiten. Angesichts der Tatsache, dass immer mehr Bundesländer eigene Beteiligungsgesetze verabschieden, unterstützt der BWE die Ergänzung des § 22b EEG grundsätzlich. Es bedarf jedoch einer Ausnahmeregelung für Bürgerenergiegesellschaften nach § 3 Nummer 15 EEG.

Dass den Betreibenden ein Wahlrecht bezüglich der Beteiligungsform zugesprochen wird, ist positiv. Die bundeseinheitliche Ausgestaltung der Option (Benchmark von 0,3 ct/kWh, Berechnung der Abgabe anhand der erzeugten Strommenge, Zusammenwirken mit § 6 EEG) glättet zudem die durch die Landesgesetze entstehende Wettbewerbsverzerrung und schafft Transparenz. Hierbei sollte der Fokus auf der direkten Bürgerbeteiligung liegen, da die indirekte Beteiligung der Kommune bereits durch den § 6 EEG erfolgen kann. Darüber hinaus sollten Einmalzahlungen als direkte Bürgerbeteiligung vermieden werden, da diese dem Grundgedanken der Beteiligung zuwiderlaufen. Beteiligung ist ein kontinuierlicher, auf Dauer gestellter Prozess.

Nicht adressiert werden jedoch die durch die Landesregelungen geschaffenen Mehrbelastungen von Bürgerenergiegesellschaften. Mit Ausnahme des Bürgerenergiegesetzes NRW (BürgEng NRW) nimmt keines der bislang verabschiedeten Beteiligungsgesetze Bürgerenergiegesellschaften von den landesgesetzlichen Abgaben aus. Damit werden sinnwidrig diejenigen Windenergieprojekte zur finanziellen Beteiligung verpflichtet, deren Wertschöpfung bereits gänzlich den Anwohner*innen zugutekommt. Die Novelle des § 22b EEG bietet die Chance zur Korrektur. Es ist bundeseinheitlich festzulegen, dass Bürgerenergiegesellschaften von landesgesetzlichen Beteiligungsabgaben ausgenommen sind.

Konkret regt der BWE folgenden Klarstellungsvorschlag nach § 22b Absatz 6 Satz 3 EEG REF-E an (Ref-E kursiv, BWE-Ergänzung **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 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. **Die Regelungen der Sätze 1 bis 3 sind nicht auf Bürgerenergiegesellschaften im Sinne des § 3 Nr. 15 EEG 2023 anzuwenden.***

Zudem muss aus Sicht des BWE sichergestellt werden, dass die 0,1-Cent-Abgabe tatsächlich zielführend ist, also die Akzeptanz und Teilhabe vor Ort stärkt. Hierzu regt der BWE die Durchführung einer Studie in Niedersachsen an. In diesem Bundesland existieren sowohl ausgeprägte Bürgerenergiestrukturen als auch die direkte Beteiligung über die 0,1-Cent-Abgabe durch das Landesbeteiligungsgesetz. Es gilt, diese unterschiedlichen Formen der Beteiligung im Hinblick auf ihre Zweckdienlichkeit zu evaluieren und zu vergleichen.

5.3 Über den Gesetzentwurf hinaus: Vorschläge zu Bürgerenergie und zu Transparenz

5.3.1 § 3 Nr. 15 EEG – Definition Bürgerenergiegesellschaften

Im Rahmen der Novellierung des EEG in 2023 wurde der Begriff der „Bürgerenergiegesellschaft“ in § 3 Nummer 15 EEG 2023 definiert. Dabei wurde erfreulicherweise klargestellt, dass auch Genossenschaften ausdrücklich in diese Definition aufgenommen werden. Diese Anpassung stellt einen wichtigen Fortschritt dar. Dennoch besteht weiterer Anpassungsbedarf hinsichtlich der Voraussetzungen für Bürgerenergiegesellschaften gemäß § 3 Nummer 15 lit. a-d) EEG, um eine praktikable und realitätsnahe Definition zu gewährleisten.

