

BEE-Stellungnahme

zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des
Energiewirtschaftsrechts im Bereich der
Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der
Netzregulierung

Berlin, 10. September 2024



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
Vorbemerkungen.....	3
1 Artikel 1 - Änderung des Energiewirtschaftsgesetz	4
1.1 Universelle Fristen im Netzanschlussverfahren.....	4
1.2 Unverbindliche Netzanschlusssauskunft	6
1.3 Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs; Festlegungskompetenz - §20b EnWG.....	7
1.4 Abschläge in der Anreizregulierung - § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 5 EnWG.....	8
1.5 Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung bei Haushaltskunden - § 41f (neu) EnWG.....	9
1.6 Energy Sharing - § 42c (neu) EnWG.....	10
2 Artikel 5 - Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes.....	14
2.1 Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau - §6 EEG	14
2.2 Mechanismus zur Reservierung von Netzanschlusskapazitäten - §§ 8a, 85 Abs. 1 Nr. 3.....	15
2.3 Änderung der bestehenden Länderöffnungsklausel - § 22b Absatz 6 EEG	17
3 Fazit.....	18



Vorbemerkungen

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) veröffentlichte am 27. August 2024 den Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), des Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz und des Bundesbedarfsplangesetzes.

Im Kern werden Änderungen im EnWG vorgenommen, die vor allem auf die Anpassung der Vorschriften für Endkundenmärkte an die geänderten unionsrechtlichen Rahmenbedingungen abzielen, welche sich aus der Novellierung der Strombinnenmarkttrichtlinie ergeben. Darüber hinaus werden durch Anpassungen im EnWG und dem EEG universelle Fristen zur Bearbeitung von Netzanschlussbegehren geregelt und der Mechanismus zur Reservierung von Netzkapazität sowie die Pflicht zur Bereitstellung von digitalen Plattformen der Netzbetreiber (NB) zur unverbindlichen Auskunft über Netzkapazität und Netzanschlusspunkte eingeführt. Diese Regelungen gehen dabei vor allem auf die bereits konsultierten Regelungsentwürfe für die Beschleunigung von Netzanschlüssen zurück, welche der BEE im Branchendialog zur Beschleunigung von Netzanschlüssen (BraBeNa) gemeinsam mit dem BMWK und Vertretern der NB erarbeitet hatte. Ziel dieses durch das BMWK initiierten Dialogs mit der Branche ist es, die neuralgischen Punkte im Netzanschlussprozess zu identifizieren und durch entsprechende Standardisierungen, Vereinfachungen und auch neue Mechanismen zu optimieren. Dadurch sollen schnellerer Anschluss, mehr Planungssicherheit und weniger Dissens geschaffen werden. Der BEE bedankt sich an dieser Stelle für die bisherige Zusammenarbeit im Branchendialog und setzt dementsprechend hohe Erwartungen an die hier dargelegten Regelungen.

Zusätzlich gibt es Bestimmungen zur Sicherstellung eines sicheren und stabilen Betriebs des Übertragungsnetzes sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Hierbei werden die Abrechnungen der Kosten für Schutz- und Sicherungsmaßnahmen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Betreibern beeinflusster Infrastrukturen weiterentwickelt. Außerdem wird die Umrüstung stillzulegender konventioneller Kraftwerke in rotierende Phasenschieberanlagen ermöglicht.

Auf Basis des Netzentwicklungsplans sollen zahlreiche neue Netzausbauprojekte in das Bundesbedarfsplangesetz aufgenommen werden, um die Planungs- und Genehmigungsverfahren zu beschleunigen. Änderungen im Planungsrecht, insbesondere im Netzausbaubeschleunigungsgesetz, unterstützen ebenfalls dieses Ziel. Ergänzend wurden Anpassungen in weiteren Gesetzen vorgenommen, um Anwendungserfahrungen zu berücksichtigen und Bürokratie abzubauen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) betrachtet die **erneut sehr knapp bemessene Frist** für die Verbändeanhörung als äußerst **problematisch**. Eine gründliche Prüfung eines derart umfangreichen Gesetzes ist in der kurzen Zeit kaum realistisch umsetzbar, was die umfassende Bewertung durch die Praxis erheblich erschwert.

Dennoch nutzen wir gerne die Möglichkeit zur Stellungnahme im Rahmen der Konsultation und legen unsere Einschätzung zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des

Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung im Folgenden dar.

1 Artikel 1 - Änderung des Energiewirtschaftsgesetz

1.1 Universelle Fristen im Netzanschlussverfahren

Um universelle Fristen im Netzanschlussprozess herzustellen, zielt der Vorschlag des BMWK auf die Erweiterung des EnWG durch die Einführung von § 17 Abs. 5 und die Anpassung der §§ 17 Abs. 6 und Abs. 7, 18 Abs. 4, sowie 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 5 EnWG und des EEG durch § 8 EEG ab.

Zu § 17 EnWG:

Zu Abs. 5.: Der BEE begrüßt die Umsetzung von Artikel 31 Absatz 3, Unterabsatz 2, der EZ-Richtlinie 2019/944 und sieht darin eine gute, pragmatische Übergangslösung. NB haben so bis zum Inkrafttreten der über die EU-Richtlinien hinaus reichenden universellen Fristen im Netzanschlussverfahren zum 01. Januar 2026 Zeit, ihre Prozesse an den dann geltenden Rahmen anzupassen. Anschlussbegehrende erhalten so bereits vor Umsetzung der neuen Regelungen durch die verbindliche 3 Monatsfrist einen Anspruch auf Informationen zum Status und zur weiteren Bearbeitung des Begehrens und können so besser planen.

Zu Abs. 6: Der BEE bewertet den Vorschlag überwiegend sachgerecht und positiv. Durch ihn werden die für die NB dringend benötigten, verbindlichen Rückmelde- und Bearbeitungsfristen in Netzanschlussbegehren für alle Spannungsebenen und Anschlusssituationen eingeführt. Insbesondere das Setzen einer verbindlichen 8-Wochen-Frist auch für die Mittelspannungsebene (MS) schafft größtmögliche Planungssicherheit für den Anschlusspetenten. Wir möchten an dieser Stelle aber nochmals darauf hinweisen, dass bereits in der derzeitigen Praxis ohne universelle Fristfestsetzung, Überschreitungen oder Pflichtverstöße des NB ausschließlich zu Lasten des Anschlusspetenten gehen und in den meisten Fällen folgenlos bleiben. Der Gesetzgeber sollte hier Möglichkeiten etwaiger Sanktionen bei Fristverletzungen prüfen.

