

Empfehlungen des BEE zu den Regierungsentwürfen EEG & Netzanschlusspaket

Mehr Tempo, mehr Flexibilität und mehr Effizienz

Stand: 28.08.2026

Der Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD setzt einen klaren Rahmen: **Das Potenzial aller Erneuerbaren Energien soll konsequent genutzt, Netze und Speicher systematisch ausgebaut und das Stromsystem flexibilisiert werden.** Die geopolitischen Krisen unterstreichen zudem die Notwendigkeit, den Ausbau Erneuerbarer Energien zu beschleunigen und die Versorgung resilienter zu gestalten.

Erforderlich ist nun ein integrierter Ansatz, der Erneuerbaren-Ausbau, Kapazitätsmarkt, digitalisierten Netz- und Speicherausbau sowie flexiblen Netzbetrieb intelligent verzahnt. Dabei müssen EEG und Netzpaket als abgestimmtes Reformpaket wirken: Das EEG 2027 muss **verlässliche Investitionsbedingungen** schaffen sowie **bestehende Ausbauziele** und Flächenzuweisungen sichern, das Netzpaket muss für eine echte Synchronisierung von Erneuerbaren- und Netzausbau sorgen.

Die vorliegenden Entwürfe bleiben deutlich hinter diesem Anspruch zurück. Zentrale Bausteine fehlen oder werden nicht ausreichend berücksichtigt. **Gleichzeitig droht durch den kumulativen Effekt der nun vorgesehenen Instrumente eine unverhältnismäßige Mehrfachbelastung für Erneuerbare Energieprojekte.**

Vieles steht auf dem Spiel: Die Branche der Erneuerbaren Energien **beschäftigt rund 436.000 Menschen** und bereits heute stehen **Investitionsentscheidungen in zweistelliger Milliardenhöhe** für 2027 und 2028 an. Sie braucht einen verlässlichen, investitionsfreundlichen und technologieoffenen Rahmen. Genau diesen schaffen die vorliegenden Entwürfe jedoch nicht. Im Gegenteil: Nahezu jede EE-Sparte wird erheblich belastet, einzelne Technologien – insbesondere die Solartechnik und die für den ländlichen Raum unverzichtbare Biomasse – sogar wirtschaftlich zurückgedrängt. Damit geraten nicht nur die Ziele der Energiewende, sondern auch **zehntausende Arbeitsplätze und erhebliche regionale Wertschöpfung in Gefahr. Die bislang erfolgreiche Energiewende droht ausgebremst zu werden.**

EEG und Netzpaket müssen daher nun nachgebessert werden. Entscheidend sind die Beibehaltung der Ausbauziele und -flächen sowie die konsequente Flexibilisierung des Energiesystems durch eine Priorisierung von Großbatteriespeichern, Elektrolyseuren und steuerbaren Biogasanlagen, ein beschleunigter Netzanschluss durch Digitalisierung, Standardisierung und verbindliche Fristen und flexible Netzanschlussvereinbarungen sowie physikalische Direktbelieferung der Industrie, regionale Stromnutzung, Stärkung von PPAs und die Förderung von Bürgerenergie und Energy Sharing.

Nur ein kohärentes Gesamtpaket kann Investitionen mobilisieren, Versorgungssicherheit stärken und die Ziele des Koalitionsvertrags erreichen.

Empfehlungen des BEE zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2027

Unsere Empfehlungen in Kürze:

1. Einspeisevergütung für kleine Dach-PV & Wasserkraft erhalten und Direktvermarktungspflicht streichen
2. Stromerzeugung aus Biomasse stabilisieren und Flexibilisierung voranbringen
3. Erlösabschöpfung (CfDs) mit Marktwertkorridor und höherer Bagatellgrenze einführen
4. Direktbelieferung von Industrieanlagen stärken
5. Pachtdeckel für Wind an Land streichen

1. Einspeisevergütung für kleine Dach-PV & Wasserkraft erhalten und Direktvermarktungspflicht streichen

Was sieht der Regierungsentwurf vor?