In seiner aktuellen Ausgestaltung ist § 3 Nummer 15 EEG 2023 nicht praxistauglich, da Bürgerenergiegesellschaften nicht von dem Privileg der Ausnahme von dem Erfordernis eines wirksamen Zuschlags gemäß § 22b Absatz 1 Nummer 3 EEG 2023 betroffen sind. Wir fordern daher eine Änderung, um die Bürgerbeteiligung zu erleichtern und den Ausbau erneuerbarer Energien zu fördern. Für § 3 Nummer 15 lit. a) EEG 2023 schlagen wir vor, dass zum Zeitpunkt der bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigung eine Beteiligung von mindestens 10 Personen nachgewiesen werden muss, während der Nachweis von 50 beteiligten Personen erst bei Inbetriebnahme der Anlage erforderlich ist. Gesellschaften, die sämtliche Anforderungen gemäß § 3 Nummer 15 EEG 2023 erfüllen, sollten grundsätzlich von der Teilnahme an Ausschreibungen ausgenommen werden.

Darüber hinaus ist die Begrenzung auf eine installierte Leistung von 18 MW bei Windenergieanlagen veraltet. Die Megawatt-Leistung als Bezugsgröße entspricht nicht mehr dem Stand der Technik. Daher regen wir eine Anpassung im Rahmen der De-minimis-Beihilfe an, um den aktuellen technologischen Entwicklungen Rechnung zu tragen.

Konkret regt der BWE folgende Änderung des § 3 Nummer 15 lit. a und b EEG 2023 an (neuer Text fett):

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

Nr. 15: „Bürgerenergiegesellschaft“ jede Genossenschaft oder sonstige Gesellschaft,

a) die zum Zeitpunkt der bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigung aus mindestens 10 natürlichen Personen und zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme aus mindestens 50 natürlichen Personen als stimmberechtigten Mitgliedern oder stimmberechtigten Anteilseignern besteht (...)

5.3.2 Transparenzregelung für den Beteiligungsumfang

In vielen Gemeinden werden gemäß § 6 EEG finanzielle Beteiligungen an Strommengen aus Wind- und PV-Projekten gezahlt, um die Akzeptanz vor Ort zu fördern. Entscheidend ist, dass diese Zahlungen transparent kommuniziert werden, damit die beabsichtigte Wirkung eintritt. In der Vergangenheit wurde dies als politischer Erfolg gefeiert. Doch es besteht das Risiko, dass die Zahlungen nicht transparent gemacht werden, besonders durch politische Kräfte, die dem Ausbau erneuerbarer Energien ablehnend gegenüberstehen. EE-Anlagenbetreiber können derzeit nicht erzwingen, dass Gemeinden die Zahlungen veröffentlichen. Individuelle Veröffentlichungen durch Anlagenbetreiber sind weniger glaubwürdig und machen die Mittelverwendung durch die Gemeinden unklar.

Um die Akzeptanz sicherzustellen, wird vorgeschlagen, eine Transparenzregelung einzuführen, die Gemeinden verpflichtet, die erhaltenen Zahlungen öffentlich zu machen. So könnten Bürger*innen nachvollziehen, wie stark ihre Gemeinde finanziell von der Stromerzeugung profitiert. Dies würde klare Verhältnisse schaffen und das Vertrauen stärken, ohne bestehende Verträge zu ändern. Befürworter des Ausbaus erneuerbarer Energien könnten die Vorteile für die Gemeinde mit offiziellen Zahlen belegen, was eine konstruktive Diskussion vor Ort fördert.

Der konkrete Änderungsvorschlag zur Integration einer Transparenzregelung in § 6 EEG Abs. 6 **NEU** lautet wie folgt:

(6) Die Gemeinden⁶ haben personenbezogen, ortsüblich und auf ihrer Internetseite den Umfang der in dem vorangegangenen Kalenderjahr nach diesem Paragraphen erhaltenen Zahlungen bekannt zu machen.

Der BWE führt diesen Vorschlag in einer gesonderten Stellungnahme aus.⁷

⁶ 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.

⁷ BWE (2024): Eine Transparenzregelung für die kommunale Beteiligung nach § 6 EEG. [LINK](#). Abgerufen am 10.09.2024.