Zu Satz 2: Die hier geforderten Angaben sollten möglichst präzise, umfassend und detailliert ausgestaltet sowie veröffentlicht werden, damit Anschlussbegehrende den genauen Anforderungsumfang klar nachvollziehen können. Dies ermöglicht es ihnen, die notwendigen Unterlagen vollständig und ohne Rückfragen bereits im ersten Schritt mit dem Anschlussbegehren einzureichen. Dabei sollte nach Art des Anschlussbegehrens differenziert werden – etwa ob es sich um eine Erzeugungsanlage, Verbrauchseinrichtungen oder Ladepunkte für Elektrofahrzeuge handelt.

Zu Satz 5: Der BEE begrüßt die Pflicht zur Übersendung einer Eingangsbestätigung zu Nachweiszwecken durch den NB, dennoch sollte hier - mit Blick auf die bisherige Praxis im Anschlussverfahren - eine konkrete Zeitangabe bspw. „unverzüglich, spätestens jedoch innerhalb einer Woche nach Eingang des Netzanschlussbegehrens“ vorgegeben werden.

Satz 10: Der BEE erneuert hier den bereits zu Satz 2 gegebenen Verweis - die Anforderungen an die Inhalte müssen so präzise und verständlich ausgestaltet werden, dass es dem Anschlussbegehrenden bereits im ersten Schritt seines Anschlussbegehrens möglich ist, alle geforderten Unterlagen einzureichen, sodass auf einen verzögernden und ineffizienten Nachforderungsprozess durch den NB verzichtet werden kann.

Zu Satz 14: Der BEE begrüßt den hier an die NB erteilten Auftrag, die für ein Netzanschlussbegehren benötigten Informationen und Rückmeldungen zu standardisieren. So kann vor allem der Aufwand für bundesweit tätige Projektierer und Installateure erheblich reduziert werden. Jedoch möchten wir auch hier auf die Notwendigkeit eines entsprechenden Monitorings hinweisen. Die Zuständigkeit für die Ahndung eines Verstoß gegen das Umsetzungsgebot sollte daher durch den Gesetzgeber entsprechend definiert werden - der BEE sprach sich bereits in der Vergangenheit für die Schaffung einer Clearingstelle Netze, angesiedelt bei der BNetzA, aus um Streitfälle und Pflichtverstöße beim Netzanschluss zu melden und zu schlichten. Ohne eine klar benannte und mit entsprechenden Kompetenzen ausgestattete zentrale Anlaufstelle für Meldung von Fristversäumnissen, scheint die Wahrung der gesetzlich verankerten Fristen fraglich. Wir erneuern daher abermals unser Gesprächsangebot und verweisen auf unseren in dieser Stellungnahme dargestellten Änderungsvorschlag zu § 21a EnWG.¹

Zu § 8 EEG:

Zu Abs. 8: Der BEE sieht die bloße Benennung der Arbeitsschritte, in denen ein Netzanschlussbegehren bearbeitet wird, als nicht ausreichend an und empfiehlt hier dringend eine Vereinheitlichung. Eine solche könnte unter den NB in Zusammenarbeit mit der Regulierungsbehörde abgestimmt werden. Ebenfalls kann durch die alleinige Festschreibung im Gesetz nicht dessen Durchsetzung erwartet werden – wie die Vergangenheit leider zeigte. Daher befürwortet der BEE die in §21a EnWG getroffene

¹ siehe [Abschlüge in der Anreizregulierung - § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 5 EnWG](#).

Regelung, möchte jedoch auch auf die dort geäußerten Bedenken verweisen und steht einer entsprechenden Anpassung offen gegenüber.²

1.2 Unverbindliche Netzanschlussauskunft

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

Der BEE begrüßt die hier vorgeschlagene Möglichkeit einer unverbindlichen Voranfrage und schätzt das Verfahren grundsätzlich als sachgerecht ein, spricht sich jedoch erneut für eine frühzeitigere Umsetzung sowie eine Standardisierung der Art und Weise wie die Netzanschlussbegehren bei den NB gestellt werden können, um gerade das bundesweite Projektgeschäft zu vereinfachen.

Zu § 17a EnWG:

Zu Abs. 1: Die Verpflichtung des VNB zur transparenten und monatlich aktuellen Bereitstellung der Angaben über verfügbare und reservierte Netzanschlusskapazitäten auf seiner Website ist vollumfänglich zu begrüßen. Auch wenn kein Rechtsanspruch auf die hier ausgewiesenen Kapazitäten besteht, so stellt allein die Veröffentlichung dieser, eine erhebliche Erleichterung im Planungsgeschäft dar. Allerdings sollten die Adressaten der zur Verfügung gestellten Informationen klar benannt werden. Der BEE empfiehlt außerdem zur Klarstellung, nicht nur die Umspannebenen, sondern auch die Hochspannungsebene und Mittelspannungsebene explizit aufzuführen.

Zu Abs. 2: Der BEE merkt an, dass neben der "geeigneten Spannungsebene", in der Praxis meist die Mittelspannungsebene, auch Auskünfte über die nächsthöheren Spannungsebenen sinnvoll sind.

Zu Satz 1: Der BEE empfiehlt zusätzlich den Anspruch auf Auskunft über den Anschluss einer Anlage, um die Information der Einspeisemöglichkeit der geplanten Anlage zu erweitern. So könnten auch Anlagen in der Niederspannungsebene (NS) das geplante Online-Tool nutzen und die Prozesse in diesem Segment beschleunigt werden.

² siehe [Abschlüsse in der Anreizregulierung - § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 5 EnWG](#).

Zu Satz 3: Der BEE konnte mit seiner jüngst erschienenen Studie den systemischen Nutzen und die schnelle und einfache rechtliche Umsetzung einer NVP-Überbauung klar herausarbeiten. Daher empfehlen wir die Ergänzung der NVP-Liste um eine fünfte Nummer wie folgt:

5. Netzverknüpfungspunkte, bei denen ein Überbau möglich ist. Dem Anschlussnehmer ist bewusst, dass er ggf. abgeregelt wird, wenn die maximale Einspeiseleistung des Netzanschlusspunktes überschritten wird. Diese Abregelung kann nicht über den Redispatch geltend gemacht werden. Entschädigungsansprüche für alle Mengen innerhalb der gesicherten Einspeiseleistung bleiben davon unberührt.

Zu Satz 4: Eine Angabe der Schätzung der voraussichtlichen Anbindungskosten bewerten wir positiv.

Zu Abs. 3: Die Implementierung einer API zur Übermittlung der in Abs. 2 Satz 3 definierten Angaben ist begrüßenswert.