Der Regierungsentwurf sieht vor, die Marktpremie und Einspeisevergütung für Neuanlagen bis 25 kW für PV-Dachanlagen sowie neue Wasserkraftanlagen § 19 ff. EEG nach §20 ff. zu streichen. Ergänzend wird die Schwelle zur verpflichtenden Direktvermarktung auf weit unter 100 kW abgesenkt. Bei Modernisierung von Bestandsanlagen haben diese in der Wasserkraft zwar ab 1 kW installierter Leistung die Möglichkeit, ins Marktpremienmodell zu wechseln, werden als kleine Anlagen aber keinen Direktvermarkter finden und die technischen Voraussetzungen zur Direktvermarktung nur schwer erfüllen können.

PV-Anlagen unterhalb dieser 25 kW sollen künftig keinen Anspruch mehr auf eine gesicherte Einspeisevergütung haben. Als Übergangslösung ist lediglich eine befristete Netzbetreiberabnahme von maximal 36 Monaten ab Inbetriebnahme vorgesehen – danach greift auch für diese Anlagen die Direktvermarktungspflicht (§25 Abs. 1a EEG).

Was bedeutet das für die Branche?

Die Förderung kleiner Anlagen in Form der festen Einspeisevergütung ist für private und gewerbliche Betreiber die **zentrale Investitionsvoraussetzung**. Ihr Wegfall macht Kleinanlagen unwirtschaftlich und trifft die gesamte Branche: **Tausende Handwerksbetriebe verlieren ihre Geschäftsgrundlage, Arbeitsplätze in Industrie und Mittelstand sind unmittelbar bedroht.**

Die Direktvermarktungspflicht ist für Kleinanlagen schlicht praxisfremd: Berechnungen, u.a. des Fraunhofer ISE belegen, dass eine Direktvermarktung der kleinen Strommengen die notwendigen Erträge aus einer Einspeisevergütung auch im Fall hoher Eigenverbrauchsquoten aufgrund fehlender technischer, prozessualer und wirtschaftlicher Voraussetzungen absehbar nicht ersetzen kann. Weder die vom BMWF vorgesehene auf drei Jahre befristete Übergangszahlung in Höhe von 5,2 Cent je kWh, noch der auf 4 Jahre befristete Direktvermarktungsbonus in Höhe von 1,5 Cent je kWh stellen geeignete Auffangmechanismen

dar, um die andernfalls im nächsten Jahr für 20 Jahre gewährte Einspeisevergütung in Höhe von rd. 6,5 bis 7,5 Cent je kWh bei Teileinspeisern und rd. 10 bis 12 Cent je kWh bei Volleinspeisern auch nur ansatzweise zu kompensieren.

Betroffen wären davon gleichermaßen Eigenheimbesitzer:innen, Mieter:innen und Kleingewerbe, die mit Hilfe der Solartechnik ihre Stromkosten senken wollen. Gerade innerstädtische Projekte fallen unter die 25-kW-Schwelle und werden durch den Entwurf wirtschaftlich unrentabel – mit direkten Folgen für Akzeptanz und soziale Teilhabe an der Energiewende. **Die Branche geht in der Folge von einem Einbruch der PV-Nachfrage im betroffenen wichtigen PV-Marktsegment um über 70% aus.**

Auch der **Förderstopp für neue sowie das Marktprämienmodell für modernisierte Wasserkraftanlagen <25 kW sind unrealistisch und nicht nachvollziehbar.** Diese Regelungen werden weitreichende Folgen nach sich ziehen: Denn die kleine Wasserkraft bietet durch ihre **stetige Verfügbarkeit** und **flexible Regelbarkeit** die für das Gelingen der Energiewende so wichtige Möglichkeit zur dezentralen **Bereitstellung von Systemdienstleistungen**, wie Regelenergie, Momentanreserve, Blindleistung etc. Sie leistet damit einen wichtigen Beitrag, um die Netze zu stabilisieren und Netzausbaukosten zu senken, insbesondere auf der Verteilnetzebene. Die Notstrom- und Inselnetzfähigkeit der Wasserkraft machen sie zudem zu einer unverzichtbaren Technologie für mehr Versorgungssicherheit und Krisenresilienz, ein erklärtes Ziel der Bundesregierung. **Mit der Abschaffung der festen Einspeisevergütung werden all diese Vorteile der Wasserkraft aufs Spiel gesetzt, langfristig sind mehr als 50% der rund 7.500 Wasserkraftanlagen in Deutschland betroffen.**

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Die in § 20 ff. EEG **vorgesehene Streichung der Einspeisevergütung für Neuanlagen bis 25 kW sollte zurückgenommen werden.**

Die Einspeisevergütung für neue kleine EE-Systeme wurde in den letzten Jahren bereits stark reduziert. Gleichzeitig wurden geeignete Maßnahmen zur Glättung solarer Mittagsspitzen ergriffen (zuletzt u.a. mit dem Solarspitzengesetz 2025). Die inzwischen erreichte Fördereffizienz ist ausgesprochen hoch.