6 Planung

6.1 Stellungnahme zum Fortschrittsbericht in § 99a EEG (Ref-E)

Der BWE lehnt den Wegfall des Fortschrittsberichts nach § 99a EEG entschieden ab. Die in der Gesetzesbegründung formulierte Einschätzung, dass die Berichtspflicht ihre Funktion fast vollständig eingebüßt hätte⁸, nehmen wir mit größter Verwunderung entgegen.

Die Problematik rund um seismologische Stationen besteht weiter und hat sich in keiner Weise verringert. Ein Beispiel unter vielen ist die Kölner Bucht mit allein 30 seismologischen Stationen. In dieser Region sind etliche Windenergieprojekte am pauschalen Veto der Stationenbetreiber 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. Solange dies nicht besteht, muss die Problematik rund um seismologische Stationen im Fortschrittsbericht dokumentiert werden.⁹

Eine Verbesserung für die Windenergieprojektierung ist in der Tat im Bereich der Funknavigation und der Wetterradare eingetreten. Der Durchbruch wurde hier erreicht, weil der Deutsche Wetterdienst ab 2024 auf seine Beteiligung als Träger öffentlicher Belange in Genehmigungsverfahren von Windenergieanlagen verzichtet, sofern diese in mehr als 5 km um Wetterradarstandorte errichtet werden sollen.

Das eigentlich entscheidende Thema für den Fortschrittsbericht sind militärische Belange. 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.¹⁰ 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. Es hat aber nach einhelliger Meinung von Branchenvertreter*innen die selbst gesteckten Ziele nicht erreicht. In seiner bestehenden Form sollte es angepasst werden. Nicht nur, dass die Anzahl der Sitzungen erhöht werden müsste, um die Vielzahl an Herausforderungen in der notwendigen Tiefe zu besprechen. Zudem sollten die betroffenen Branchenverbände nicht nur eine Sitzung im Jahr, sondern in alle Sitzungen einbezogen werden.

⁸ BMWK (2024): Gesetzentwurf zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung vom 27.08.2024 (Ref-E), Seite 146.

⁹ BWE (2023): Pauschalabstände zu seismologischen Stationen abschaffen und Einzelfallprüfung als Standard festlegen. [LINK](#). Abgerufen am 09.09.2024.

¹⁰ BWE (2024): Militärische Belange und Windenergie. Veröffentlichung am 25.09.2024.

Vor diesem Hintergrund empfehlen wir nachdrücklich folgende gesetzliche Anpassung:

Konkret regt der BWE folgenden Änderungsvorschlag nach § 99a EEG (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~~

1. Hubschraubertiefflugstrecken,

2. Radarführungsmindesthöhen und

~~3. seismologischen Messstationen.~~

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.~~

6.2 Über den Gesetzentwurf hinaus: Vorschlag zu Duldungspflichten

Bundestag und Bundesrat haben am 26. April 2024 das Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung (sog. Solarpaket I) verabschiedet. Das Solarpaket I enthält eine Duldungspflicht für Flächen der öffentlichen Hand. In der Folge sind die Eigentümer und sonstigen Nutzungsberechtigten solcher Grundstücke verpflichtet, unter anderem das Verlegen und Betreiben von Stromleitungen zum Anschluss von EE-Anlagen an den Verknüpfungspunkt zu dulden und Wegerechte zu gewähren.

Dies führt in der Praxis zu einer geringen Nutzbarkeit des Werkzeugs aus §§ 11a und b EEG. Zudem ist die Duldungspflicht in § 11b EEG nur auf das Recht zur Überfahrt während der Errichtung und des Rückbaus beschränkt. Für eine Nutzbarkeit wesentlich ist jedoch auch das Recht zur Überfahrt zu Wartungszwecken.