Zu Abs. 5: Der BEE empfiehlt besonders im Hinblick auf die Spezifikation der Schnittstelle, auch die Nutzer - etwa Branchenverbände der Erneuerbaren Energien - einzubinden, um so eine schnelle Umsetzung zu erreichen.

1.3 Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs; Festlegungskompetenz - §20b EnWG

Der neu einzuführende § 20b EnWG geht auf das Konzeptpapier des BMWK zur Standardisierung und Digitalisierung des Netzanschlussverfahrens (NaV) zurück, welches im Rahmen des BraBeNa bereits durch den BEE kommentiert und in der gesamten Branche durchaus positiv aufgenommen wurde. Hier soll nun mit der der fristgebundenen Grundverpflichtung zur Schaffung einer gemeinsamen und bundesweit einheitlichen, zentrale Internetplattform für den Datenaustausch im Zusammenhang mit der Abwicklung des Netzzugangs der erste Umsetzungsschritt erfolgen.

Zu Abs. 1: Der BEE begrüßt die Initiative des BMWK den im BraBeNa diskutierten Vorschlag die zentrale digitale Plattform für die Abwicklung des NaV nun rasch gesetzlich zu verankern. Dabei ist die Implementierung einer standardisierten Schnittstellen (API) zum Abrufen aller relevanten Informationen wie bereits dargelegt

zwingend notwendig und muss insbesondere auch die Einbindung in Projektmanagement-Tools erlauben.³

Zu Abs. 2 und 3: Der BEE erkennt die Offenhaltung der Anwendungsfälle positiv an, da der Prozess der Festlegung zur Standardisierung und Digitalisierung des NaV noch nicht abgeschlossen bzw. noch ergebnisoffen ist. Dahingehend ist die frühzeitige Beauftragung der BNetzA zur Festlegung bzw. Ausarbeitung der weiteren Anwendungsfälle überraschend. Wir haben bereits deutlich die Auffassung der EE-Branche dargelegt, dass der Fokus hier auf **Standardisierung vor Automatisierung** liegen sollte, da sich bereits durch eine Vereinheitlichung der bestehenden Prozesse eine hohe Zeitersparnis erzielen lässt. Bei einer Ausgestaltung der Anwendungsfälle für die Anwendung der zentralen Plattform durch die BNetzA ist es von höchster Relevanz, dass die Branche - insbesondere die projektierenden Unternehmen - umfassend eingebunden werden, um eine umsetzbare Implementierung zu gewährleisten.

1.4 Abschlüge in der Anreizregulierung - § 21a Abs. 3 Satz 3 Nr. 5 EnWG

Der vorliegende Entwurf ergänzt die Festlegungskompetenz der BNetzA in der Anreizregulierung um die Möglichkeit die Missachtung der in den §§ 17 und 18 EnWG, sowie des § 8 EEG festgeschriebenen universellen Fristen im NaV mit entsprechenden Sanktionen über Abschlüge zu ahnden. Der BEE begrüßt die Ermächtigung der Regulierungsbehörde durch den Gesetzgeber insofern, als dass eine Festschreibung von Fristen nur mit einem entsprechenden Sanktionsregime wirksam und glaubhaft erfolgen kann. Die gesetzliche Festschreibung eines solchen Regimes ist demnach notwendig und im Grundgedanken voll zu unterstützen. Dennoch möchten wir hier auf weiteren Regelungsbedarf hinweisen. So bedarf es einer zentralen Anlaufstelle zur Meldung von Fristverstößen und deren anschließende öffentliche Bekanntmachung. Nur so lässt sich völlige Transparenz im NaV herstellen. Weiter sollten die genauen Kriterien veröffentlicht werden, ab welchem Zeitpunkt die VNB mit Abschlügen zu rechnen haben, welche Regulierungsperiode durch die Sanktion betroffen sein wird und ggf. ein gewisser Ermessensspielraum bei unverschuldeten, nicht fahrlässigen Fristverzug eingeräumt werden.

Der BEE schlägt daher vor Abs. 5, wie beispielhaft, folgt zu ergänzen:

Im Rahmen ihrer Befugnisse kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen treffen...

³ vgl. [BEE-Stellungnahme](#) zum Konzeptpapier des BMWK zur Standardisierung und Digitalisierung des Netzanschlussverfahrens.

5. ...wobei insbesondere die Nichteinhaltung von Vorgaben zu Rückmelde- und Bearbeitungsfristen von Netzanschlussbegehren im Rahmen von Abschlägen *innerhalb der [Zahl einzusetzen] Regulierungsperiode und unter Wahrung angemessener Verhältnismäßigkeit berücksichtigt werden kann, wobei diese Verstöße durch die Behörde in einer zentralen Stelle zu erfassen sind und auf ein laufendes Verfahren entsprechend öffentlich hingewiesen werden muss,*

Auch wenn die Einführung eines Sanktionsregimes zur Wahrung der in §§ 17 und 18 EnWG gesetzten Fristen von der EE-Branche äußerst positiv aufgefasst wird, möchten wir dennoch unsere Bedenken hinsichtlich des gewählten Ansatzes wiedergeben. So wirkt sich ein Abschlag in der Anreizregulierung direkt auf die zur Finanzierung der Netzinfrastruktur des betroffenen VNBs zur Verfügung stehenden Mittel aus. Durch das Fristversäumnis im NaV wird der Betreiber unmittelbar in seinem Budget, ggf. in seiner Investitionskapazität für den Netzausbau schlechter gestellt. Unter Umständen kann so also die beabsichtigte Wirkung der Bestrafung eines selbstverschuldeten Säumnis externalisiert werden. Dadurch entstünde nicht direkt quantifizierbarer volkswirtschaftlicher Schaden, da die zukünftige Anschlusskapazität im Netz des VNB durch die Sanktionierung herabgesetzt würde. Sicherlich wären diese Überlegungen nur bei entsprechend hohen Abschlägen in der dargelegten Form realistisch, aber der generelle Wirkmechanismus bleibt davon unberührt. Es ist also zu diskutieren, ob der BNetzA hier nicht ein anderer Wirkmechanismus zur Verfügung gestellt werden sollte, welcher weniger weitreichende Implikationen mit sich bringt.