Statt die Förderung zu streichen, wäre daher im Rahmen der aktuellen EEG-Novelle allenfalls eine Erhöhung der halbjährlichen Degression der Einspeisevergütung von derzeit 1 auf 1,5, höchstens 2 Prozent vertretbar. Weitergehende Kürzungen sind auch angesichts erwarteter Mehrkosten – etwa durch die geplante Einführung von Prosumer-Netzentgelten von bis zu 150 Euro pro Jahr – nicht tragbar.

Aus den oben beschriebenen Gründen ist auch **die Pflicht zur Direktvermarktung für Kleinanlagen <100kW ein untaugliches und praxisfernes Instrument und sollte gestrichen werden.**

2. Stromerzeugung aus Biomasse stabilisieren und Flexibilisierung voranbringen

Was sieht der Regierungsentwurf vor?

Die Ausschreibungsvolumen für Biomasse liegen im Entwurf bei 1.000 MW für 2027 und 2028. **Damit verfehlen sie die im Koalitionsvertrag versprochene Anschlussperspektive für den deutschen Biogasanlagenpark.** Es folgt ein **rapider Abschmelzpfad**: 750 MW in 2029 und 2030, lediglich 500 MW in 2031 und 2032 liegen **weit unter dem tatsächlichen Bedarf**. Die anvisierte Zielleistung von 9,5 GW bietet weniger als der Hälfte der Bestandsanlagen die Chance auf einen Zuschlag. Zusätzlich sieht der Entwurf eine marktferne Begrenzung der Betriebsviertelstunden vor, die so unwirtschaftlich ist, dass sie auch bei einer Erhöhung der Ausschreibungsmengen zu einer Dämpfung der verfügbaren Mengen führen wird.

Was bedeutet das für die Branche?

Flexible Biogasanlagen und andere Bioenergieanlagen sind das **Rückgrat eines erneuerbaren Backup-Systems**: Sie **reduzieren den Bedarf an fossiler Energie, stabilisieren die Marktwerte** von Wind und Solar und **senken sowohl System- als auch EEG-Förderkosten**. Während der Neubau von Gaskraftwerken mit bis zu 244 €/kW mehr als das Doppelte des europäischen Durchschnitts kostet – und gerade erst durch das StromVKG festgeschrieben wurde –, bietet der Biogasbestand eine hochinnovative und kosteneffiziente Alternative, die der Entwurf systematisch verschenkt.

Mit dem vorgesehenen Abschmelzpfad wird ein Großteil der Bestandsanlagen, insbesondere im ländlichen Raum, nach Auslaufen der Förderperiode vom Netz gehen – die **gesicherte Leistung ist damit unwiederbringlich verloren**. Die Begrenzung der Betriebsviertelstunden zwingt Betreiber zur Leistungsreduzierung oder Stilllegung, was gerade angesichts des dringenden Bedarfs an steuerbarer Leistung ein falscher Weg ist. Der kurze Vergütungszeitraum macht Investitionen in BHKW, Gas- und Wärmespeicher unwirtschaftlich. Verschärft wird dies durch die gesetzlich vorgeschriebenen Überbauungskapazitäten für eine bedarfsgerechte Flexibilisierung, die das ohnehin knappe Ausschreibungsvolumen weiter unter Druck setzen.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Um die Stromerzeugung aus Biomasse auf dem heutigen Niveau zu halten und die Flexibilisierung voranzutreiben, ist ein **Ausschreibungsvolumen von min. 2500 MW/a bis 2032 zwingend notwendig** (§28c Abs. 2). Ergänzend muss der **Zeitraum für die Anschlussvergütung auf 15 Jahre** verlängert werden – rückwirkend auch für bereits bezuschlagte Anlagen, die Flexibilitätsinvestitionen bereits getätigt haben.