Konkreter Vorschlag: § 11a EEG ist wie folgt zu ergänzen (Änderung fett):

(1) Eigentümer und sonstige Nutzungsberechtigte eines Grundstücks ~~im Eigentum der öffentlichen Hand~~ haben auf dem Grundstück die Verlegung, die Errichtung, die Instandhaltung, die Instandsetzung, den Schutz und den Betrieb von elektrischen Leitungen sowie von Steuer- und Kommunikationsleitungen (Leitungen) und sonstigen Einrichtungen zum Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien an den Verknüpfungspunkt nach § 8 Absatz 1 bis 3 sowie von Direktleitungen im Sinn von § 3 Nummer 12 des Energiewirtschaftsgesetzes zu dulden. Der Betreiber der Leitung und von ihm Beauftragte sind berechtigt, das Grundstück zu diesem Zweck zu betreten und zu befahren. Die Duldungspflicht besteht nicht, soweit dadurch die Nutzung des Grundstücks unzumutbar beeinträchtigt wird oder Belange der Landes- und Bündnisverteidigung dem entgegenstehen. 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 Sinn des § 94 Absatz 1 des Bürgerlichen Gesetzbuchs.

Konkreter Vorschlag: § 11b EEG ist wie folgt zu ergänzen (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 Wartung** und zum Rückbau von Windenergieanlagen durch den Betreiber der Windenergieanlagen und durch von ihm Beauftragte zu dulden. Der Betreiber und von ihm Beauftragte dürfen nur die Grundstücke nutzen, die für den Transport benötigt werden. Die Duldungspflicht besteht nicht, soweit dadurch die Nutzung des Grundstücks unzumutbar beeinträchtigt wird oder Belange der Landes- und Bündnisverteidigung dem entgegenstehen. Die Duldungspflicht erstreckt sich auch auf die Ertüchtigung des Grundstücks für die Überfahrt und Überschwenkung. Der Betreiber hat nach der letzten Überfahrt einen dem ursprünglichen Zustand im Wesentlichen gleichartigen Zustand herzustellen.*

7 Anlagenbetrieb

7.1 Stellungnahme zur Redispatch-Regelung in §§ 13a, 14 EnWG

Die BNetzA regelt über eine Richtlinie die pauschale Entschädigung von EE-Anlagenbetreibern. Der vorliegende Gesetzentwurf ermächtigt die BNetzA, die Berechnungsmethode des Aufwendungsersatzes (Netzbetreiber an EE-Anlagenbetreiber) weiter auszugestalten. Eines der Hauptanliegen besteht darin, negative Anreize für eine ineffiziente Bewirtschaftung setzen zu können.

Der BWE erkennt an, dass der bilanzielle Ausgleich zwischen Verteilnetzbetreibern und Anlagenbetreibern in der Praxis nicht funktioniert und begrüßt, dass der finanzielle Ausgleich weiterhin ermöglicht wird, solange dies der Fall ist. Weiter hält der BWE die Bundesnetzagentur dazu an, das Festlegungsverfahren für die pauschale Bestimmungsverfahren für angemessene Aufwendungsersatz nach § 29 Absatz 1 EnWG zeitnah und unter Einbindung der betroffenen Verbände zu initiieren. So kann sichergestellt werden, dass die getroffenen Regelungen einen vereinfachten, zuverlässigen und angemessenen finanziellen Ausgleich und somit dem wirtschaftlichen Betrieb von EE-Anlagen zulassen.

7.2 Über den Gesetzentwurf hinaus: Vorschlag zur Entschärfung der BNK-Problematik im EEG

Gemäß § 9 Absatz 8 EEG müssten Windenergieanlagen an Land ab dem 1. Januar 2025 mit bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnungseinrichtungen ausgestattet sein, wenn sich für diese eine Pflicht zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung (BNK) aus dem Luftverkehrsrecht ergibt.

In der Praxis zeigt sich immer mehr, dass die Gefahr besteht, dass Betreiber von Windenergieanlagen unverschuldet – beispielsweise aufgrund fehlender Zustimmungen seitens der Behörden – mit Strafzahlungen nach § 52 EEG belastet werden. Mit 10.000 € pro installierter MW-Leistung pro Monat wird der wirtschaftliche Betrieb einer Anlage unmöglich gemacht.