1.5 Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung bei Haushaltskunden - § 41f (neu) EnWG

Der neu eingeführte § 41f EnWG regelt den Prozess der Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung bei Haushaltskunden. Kommt ein Haushaltskunde trotz Mahnung seinen Zahlungsverpflichtungen nicht nach, so darf der Energielieferant die Stromversorgung vier Wochen nach einer Androhung unterbrechen lassen und den Netzbetreiber mit dieser beauftragen. Die Unterbrechung ist jedoch nur zulässig, wenn sie verhältnismäßig ist, d.h., es besteht keine Gefahr für Leib und Leben. Zudem muss der Energielieferant den Kunden darüber informieren, dass er Gründe für eine Unverhältnismäßigkeit vorbringen kann.

Die Stromunterbrechung ist nur dann zulässig, wenn der Zahlungsverzug mindestens 100 Euro beträgt und keine strittigen oder noch nicht fälligen Beträge betroffen sind. Vor der Unterbrechung muss der Lieferant den Kunden zudem über Möglichkeiten der Vermeidung der Unterbrechung informieren, welche ihm keine zusätzlichen Kosten verursachen darf.

Der Kunde hat dann das Recht, eine Abwendungsvereinbarung anzufordern, die zinsfreie Ratenzahlungen vorsieht. Diese Vereinbarung muss so gestaltet sein, dass die Schulden innerhalb von 6 bis 24 Monaten beglichen werden. Nimmt der Kunde das Angebot rechtzeitig an, darf die Versorgung nicht unterbrochen werden. Die Wiederherstellung der Stromversorgung erfolgt, sobald die Gründe für die Unterbrechung entfallen und die

entsprechenden Kosten übernommen wurden. Pauschale Kosten müssen nachvollziehbar sein, und der Kunde hat das Recht, einen Nachweis über die Berechnungsgrundlage zu verlangen.

Der BEE betrachtet den neu eingefügten §41 EnWG äußerst positiv und kann die fachliche Ausgestaltung durchweg richtig und als sehr gut ausgewogen bewerten.

1.6 Energy Sharing - § 42c (neu) EnWG

Der Referentenentwurf zielt darauf ab, neue Rahmenbedingungen für das Energy Sharing zu schaffen, auf die bereits seit einiger Zeit gewartet wird. Die zentrale Idee besteht darin, dass berechnigte Letztverbraucher anderen Letztverbrauchern – den sogenannten „mitnutzenden Letztverbrauchern“ – Strom aus EE-Strom zur Verfügung stellen können. Letztverbraucher in diesem Kontext sind Haushalte, KMUs, öffentliche Einrichtungen sowie andere Endkundenkategorien. Größere Unternehmen und Akteure, deren Haupttätigkeit in der Stromerzeugung liegt, sind von der Regelung ausgeschlossen. Das vorgeschlagene Modell orientiert sich stark am Konzept der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung, wobei auch hier keine Vollversorgung der Letztverbraucher erforderlich ist. Zudem wird eine viertelstundengenaue Messung und die Belieferung anhand eines festgelegten Schlüssels verlangt.

Der wesentliche Unterschied zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung liegt darin, dass der Strom hier über das Netz geliefert wird. Dies führt zu einer höheren Komplexität, da zusätzliche Verpflichtungen wie die Bilanzierung der eingespeisten und verbrauchten Energiemengen sowie die Zahlung von Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelten für den verbrauchten Strom hinzukommen. In der ersten Phase ist das Modell auf Lieferungen innerhalb eines Verteilnetzes beschränkt, in einer zweiten Phase soll es auch auf benachbarte Bilanzierungsgebiete ausgedehnt werden. Unter bestimmten Voraussetzungen können Teilnehmer zudem von den verbraucherschützenden Pflichten eines Stromlieferanten befreit werden, wie in § 42c Abs. 7 EnWG des Entwurfs vorgesehen.

Wir begrüßen die Umsetzung der Europäischen Vorgabe zur Förderung des Energy Sharing ausdrücklich. Die Einführung einer solchen Regelungen mit richtiger Ausgestaltung 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 15 a der EU-Richtlinie 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.

Der vorliegende Gesetzesentwurf § 42c ENWG (neu) – Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien bildet eine Grundlage für die Umsetzung des Energy Sharing in den Mitgliedstaaten, wobei es, wie auch die Gesetzesbegründung ausführt, viele offene und wichtige Punkte gibt, welche noch nicht geklärt sind und daraus die Anwendbarkeit und somit den Nutzen von Energy Sharing begrenzen können.

Trotz der positiven Ansätze im Gesetzesentwurf ist es aus unserer Sicht daher unerlässlich, sicherzustellen, dass alle relevanten Akteure angemessen berücksichtigt und gleichzeitig die offenen Fragen geklärt werden. Daher schlagen wir folgende Anpassungen vor:

Zu Abs. 3: Derzeit sieht der Gesetzesentwurf vor, dass die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sicherstellen, dass die gemeinsame Nutzung von Energie nach Absatz 1

1. ab dem 1. Juni 2026 innerhalb des Bilanzierungsgebietes eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers und
2. ab dem 1. Juni 2028 innerhalb des Bilanzierungsgebietes eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers sowie in dem Bilanzierungsgebiet eines direkt angrenzenden Elektrizitätsverteilernetzbetreibers in derselben Regelzone ermöglicht wird. Dies ist auch im Rahmen der Vorgaben für den Netzzugang zu berücksichtigen.

Statt einer so eng gefassten Definition, welche den Zugang vor allen an den Rändern der Netzgebiete bzw. Regelzone als auch in den Netzgebieten selbst, aufgrund deutlich unterschiedlicher Größen der Netzgebiete selbst, schlagen wir einen Radius von 50 km um die Erzeugungsanlage vor, anstatt Bilanzierungsgebiete von Elektrizitätsverteilernetzbetreiber zu definieren. Dies erscheint aus nachfolgenden Gründen offensichtlich:

Netzgebietsgröße

Während einige Netzgebiete nur eine Fläche in der Größe eines Dorfes oder einer kleineren Stadt haben, besitzen die Flächenbundesländer Flächen, die teilweise ca. 10 Prozent Gesamtdeutschlands entsprechen! Es wird daher offensichtlich, dass dies eine starke Ungleichbehandlung darstellt für Personen in kleineren Netzgebieten und somit genau das Gegenteil der Akzeptanz erreicht werden kann.

Netzgebietsränder

Auch offensichtlich liegt die Herausforderung an den Rändern solcher Netzgebiete. Während die erneuerbaren Anlagen sichtbar für bestimmte Endkunden in der Region wäre (z.B. 5 bis 20 km Entfernung) können mitunter selbst ein paar hundert Meter entscheiden, ob der Endkunden diese mitnutzen kann oder nicht.