Regulatorische Hemmnisse wie der restriktive Maisdeckel sind umgehend zu streichen, um das volle Potenzial des Biogasbestands für die Energiewende auszuschöpfen.

3. Erlösabschöpfung (CfDs) mit Marktwertkorridor und höherer Bagatellgrenze einführen

Was sieht der Regierungsentwurf vor?

Der Entwurf sieht einen **zweiseitigen, produktionsabhängigen Contract-for-Difference (CfD)** vor – eine beihilferechtliche Notwendigkeit für die EU-Genehmigung des EEG, dessen Einführung

der BEE grundsätzlich begrüßt. **Der Vorschlag geht allerdings mit einer Erlösabschöpfung einher**, die unmittelbar greift, sobald der Jahresmarktwert den anzulegenden Wert auch nur minimal übersteigt **ohne Toleranzpuffer oder Marktwertkorridor**. Die Bagatellgrenze liegt bei nur 100 kW. PPAs mit Industrie und Mittelstand werden durch die Abschöpfung auf Basis eines Referenzmarktwertes statt der realen PPA-Erlöse in der Praxis nahezu verunmöglicht.

Was bedeutet das für die Branche?

Ein fehlender Marktwertkorridor schadet Anlagenbetreibern auf direktem Weg: Ohne Korridor wird jeder Mehrerlös oberhalb des anzulegenden Wertes sofort abgeschöpft. Das aber ist genau der Anreiz, in einer Ausschreibung niedriger zu bieten: Wer darauf vertrauen kann, bei guten Marktpreisen Mehrerlöse zu erzielen, kann sein Gebot reduzieren – und damit die Ausschreibungskosten insgesamt senken. **Ohne Korridor entfällt dieser Mechanismus. Ein Marktwertkorridor ist damit kein technisches Detail, sondern kann die Förderungen merklich senken.**

Auch die unzureichende PPA-Option ist dabei ein struktureller Fehler. PPAs sind das zentrale Instrument, um der deutschen **Industrie und dem Mittelstand** dauerhaft günstigen, grünen Strom zu sichern. CfDs mit Marktwertkorridor und der Möglichkeit zum Wechsel zwischen PPA und EEG-Förderung sind der **entscheidende Hebel für wettbewerbsfähige Strompreise in Deutschland**. Ohne diese Flexibilität bleibt grüner Strom für industrielle Abnehmer zu teuer – mit direkten Folgen für die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Der BEE fordert Nachbesserungen in der Ausgestaltung des CfDs:

Marktwertkorridor einführen (§21d in Verbindung mit § 23a Anlage 1 Nr. 4): Die Zahlungspflicht darf erst ab einem definierten Aufschlag auf den anzulegenden Wert einsetzen – mit einem Toleranzpuffer, der Direktvermarktungskosten und -risiken abdeckt. Bei Wind- und Solaranlagen ist der Sicherheitszuschlag um 6 % des energieträgerspezifischen Jahresmarktwerts zu erhöhen, um steigende Direktvermarktungskosten zu berücksichtigen.

Bagatellgrenze auf 200 kW anheben (§21d Abs. 1): Die EU-rechtlich zulässige Bagatellgrenze von 100 kW ist auszuschoöpfen.

PPA-Wechseloption ermöglichen (§21e): Die Wechselmöglichkeiten müssen sich an der Realität des Mittelstandes orientieren. Anlagenbetreiber sollten daher mehrfach zwischen langfristiger PPA-Belieferung von Industrie und Mittelstand und der EEG-Förderung wechseln können. Die Regelung muss klar zwischen langfristiger PPA-Vermarktung und kurzfristiger Arbitrage unterscheiden: Ersteres ist zu ermöglichen, Letzteres zu verhindern. PPAs mit Laufzeiten, die eine Projektfinanzierung tragen, müssen als Grundlage anerkannt werden.

4. Direktbelieferung von Industrieanlagen stärken

Was sieht der Regierungsentwurf vor?