§ 52 EEG legt fest, dass die Pönalenzahlung an den Netzbetreiber zu entrichten sind. Die zu leistende Zahlung von 10 € pro kW installierter Leistung und Kalendermonat (Absatz 2) reduziert sich auf 2 € pro kW installierter Leistung und Kalendermonat, sobald die entsprechende Pflicht erfüllt wird, wobei diese Verringerung bis zum Beginn des Pflichtverstoßes zurückwirkt (Absatz 3). Ziel unserer Mitglieder ist es, die gesteckten Ziele zu erreichen und somit einen wichtigen Beitrag zur Akzeptanz und Weiterentwicklung der Windenergie in Deutschland zu leisten.

Jedoch zeigen sich in der Praxis einige Hürden:

Gemäß § 9 Absatz 8 EEG ist der Betreiber verpflichtet, die Windenergieanlagen mit einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung auszustatten. In diesem Zusammenhang zeigt sich, dass derzeit noch keine ausreichende Klarheit darüber herrscht, was genau unter „ausgestattet“ zu verstehen ist. Selbst Anlagen, die mit BNK-Technologie ausgestattet sind, sind nicht zwangsläufig „dunkel“ geschaltet, da sie oft noch auf die erforderliche Genehmigung warten.

Zudem sieht die AVV-Kennzeichnung den Nachweis der Funktionsfähigkeit der BNK am Standort des Luftfahrthindernisses durch eine Baumusterprüfstelle, zum Beispiel durch Befliegung, vor. Dieser langwierige Prozess führt unter anderem aufgrund von Personalengpässen und einer Vielzahl an Anträgen bei den jeweiligen Behörden in einigen Bundesländern zu erheblichen Verzögerungen. Besonders

problematisch ist die Einbeziehung der Baumusterprüfstellen, die noch vor dem Einreichen des vollständigen, prüffähigen Antrags eingebunden werden müssen.¹¹ Dies sorgt für weitere Komplikationen, Verteuerungen und Verzögerungen, auch da es das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) versäumt hat, weitere Baumusterprüfstellen zu berufen.

Es ist dringend erforderlich, die Prozesse zu vereinfachen und klare Vorgaben zu schaffen, wo genau man die „Pflichterfüllung“ bzw. den „unverschuldeten Verstoß“ beim BNK festmacht, damit die Betreiber die BNK-Ausstattung fristgerecht und ohne zusätzliche Belastungen umsetzen können.

Der BWE schlägt somit vor, die Pflichterfüllung an der Einreichung zur Prüfung der „standortbezogenen Erfüllung der Anforderungen für den jeweiligen Windpark“ festzumachen. Dafür spricht, dass mit der Standortprüfung bereits vom Vorhabenträger erhebliche Vorarbeiten geleistet und nachgewiesen wurden, das BNK-System verbaut und grundsätzlich technisch einsatzbereit ist, auch wenn einige Einstellungen noch nachjustiert werden müssen.

Zudem spricht dafür, dass damit der langwierige und nicht vom Vorhabenträger beeinflussbare Prozess der Baumusterprüfung ausgeklammert wird. Ebenfalls ausgeklammert würden die „zuständigen Landesbehörden“. Diese unterscheiden sich von Bundesland zu Bundesland und auch nicht alle Landesbehörden stellen automatisch eine „Vollständigkeitserklärung“ aus.

Konkreter Vorschlag: § 9 Absatz 8 EEG ist durch einen neuen Satz 4 wie folgt zu ergänzen (neuer Text fett):

(8) 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.

(...)