Einschränkung nur „eigenes Netzgebiet und angrenzendes Netzgebiet“

In Regionen mit vielen kleinen Bilanzierungsgebieten ist eine praktische Umsetzung des Energy Sharings unter dieser Vorgabe kaum möglich bzw. mit deutlich höheren Kosten verbunden, aufgrund des fehlenden Portfolioeffektes in räumlicher Ebene als auch in der Anzahl der beteiligten Projekte und Endkunden.

Ein 50 km Radius ermöglicht eine flexiblere und effektivere Nutzung der vorhandenen Ressourcen, insbesondere in ländlichen und strukturschwachen Regionen und sichert zudem Transparenz und Diskriminierungsfreiheit.

Zudem stellt sich die Frage was unter Punkt 2 mit dem Wort „direkt angrenzend“ gemeint ist. Bezieht sich dies auf eine räumliche direkte Anbindung (horizontale Verbindung) oder über 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 u.U. ein kleiner Netzbetreiber die Niederspannung bewirtschaften, welches wiederum an der Mittelspannung über ein größeren Netzbetreiber mit eigenem Bilanzierungsgebiet angeschlossen ist. Und dieser könnte wiederum über die Hochspannung mit einem Flächennetzbetreiber mit ebenfalls eigenem Bilanzierungsgebiet angeschlossen sein.

Daher stellt sich die Frage, was darunter genau zu verstehen ist, da es noch eine zusätzliche Eingrenzung für Energy Sharing ergäbe. So könnte in einem Fall ein Endkunde auf Niederspannung nicht den Strom eines Windparks auf Mittel- oder Hochspannung erhalten, unabhängig ob dieser nur wenige Kilometer von seinem Haus entfernt steht, wenn die Mittel- bzw. die Hochspannung von anderen Netzbetreiber bewirtschaftet werden.

Wenn darunter 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 Bilanzierungsgebieten anderer Netzgebiete integriert werden soll bei der Bestimmung ob nun Anlage und Verbraucher in wirklich nur „direkt angrenzenden“ Bilanzierungsgebieten liegen. Der Aufwand hierfür wäre vermutlich sehr hoch.

Lieferantenpflichten und Informationspflichten

Für ein stabiles Stromsystem ist es wichtig, dass zu jedem Zeitpunkt die Einspeisung der Ausspeisung aus dem Stromnetz entspricht. Hierfür wird für den Stakeholder vereinfacht ein Viertelstundenzeitraum definiert, in dem er dies einhalten muss. In dem nun vorliegenden Vorschlag geht es allerdings um eine „Teilbelieferung“, ohne dabei das Problem der Lieferantenpflichten zu adressieren und zu lösen.

Im Gesetzesvorschlag ist vollkommen offen, wie der Reststromlieferant Informationen über die Einspeisung und Versorgung im Energy Sharing Rahmen zeitlich erhält, was zu erheblichen Risiken und somit höheren Kosten führt. 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 Viertel Stundenbilanzierung zwischen Ein- und Ausspeisung anzupassen. Andernfalls könnten massive Bilanzierungsungleichgewichte entstehen, welche die Systemstabilität gefährden.

Gleiches gilt in dem Zusammenhang auch mit den fehlenden Informationspflichten im Gesetzesvorschlag zwischen dem Direktvermarkter der EE Anlage und dem Energy Sharing Lieferant. Letzterer zweigt ein Teil der Einspeisung zu seinem Endkunden ab,

so dass nicht die Online gemessene Einspeisung der EE Anlage dem Direktvermarkter vollständig für die Vermarktung zur Verfügung steht. Ohne dieses Wissen der Mindermengen ist es für den Direktvermarkter kaum möglich, 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 teilt, wie im Gesetz vorgesehen, aber nicht mit dessen Reststromlieferanten. Damit verbleibt diese Information beim Endkunden, da dieser sie wiederum nicht weitergeben muss und vermutlich auch nicht kann, und führt zu weiteren Risiken für den Reststromlieferanten. Daher schlagen wir vor, die Information zu Nichtverfügbarkeiten der Energy Sharing Anlagen (und somit ein geänderter Fahrplan der Lieferung) entsprechend direkt an den Reststromlieferanten zu geben.

Ausschluss von Marktakteuren

Es werden im Gesetzesvorschlag auch Stakeholder ausgeschlossen, welche zur „Haupttätigkeit des die Anlage betreibenden oder mitnutzenden Letztverbrauchers ist“. Diese künstliche Einschränkung würde genau diejenigen Bestrafen, welche seit mehr als zwei Jahrzehnten sich für die Energiewende einsetzen, da sowohl die Grünstromhändler mit eigenem Portfolio, als auch größere Betreiber / Projektierer ausgeschlossen werden.

Zudem werden auch bestimmte mittlere und größere Verbraucher von der Partizipation am Energy Sharing ausgeschlossen. Auch wenn Energy Sharing sicherlich eine „Graswurzelbewegung“ ist und vergrößert, stellen wir uns die Frage, weshalb es nicht auch möglich sein kann, größere Unternehmen daran teilnehmen zu lassen.

Definition des Aufteilungsschlüssels des ermittelten Anteils

Das Gesetz gibt hier klar vor, dass dieser „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 dieser vorab festgesetzt würde, über einen Zeitraum von bspw. 5% der stündlichen Einspeisung der Anlage, so entstünden gleich mehrere Herausforderungen. Was passiert, wenn der Endkunde absolut gesehen in diesem Zeitfenster überhaupt keine 5% der stündlichen Einspeisung abnehmen kann? Auch die Frage bei Veränderung / Erweiterung der Portfolien (Erzeugungs- oder Verbrauchsseite) müsste dieser feste Aufteilungsschlüssel stets angepasst werden.

Offensichtlich aus obenstehenden Punkten ist daher vermutlich kein fester Wert gemeint. Wenn dieser sich nun stündlich ergibt aus dem Angebot und Verbrauch des Energy Sharing, so wäre eine gesetzliche Vorgabe eines Aufteilungsschlüssels zum ermittelten Anteil kaum notwendig bzw. zielführend.

Viel wichtiger ist hierbei allerdings, dass die Information über die Lieferung an den Endkunden auch dessen Reststromlieferanten vorab erhält, da nur so, dieser

entsprechend mit seiner Fahrplananpassung gegensteuern kann. Gleiches gilt für die Reststromdirektvermarkter (siehe oben).

Abgabensituation bei Steuern, Umlagen, usw.