Der aktuelle EEG-2027-Entwurf greift das Thema der physikalischen Direktbelieferung von Industrieanlagen bislang unzureichend auf. Das geltende Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ (§ 3 Nr. 16) schränkt die Möglichkeiten zur Direktbelieferung über Direktleitungen erheblich ein und verhindert in der Praxis viele wirtschaftlich und netztechnisch sinnvolle Versorgungsmodelle.

Was bedeutet das für die Branche?

Die physikalische Direktbelieferung ist eines der wirksamsten – und bislang weitgehend ungenutzten – Instrumente für eine wettbewerbsfähige und nachhaltige Industrierversorgung in Deutschland. Unternehmen könnten große Mengen günstigen Erneuerbaren-Stroms direkt und planbar beziehen, ohne Umwege über das öffentliche Netz. Direktleitungen ermöglichen also eine unmittelbare, marktwirtschaftliche Stromversorgung außerhalb der EEG-Förderung. Gerade für eine Industrie, die unter hohem Kostendruck steht und dringend auf günstige, grüne Energie angewiesen ist, ist dies ein zentraler Baustein der Energieversorgung. Die Direktbelieferung außerhalb der EEG-Förderung bietet damit die Chance, Erneuerbaren-Strom dort einzusetzen, wo er unmittelbar gebraucht wird, und neue wirtschaftliche Potenziale für Erzeuger wie Verbraucher zu erschließen.

Das **Kriterium der räumlichen Nähe verhindert genau dieses Potenzial** – dabei ist es sachlich nicht begründet: Die Distanz zwischen Erzeugungsanlage und Abnehmer ergibt sich bereits aus immissionsschutzrechtlichen Vorgaben und wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Die künstliche Einschränkung bremst ein Instrument aus, das Deutschland beim Erhalt seiner industriellen Basis dringend braucht.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Das Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ ist zu streichen. Maßgeblich für die Fördervoraussetzung sollte allein die Belieferung über eine Direktleitung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes sein:

§ 3 Nr. 16: [...] es sei denn, der Strom wird über eine Direktleitung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes an einen oder mehrere Letztverbraucher geliefert.

§ 21b Abs. 2 und Abs. 4 Nr. 2 Buchstabe a und b werden durch folgenden Buchstaben a ersetzt: der Strom wird über eine Direktleitung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes an den Dritten geliefert

5. Pachtdeckel für Wind an Land streichen

Was sieht der Regierungsentwurf vor?

Der Entwurf führt mit § 36d einen **Pachtdeckel** ein, der sämtliche Grundstücksentgelte begrenzt. Die Obergrenze soll 3,5% des Produkts aus dem vor Inbetriebnahme ermittelten jährlichen Standortertrag und dem jeweils anzulegenden Wert betragen. Zahlungen vor Inbetriebnahme werden bei der Berechnung bereits als Pachtäquivalente angerechnet – mit der Folge, dass die Obergrenze rechnerisch bereits vor oder kurz nach Inbetriebnahme überschritten sein kann. Bei Verstößen wird eine **zusätzliche Zahlungspflicht** von 50 €/kW installierter Leistung pro Kalenderjahr gegenüber dem Netzbetreiber ausgelöst.

Was bedeutet das für die Branche?

Der Pachtdeckel **gefährdet die Wirtschaftlichkeit zukünftiger Projekte** unmittelbar. Windenergieanlagen sind standortgebunden und Projekte können nicht auf andere Flächen ausweichen, um der Deckelung zu entgehen. Die pauschale Deckelung berücksichtigt unterschiedliche regionale Grundstücksmärkte, kleinteilige Eigentumsstrukturen sowie notwendige Projektentwicklungskosten nur unzureichend. Zudem ist die Pönale bei einem

Verstoß unverhältnismäßig, da selbst kleine unbeabsichtigte Überschreitungen schon vor Inbetriebnahme beträchtliche wirtschaftliche Belastungen für Projekte auslösen können. **In der Praxis drohen erhebliche finanzielle Risiken bereits in der Projektentwicklungsphase, noch bevor eine Anlage in Betrieb geht.**

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

§ 36d sowie die Regelung zu Zahlungen bei überhöhten Entgelten für die Nutzung von Grundstücken (§ 53a) sind ersatzlos zu streichen.