Die Pflicht nach Satz 1 gilt ab dem 1. Januar 2025. Die Pflicht aus Satz 1 und 2 ist erfüllt, wenn der Betreiber einer Windenergieanlage die standortbezogene Erfüllung der Anforderungen für den jeweiligen Standort bei einer vom BMVI benannten Stelle zur Prüfung eingebracht hat und die bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung unverzüglich nach deren abschließender behördlicher Genehmigung in Betrieb nimmt. Betreiber von Windenergieanlagen, die vor dem Ablauf des 31. Dezember 2024 in Betrieb genommen wurden, bei denen die Pflicht nach Satz 1 nicht erfüllt wurde und für die keine Ausnahme nach Satz 6 zugelassen wurde, sind verpflichtet, unverzüglich einen vollständigen und prüffähigen Antrag auf Zulassung einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung bei der zuständigen Landesbehörde zu stellen. Die Pflicht nach Satz 1 kann auch durch eine Einrichtung zur Nutzung von Signalen von Transpondern von Luftverkehrsfahrzeugen erfüllt werden. Von der Pflicht nach Satz 1 kann die Bundesnetzagentur auf Antrag im Einzelfall insbesondere für kleine Windparks Ausnahmen zulassen, sofern die Erfüllung der Pflicht wirtschaftlich unzumutbar ist.

¹¹ Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen. Anhang 6 Nummer 3. [LINK](#). Abgerufen am 10.09.2024.

Da es auch über die Antragstellung hinaus technische Schwierigkeiten geben kann, die nicht in der unmittelbaren Einfluss-Sphäre des Betreibers liegen, wie zum Beispiel eine gegebene Internetabdeckung, schlagen wir eine Änderung des § 52 Absatz 1 Satz 1 EEG 2023.

Konkreter Vorschlag: An § 52 Absatz 1 Nummer 3 EEG ist ein neuer Satz 2 anzuhängen (neuer Text fett):

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

3. gegen § 9 Absatz 8 verstoßen.

(...) Die Pflicht aus Absatz 1 Nummer 3 besteht nicht, wenn der Anlagenbetreiber den Verstoß nicht zu verschulden hat.

8 Geschäftsmodelle und Vergütung

8.1 Stellungnahme zur Anpassung des Vergütungsbeginns nach § 36i EEG (Ref-E)

Mit der Änderung in § 36i EEG 2023 wird die Frist für den spätestmöglichen Beginn des Vergütungszeitraums für Windenergieanlagen um sechs Monate auf 36 Monate verlängert.

Mit der am 9. Februar 2024 in Kraft getretenen Änderung des EEG 2023 (BGBl. 2024 I Nr. 33) wurde die Realisierungsfrist für Windenergieanlagen an Land in § 36e EEG 2023 um sechs Monate auf 36 Monate verlängert. Auch die in § 55 Absatz 1 Satz 2 EEG 2023 geregelten Pönalfristen für Windenergieanlagen an Land wurden jeweils um sechs Monate verlängert. Mit der Änderung in § 36i EEG 2023 soll nun auch die Bestimmung zum Vergütungsbeginn entsprechend angepasst und damit eine insgesamt konsistente Regelung geschaffen werden.

Die Änderung in § 36i EEG (von 30 auf 36 Monate) ist sehr zu begrüßen und schließt eine für Projektentwickler/Betreiber ungünstige Lücke.

8.2 Über den Gesetzentwurf hinaus: Vorschläge zur Stromdirektbelieferung und zum Umgang mit negativen Strompreisen

8.2.1 Stromdirektbelieferungen häufiger ermöglichen

Räumliche Nähe in § 3 und § 24b EEG streichen

Die Direktbelieferung mit erneuerbaren Energien stellt für Industrieunternehmen eine große Chance dar, da viele Unternehmen aus dem industriellen Mittelstand in Lieferketten eingebunden sind, in denen CO₂-Minderungsziele verbindlich definiert sind, und somit nach Möglichkeiten suchen, sich schnell aus Erneuerbaren Energiequellen zu versorgen.

Die Direktbelieferung der Industrie, eine direkte physische (und nicht nur eine bilanzielle) Stromlieferung – ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes – hat ihre rechtliche Grundlage sowohl im EEG als auch im EnWG. Obwohl die Industriestrombelieferung einige Vorteile hat, gibt es nach wie vor wenig Direktbelieferung in der Praxis, da die praktische Umsetzung durch wenige gesetzliche Vorgaben verhindert wird.