Wie in Abs. 6 vorgeschlagen können Teile der Aufgaben (hier Erfassung und Weiterleitung von Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte) auf den Reststromlieferanten auf Verlangen des Endkunden übernommen werden. Dies entspricht einer Dienstleistung, welche Kosten verursacht und entsprechend seitens der Reststromlieferanten eingepreist werden wird.

Gleichzeitig entstehen hier finanzpolitische interessante Fragestellungen. Kann z.B. die Mehrwertsteuer auf etwas erhoben werden, bei dem es keine Grundlage (also keine Stromlieferungsmenge) gibt. In einem ähnlichen Fall gab es in den Jahren 2012 / 2013 Fragestellungen hinsichtlich des Dienstleistungsentgelts bei direktvermarkteten erneuerbaren Anlagen.

Wir empfehlen daher dringend, diese Themen vorab mit dem BMF zu klären, um unnötige Risiken und Unsicherheiten zu unterbinden.

Positiv zu erwähnen ist die Reduktion der reinen Pflichten von §5 und §§ 40 bis 42 für Kleinstprojekte im Energy Sharing wie im Gesetzesentwurf unter Abs. 7 aufgenommen.

Dem Entwurf fehlt eine zentrale Anlaufstelle sowie die Bereitstellung von standardisierten Musterverträgen. Außerdem bleibt unklar, ob Energy Sharing wirtschaftlich tragfähig ist, da weder Netzentgeltreduzierungen noch finanzielle Anreize wie Prämien vorgesehen sind. BNetzA und BMWK sind nunmehr gefordert, durch untergesetzliche Regelungen einen niedrighschwelligen Zugang zum Energy Sharing zu ermöglichen.

2 Artikel 5 - Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes

2.1 Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau - §6 EEG

Mit den Änderungen in § 6 Absätze 2 und 3 des EEG 2023 wurde die Definition der beteiligungsfähigen Strommenge angepasst. Bislang ermöglichte § 6 EEG 2023 eine finanzielle

Beteiligung von Kommunen nur an den Strommengen aus Windenergie- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen, die tatsächlich ins Netz eingespeist wurden. Für Windenergieanlagen gab es zusätzlich eine Sonderregelung, die auch eine Beteiligung an sogenannten fiktiven Strommengen nach Nummer 7.2 der Anlage 2 des EEG zuließ. Diese Regelung wurde nun dahingehend geändert, dass zukünftig sowohl bei Windenergie- als auch bei Freiflächenanlagen die finanzielle Beteiligung auf die tatsächlich erzeugte Strommenge bezogen und an die Kommune gezahlt werden darf.

Zu § 6 Abs.2, 3 und 5: Die Anpassung stellt aus Sicht des BEE eine bedeutende Erleichterung und Entbürokratisierung für Anlagenbetreiber dar. Da die tatsächlich erzeugte Strommenge die ins Netz eingespeiste Strommenge - bei Anlagen außerhalb des EEG fällt die Differenz noch größer aus - um ca. 2-3 Prozent übersteigt, können Kommunen durch diese Regelung von zusätzlichen Einnahmen profitieren. Diese Mehreinnahmen gleichen so die durch die Streichung der fiktiven Strommengen entstehenden Verluste aus. Gleichzeitig wird der administrative Aufwand für Anlagenbetreiber erheblich reduziert, da der Nachweis fiktiver Strommengen entfällt. Die erzeugte Strommenge lässt sich zudem problemlos mit gängiger Software nachweisen, weshalb der Nachweis möglichst unbürokratisch erfolgen sollte. Allerdings entsteht durch diese Neuregelung Anpassungsbedarf bei den Landesbeteiligungsgesetzen und sollte entsprechend berücksichtigt werden.

2.2 Mechanismus zur Reservierung von Netzanschlusskapazitäten - §§ 8a, 85 Abs. 1 Nr. 3

Der BEE begrüßt die Umsetzung eines einheitlich verpflichtenden Mechanismus zur Reservierung von Netzanschlusskapazitäten grundsätzlich. So kann Anschlussbegehrenden mehr Planungs- und Investitionssicherheit hinsichtlich des durch den NB ermittelten NVPs gegeben werden. Zudem führen einheitliche Vorgaben bei einer Vielzahl von NB zu einem standardisierten Prozess, beschleunigen so den Ausbau und tragen aktiv zum Erreichen der Ausbauziele bei. Der vorgelegte Entwurf sieht nun die Anwendung des Reservierung Mechanismus frühestens ab dem 01. Januar 2026 vor. Dies wird dem im BraBeNa ausgegebenen Ziel einer möglichst raschen Umsetzung - spätestens für den 01.01.2025 - leider nicht gerecht.

Die vom BEE vorgeschlagene Evaluierung der zur Nachweisführung notwendigen Eingaben fand ebenfalls keine Berücksichtigung im Gesetz, was zu bedauern ist. Nur so wäre ein diskriminierungsfreier Reservierungsmechanismus wirklich umsetzbar, der bei der Ausgestaltung genug Flexibilität für regionale Unterschiede lassen würde.

Der BEE spricht sich erneut dafür aus, den Anschlussbegehrenden das Recht einer einmaligen Verlängerung der Frist je Reservierungsphase – anlassbezogen und in der Dauer sachgerecht - einzuräumen, i.S. einer Härtefallregelung unter Darlegung der Gründe an den NB. Die im Entwurf vorgeschlagene Untergrenze des Reservierungszeitraums von 6 Monaten kann zu schnell, in Einzelfällen unverschuldet erreicht werden – es können sich Verzögerungen bei der

Genehmigung oder Lieferung einstellen - ohne dass ein weiterer Projektierungsschritt nachweisbar wäre.⁴

Allgemein jedoch erkennt der BEE die weitgehende Umsetzung der im BraBeNa erarbeiteten Eckpunkte des Reservierungsmechanismus an. Die Reservierung der angefragten Netzanschlusskapazität bereits mit Versendung der Ergebnisse der Netzverträglichkeitsprüfung beginnen zu lassen, ist zu unterstützen und die Einführung der einzelnen Reservierungsabschnitte entspricht den Ausarbeitungen aus dem BraBeNa.

Zu §8a EEG:

Zu Abs. 2: Das BMWK stellt hier objektive, transparente und diskriminierungsfreie Kriterien für den Reservierungsmechanismus, differenziert nach Art der Anlage, in Aussicht, was durchaus positiv zu bewerten ist. Jedoch sollten diese Kriterien nicht einseitig durch die NB entwickelt werden dürfen. Der BEE mahnt daher erneut eine institutionelle Beteiligung an, um die Belange der Anschlussbegehrenden angemessen zu berücksichtigen. Die Festlegung dieser Kriterien sollte einer neutralen Regulierungsbehörde unterstellt sein und unter Einbeziehung aller beteiligten Stakeholder – Projektier – erfolgen.

Zu Nr. 2: Der BEE empfiehlt hier erneut die Orientierung an dem bereits bestehenden VDE FNN Hinweis "Ermittlung Netzanschlusspunkt für Anlagen nach EEG/KWKG", an welchem bereits alle Stakeholder umfassend beteiligt waren.⁵

Zu Nr. 3: Der BEE begrüßte bereits in seiner Stellungnahme zu den Regelungsentwürfen, dass nun Anlagen - die zur Ermittlung des anzulegenden Wertes an EEG-Ausschreibungen teilnehmen müssen - die Möglichkeit eingeräumt wird, die Planungsreife des Vorhabens mittels entsprechender Fristen aus dem EEG nachweisen zu können. Die Regelung bietet in ihrer jetzigen Form jedoch einen großen Auslegungsspielraum, was kritisch gesehen werden muss. Der BEE empfiehlt daher abermals auf die Umsetzungsfristen des EEGs abzustellen und den entsprechenden Absatz wie folgt zu formulieren:

~~(alt): Besonderheiten für Anlagen, die zur Ermittlung des anzulegenden Wertes an Ausschreibungen teilnehmen müssen, und~~

(neu): Technologiespezifische Umsetzungsfristen analog den Fristen aus §§36e, 37d und 39e EEG 2023, mit denen im Rahmen der EEG Ausschreibung erteilte Zuschläge erlöschen.

Zu Abs. 3: Der BEE erneuert seine Zweifel daran, dass die Kriterien zur Kapazitätsreservierung unter „angemessener Berücksichtigung“ der Belange von

⁴ für die Darlegung von Beispielen für ein von dem Anschlussbegehrenden unverschuldeten Nichteinhalten der First vgl. [BEE-Stellungnahme](#) zu den Regelungsentwürfen aus Abteilung III des BMWK zur Beschleunigung von Netzanschlüssen

⁵ Vgl. [VDE FNN](#) Hinweis „Ermittlung Netzanschlusspunkt für Anlagen nach EEG/KWKG“. In Kapitel 9.1 "Leistungsreservierung" sind besagte Kriterien zum Nachweis der Planungsreife aufgeführt.

Anschlussbegehrenden, alleinig von den NB erarbeitet werden können. Eine angemessene Branchenbeteiligung ist so nicht sicherzustellen. Wir empfehlen das die BNetzA, die von den NB erstellten Kriterien zum Nachweis der Planungsreife aufgreift und den Vorschlag anschließend in einem öffentlichen Konsultationsverfahren allen beteiligten Stakeholdern zur Verfügung stellt. So kann verhindert werden, dass Partikularinteressen ohne Einspruchsmöglichkeiten anderer Stakeholder durchgesetzt werden.

Zu Abs. 4: Es ist zu begrüßen, dass Anschlussbegehren nicht mehr ohne einen Projektnachweis gestellt werden können. Dies scheint in Verbindung mit der unverbindlichen Netzanschlussauskunft und den entsprechenden Tools zur unverbindlichen Netzanschlussfrage ein schlüssiges Konzept zu sein und kann unbegründete Mehrfachanfragen unterbinden und NB entlasten.

2.3 Änderung der bestehenden Länderöffnungsklausel - § 22b Absatz 6 EEG

Durch die Ergänzung von § 22b Absatz 6 im EEG 2023 werden nun in der bestehenden Länderöffnungsklausel spezifische Vorgaben festgelegt. Diese betreffen den Fall, dass Bundesländer gesetzliche Regelungen erlassen, die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien verpflichten, sich finanziell oder in anderer Weise an den Standortgemeinden oder an den Bürgerinnen und Bürgern zu beteiligen.

Der BEE bewertet die im Entwurf gesetzte Höchstgrenze von 0,3 Cent/kWh für Windenergie an Land als wirtschaftlich angemessen und begrüßt die grundsätzliche Wahlmöglichkeit für Vorhabenträger - ein fairer Wettbewerb zwischen den Bundesländern scheint so gegeben. Im Bereich der Freiflächen-Photovoltaik (FFPV) begrüßen wir zwar ebenfalls die Idee einer Höchstgrenze, plädieren aber dafür, die Schwelle auf 0,2 Cent/kWh abzusenken. FFPV-Projekten haben im Gegensatz zu WEA-Projekten nicht die Möglichkeit, schlechtere Erträge durch die Standortwahl im Norden Deutschlands durch entsprechenden Ausgleich über das Referenzertragsmodell auszugleichen - somit einen wirtschaftlichen Nachteil bzw. einen natürlichen, geringeren Investitionsanreiz. Gleichzeitig sorgen aber die komplementären Erzeugungsmuster von Wind und PV für eine gleichmäßigere Netzauslastung. Zudem sind die emissionsbedingten Auswirkungen von FFPV-Projekten niedriger als bei der Windenergie an Land und die Akzeptanz für diese Technologie entsprechend höher. Dieser Umstand sollte sich aus Sicht des BEE in einem geringeren Schwellenwert widerspiegeln, da die Vermarktung vieler FFPV-Projekte über PPAs erfolgt, dementsprechend also kein Anspruch auf Erstattung von 0,2 Cent/kWh im Rahmen des § 6 EEG besteht.

3 Fazit

Die Vorschläge erscheinen insgesamt sachgerecht und können einen Beitrag leisten, die Unsicherheit in Bezug auf den Ablauf eines Netzanschlussbegehrens zu reduzieren. Es steht in Aussicht, dass notwendige Prüfungsergebnisse zum Netzanschluss schneller vorliegen. Was die Vorschläge nicht leisten, ist, Sicherheit über den Netzanschluss rechtzeitig herzustellen, denn leider kommen die dargelegten Vorschläge für einen Großteil des jetzt notwendigen Zubaus zu spät. Der BEE verwies bereits in seiner Stellungnahme zu den Regelungsentwürfen auf die Notwendigkeit eines früheren Wirkbeginns der Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzanschlusses.⁶

Der im Entwurf gesetzte Wirkungsbeginn der Maßnahmen zur Fristenregelung im Verfahren des Netzanschlussbegehrens mit Beginn des Jahres 2026 und zur Kapazitätsreservierung im Jahr 2028 ist daher in Frage zu stellen. Um eine Beschleunigung zu erzielen, erscheint eine pragmatische Lösung zielführend und bereits bestehende Grundlagen sollten jetzt schon, zumindest im Reservierungsmechanismus beachtet werden.⁷