Zum einen hindert das Kriterium der unmittelbaren räumlichen Nähe eine pragmatische Nutzung der Direktlieferung, da das Kriterium nicht klar definiert ist und es zweifelhaft ist, ob die Anforderung erfüllt ist. In der Praxis hindert das rechtliche Risiko, das durch den nicht näher bestimmten Begriff besteht, regelmäßig substanzielle Investitionen. Der Begriff taucht an unterschiedlichen Stellen im EEG auf und sollte gestrichen werden:

Konkret regt der BWE an, §§ 3 Nummer 16, 21b Absatz 4 Nummer 2 lit. a EEG 2023 wie folgt zu ändern:

§ 3 Nummer 16 EEG

„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.~~

Die gleiche Änderung müsste auch in § 21b EEG vorgenommen werden.

§ 21b Absatz 4 Nummer 2 lit. a EEG

(4) Unbeschadet von Absatz 1 können Anlagenbetreiber

- 1. jederzeit ihren Direktvermarktungsunternehmer wechseln oder*
- 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 nach § 21 Absatz EEG § 21 Absatz 1 Nummer 3 oder des Absatzes 1 Satz 1 Nummer 3 vorliegt.*

Zum einen ergeben sich immer wieder Probleme hinsichtlich der anschließbaren Kundenanlagen. Es herrscht Unklarheit darüber, ob mehrere Kundenanlagen angeschlossen werden können, und darüber, ob bei Direktleitungen die Netzverbindung in irgendeiner Weise möglich sein kann. Dies führt in der Praxis zu massiven Investitionshemmnissen.

Ergänzung der Definition „Direktleitung“ in § 3 Nr. 12 EnWG

Die Definition „Direktleitung“ in § 3 Nummer 12 EnWG könnte dazu wie folgt ergänzt werden (neuer Text fett, Alternativvorschlag fett):

Direktleitung

*eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen **oder mehrere** Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen oder Kunden verbindet, oder eine zusätzlich zum Verbundnetz errichtete Gasleitung zur Versorgung einzelner Kunden; **im Fall von Elektrizitätserzeugern kann die Leitung dabei zugleich auch dem Netzanschluss der Elektrizitätserzeuger und der Kundenanlage dienen,***

(...).

Weiter hindern erhebliche Anforderungen zur Informations- und Berichtspflicht an Betreiber von EE-Anlagen, die einzelne industrielle oder gewerbliche Verbraucher*innen direkt beliefern, die Umsetzung von Industriedirektbelieferungen.

Informations- und Berichtspflichten zielen auf die diskriminierungsfreie Bewirtschaftung eines Netzgebiets mit allen Pflichten zur Bilanzierung und Entgeltberichterstattung im Sinne der Strommarktliberalisierung ab. Die reine Belieferung über eine Direktleitung stellt hierbei kein Netz dar; noch ist der Anschluss anderer Abnehmer*innen an eine solche dezidiert geschaffene Kundenanlage zur 1:1-Belieferung technisch möglich.

Um diesem Problem entgegenzuwirken, regt der BWE an, § 41 EnWG durch einen **neuen** Absatz 9 zu ergänzen:

(9) Verträge über die Lieferung von Strom aus Anlagen im Sinne des § 3 Nr. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juli 2014¹² an einen Kunden, der nicht Haushaltskunde ist, sind von der Geltung des Abs. 1 Nr. 6, 7, 9, 10, 11, Abs. 2, 3, 4, 5 und 7 ausgenommen.

In der Praxis hält sich zudem hartnäckig das ungeschriebene Tatbestandsmerkmal, dass keine Verbindung zum Netz bestehen dürfe und kein Netzstrom über sie fließen dürfe. Eine gesetzliche Konkretisierung durch den Wegfall der Einschränkung der Leitungslänge würde hier für Klarheit und Investitionssicherheit sorgen.