Für den Anschlussbegehrenden allgemein, ist die Übertragung der Festlegungskompetenz für die Sanktionierung etwaiger Fristverstöße im NaV durch den NB auf die BNetzA gemäß § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG-E zu begrüßen, jedoch sollten die Implikationen dieses Schrittes nochmals genau geprüft werden, da hier aus unserer Sicht ein gewisser Zielwirkungskonflikt besteht. Die bisherige Praxis zeigt leider immer wieder, dass es entsprechende gesetzliche Mechanismen benötigt, die im Falle einer Pflichtverletzung durch die NB wirklich greifen. Allerdings wirkt der vorgestellte Sanktionsmechanismus erst auf zeitlich nachgelagerter Ebene. Der BEE ist sich der Schwierigkeit bei der Wahl eines wirksamen Ansatzpunktes bewusst und steht gerne für eine offene Diskussion bereit. Zumindest aber sollte umgehend eine klare Anlaufstelle festgelegt und die Kriterien, nach denen ein möglicher Fristverstoß geahndet werden soll, transparent dargestellt werden.

Oftmals gestaltet sich schon die Suche nach einem zuständigen Ansprechpartner bei der Behörde als schwierig und eine Rückmeldung bzw. die Klärung eines solchen Verfahrens kann mehrere Monate in Anspruch nehmen – durch so entstandene, teils monatelange Verzögerungen scheitern teils ganze Netzanschlussprojekte. Eine separate und unabhängige "Schieds- oder Anlaufstelle" könnte Sachverhalte klären und eine schnelle aufwandsarme Sachverhaltsaufklärung sowie die Umsetzung der Pflichten gewährleisten. Der BEE verweist auf seinen mehrmals ins Gespräch gebrachten Vorschlag zur Einrichtung einer „Clearingstelle Netze“ und steht auch hier gerne für weitere Gespräche bereit.

Die Umstellung auf einen vollständig digitalen Prozess ist eine entscheidende Komponente in der Beschleunigung von Netzanschlüssen, aber nur dann, wenn die einheitliche, durch die VNB bereitgestellte Plattform auch für alle Anschlussbegehrenden verfügbar ist. Daher sollte sichergestellt werden, dass diese auch für die angefragte Kapazität geeignet ist - in einigen

⁶ vgl. [BEE-Stellungnahme](#) zu den Regelungsentwürfen aus Abteilung III des BMWK zur Beschleunigung von Netzanschlüssen.

⁷ wir verweisen abermals auf den [VDE FNN Hinweis - Ermittlung Netzanschlusspunkt für Anlagen nach EEG/KWKG](#).

Systemen existieren Leistungsbegrenzungen und auch in diesen Fällen muss es alternative Möglichkeiten geben ein Netzanschlussbegehren anzumelden.

Unklar ist bisher, welche Bedingungen für die Kapazitätsreservierungen von den NB gestellt werden, da diese in ihrer Verantwortung noch erarbeitet werden sollen. Hier wäre zumindest eine Rahmensetzung durch den Gesetzgeber wünschenswert. Auch bei der Feststellung von Schwellen des Projektfortschritts ist bisher keine Beteiligung der EE-Branche vorgesehen, obwohl hier eine sachgerechte Umsetzung nur mit dem entsprechenden Know-how zielführend erfolgen kann. Entsprechend sollte eine Beteiligung der EE-Branche verankert werden, statt nur auf die angemessene Berücksichtigung der Belange der Anschlussbegehrenden abzustellen.

Eine Beschleunigung im Netzanschlussverfahren kann durch die dargelegten Entwürfe, welche aus dem BraBeNa hervorgegangen sind, sicher erfolgen, allerdings muss dies auch kongruent mit der Beschleunigung im Netzausbau einhergehen. Nicht verständlich und bedauernd ist insbesondere das Fehlen der innovativen Netzanschlusskonzepte im Entwurf. Das Konzept zur Überbauung von Netzverknüpfungspunkten, welche der BEE in seiner kürzlich erschienenen und durchweg positiv aufgenommenen [Studie zu Netzverknüpfungspunkten](#) dargestellt hat, fand immer noch keine Berücksichtigung, dabei ist die gesetzliche Verankerung dringend nötig - mit äußerst wenig Aufwand können so die Netze schnell entlastet und der Ausbau der EE beschleunigt werden. Der BEE plädiert daher, die Umsetzungsvorschläge der Überbauung nachträglich im Entwurf aufzunehmen, sodass dieses nützliche Instrument schnellstmöglich zur Verfügung steht.

Ansprechpartner*innen:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Dr. Matthias Stark
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energiesysteme
0151 17123012
matthias.stark@bee-ev.de

Paul Jannaschk
Referent für Energienetze und Erneuerbare Energiesysteme, BEE
0151 17123023
paul.jannaschk@bee-ev.de

Weitere Autor*innen

Christina Hasse, Bundesverband WindEnergie e.V.

C.Hasse@wind-energie.de

Tristan Stengel, Bundesverband WindEnergie e.V.

T.Stengel@wind-energie.de

Kevin Hamann, Bundesverband WindEnergie e.V.

K.Hamann@wind-energie.de

Stefan Reschke, Bundesverband Solarwirtschaft e.V.

reschke@bsw-solar.de

Als Dachverband vereint der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) Fachverbände und Landesorganisationen, Unternehmen und Vereine aller Sparten und Anwendungsbereiche der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei seiner inhaltlichen Arbeit deckt der BEE Themen rund um die Energieerzeugung, die Übertragung über Netz-Infrastrukturen, sowie den Energieverbrauch ab. Der BEE ist als zentrale Plattform aller Akteur:innen der gesamten modernen Energiewirtschaft die wesentliche Anlaufstelle für Politik, Medien und Gesellschaft.

Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität.



Bundesverband
Erneuerbare Energie e.V.

Impressum

Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 2758170 0
info@bee-ev.de
www.bee-ev.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Haftungshinweis

Dieses Dokument wurde auf Basis abstrakter gesetzlicher Vorgaben, mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Da Fehler jedoch nie auszuschließen sind und die Inhalte Änderungen unterliegen können, weisen wir auf Folgendes hin:

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) übernimmt keine Gewähr für Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der in diesem Dokument bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen oder durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, ist eine Haftung des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE) ausgeschlossen. Dieses Dokument kann unter keinem Gesichtspunkt die eigene individuelle Bewertung im Einzelfall ersetzen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen. Den Eintrag des BEE finden Sie [hier](#).

Datum

10. September 2024