Die Definition der Kundenanlage in § 3 Nummer 24a und b EnWG könnte dazu wie folgt geändert werden (Änderungen und Ergänzungen fett):

a) die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden oder bei der durch eine Direktleitung nach Nummer 12 ~~mit einer maximalen Leitungslänge von 5 000 Metern und~~ mit einer Nennspannung von 10 bis einschließlich 40 Kilovolt Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes angebunden sind,

*b) mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer **oder mehreren** Erzeugungsanlagen verbunden sind. **Wobei weder die Leitung ans Energieversorgungsnetz noch die Leitung an Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und die Anlagen nach § 3 Nummer 1 Erneuerbare-Energien-Gesetz auf dem räumlich zusammengehörenden Gebiet liegen müssen.***

Weitere Argumente, Vorteile und Hintergründe zur Direktbelieferung können in dem BWE-Positionspapier zu Direktbelieferungen nachgelesen werden.¹³

¹² Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 26. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 202) geändert worden ist.

¹³ BWE (2024): Stromdirektbelieferung für Unternehmen. [LINK](#). Abgerufen am 10.09.2024.

8.2.2 Umgang mit negativen Strompreisen

Der vorliegende Gesetzentwurf enthält keine neuen Regelungen zur Förderung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in Zeiten negativer Spotmarktpreise. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) weist jedoch im Anschreiben zur Verbändeanhörung ausdrücklich darauf hin, dass dieses Thema aktuell behandelt wird. Wir interpretieren dies als eine Fortführung der Ankündigung der Bundesregierung, die entsprechende Förderung zu streichen, um Kosten zu senken.

Wir möchten nachdrücklich betonen, dass dieses Vorgehen lediglich das Symptom bekämpft, jedoch nicht die Ursache. Der Gesetzgeber sollte vielmehr darauf abzielen, die Entstehung negativer Strompreise zu minimieren. Die entsprechenden Lösungsansätze sind in der BEE-Studie zum Strommarktdesign ausführlich dargelegt und könnten kurzfristig umgesetzt werden. Dazu zählen die Schaffung starker Anreize für Flexibilitäten und die generelle Umstellung des Absicherungssystems des EEG von einem zeitbasierten auf ein mengenbasiertes System. Begleitend muss eine Optimierung der Innovationsausschreibungen erfolgen, genauso wie die Förderung von Stromspeichern durch Investitionszuschüsse forciert werden sollte. Nicht zuletzt ist die praxistaugliche Verbesserung der Rahmenbedingungen für das "Nutzen statt Abschalten" gemäß § 13k EnWG umzusetzen.

Diese Maßnahmen sind entscheidend für eine erfolgreiche Transformation des bestehenden Strommarktdesigns hin zu einem dezentralen und im Kern auf volatiler Stromerzeugung fußenden System. Die Abschaffung der Förderung in Phasen negativer Strompreise allein wird dieses Ziel nicht erreichen. Daher empfehlen wir mit Nachdruck, wirksame Anreize für Flexibilitäten zu schaffen, um der Energiebranche eine nachhaltige Perspektive zu bieten.

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

Unsplash_matthew-henry

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](#).

Ansprechpartnerin

Antigona Lesi | Stv. Leiterin Justizariat | a.lesi@wind-energie.de

Autor*innen in alphabetischer Reihenfolge

Kevin Hamann | Fachreferent Netzintegration
Christina Hasse | Fachreferentin
Kristina Hermann | Leiterin Facharbeit Wind
Dr. Janna Hilger | Fachreferentin Planung/
Genehmigung/Länderkoordination
Juliane Karst | Justiziarin
Antigona Lesi | Stv. Leiterin Justizariat

Mirko Moser-Abt | Leiter Politik
Dr. Andreas Röhler | Fachreferent Technik und Betrieb
Tristan Stengel | Fachreferent Netze
Wolf Stötzel | Teamleiter Technik und Betrieb
BEE:
Dr. Matthias Stark | Leiter Erneuerbare Energiesysteme

Beteiligte Gremien und Landesverbände

Gesamtvorstand

Alle Landesverbände des BWE und BEE

Beiräte:

Betreiberbeirat
Betriebsführerbeirat
Bürgerwindbeirat
Finanziererbeirat
Juristischer Beirat
Planerbeirat

Arbeitskreise:

AK Beteiligung
AK Direktvermarktung
AK Energiepolitik
AK Luftverkehr und Radar
AK Kennzeichnung
AK Netze

Datum

11. September 2024