Empfehlungen des BEE zum Netzanschlusspaket

Unsere Empfehlungen in Kürze:

- 1. Zielgenaue Steuerung statt pauschaler Mehrfachbelastungen: Redispatch-Vorbehalt streichen**
- 2. Bestehende Netze besser nutzen: Recht auf Überbauung stärken durch FCAs**
- 3. Einspeisung flexibilisieren – Am NVP statt an der Anlage abregeln**
- 4. Digitalisierung der Netzinfrastruktur voranbringen**
- 5. Nutzen statt Abregeln stärken**

1. Zielgenaue Steuerung statt pauschaler Mehrfachbelastungen: Redispatch-Vorbehalt streichen

Was sieht der Regierungsentwurf vor?

Der Regierungsentwurf hält an zentralen Mechanismen des „Redispatch-Vorbehalts“ aus den bisher bekannten Entwürfen des BMWK weitgehend fest: **Netzbetreiber sollen „kapazitätslimitierte Netzgebiete“ ausweisen können, in denen der grundsätzliche Anschlussvorrang für Erneuerbare Energieanlagen entfällt und ein relevanter Anteil des abgeregelten Stroms nicht mehr entschädigt werden muss.** Ein Angebot zum Anschluss soll in diesen Gebieten nun an eine vertragliche Vereinbarung mit dem Netzbetreiber geknüpft werden, die auch die anteilig **entschädigungsfreie Abregelung von bis zu 20%** des Jahresstromertrags (bzw. 18% in Windvorranggebieten) festlegt. Die Ausweisung netzlimitierter Gebiete soll nun durch den Netzbetreiber technologiespezifisch für Wind und PV erfolgen.

Darüber hinaus sieht der Gesetzesentwurf ergänzende Mechanismen von erheblicher Tragweite vor. Dazu gehört die **bundesweite Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung** für PV-Freiflächenanlagen (70%) und Windanlagen (Generatorleistung zu Rotorfläche von 280 W/m²), die bereits ab dem 01. Januar 2027 greifen soll und das vorrangige und bislang unbeschränkte Netzanschlussrecht für EEG-Anlagen einschränken würde. Ebenfalls sind Wechselwirkungen mit der möglichen Einführung von **Netzentgelten und Baukostenzuschüssen** für Erneuerbare Energieanlagenbetreiber durch die BNetzA im Rahmen von AgNes zu beachten.

Was bedeutet das für die Branche?

Das zentrale Anliegen des Netzpakets ist die stärkere Synchronisierung des Netzausbaus mit dem Ausbau erneuerbarer Energien. Dafür braucht es neben einem verstärkten Netzausbau: 1) mehr Netztransparenz, 2) die richtigen Anreize für die Dimensionierung der Anlagen und 3) den verstärkten und gezielten Einsatz von Großbatteriespeichern, um die existierenden Netzkapazitäten besser auszunutzen.

Die im Netzpaket-Entwurf vorgesehene Instrumente adressieren diese Ziele überwiegend nicht. Stattdessen entziehen sie EE-Projektieren die Planungs- und Investitionsgrundlage, machen große Teile Deutschlands für Jahre quasi zu „Sperrgebieten der Energiewende“ und bremsen den EE-Ausbau massiv aus. Verstärkt wird diese Bremswirkung noch durch einen kumulativen Effekt der Instrumente.

Die in der Regel erforderliche Aufnahme von Fremdkapital zur Finanzierung neuer Solaranlagen und Windparks wäre unter diesen Voraussetzungen ebenso erschwert wie ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb. Ein Erreichen der EE-Ausbauziele wäre unter diesen Umständen kaum möglich, die Existenz zehntausender Jobs und zahlreicher Unternehmen wäre gefährdet.

Zudem verlagert der Entwurf wesentliche Entscheidungsspielräume auf die Netzbetreiber, ohne diese mit hinreichenden Kontroll- und Ausbaupflichtungen zu flankieren. Deutlich wird dies insbesondere bei der Definition der „kapazitätslimitierten Netzgebiete“. Eine unabhängige Prüf- oder Kontrollinstanz fehlt, sodass Anlagenbetreiber den Festlegungen der Netzbetreiber weitgehend ausgeliefert sind. Verschärft wird dieses Ungleichgewicht dadurch, dass die Pflicht zum vorrangigen Netzausbau weder mit einer verbindlichen Frist, noch mit Sanktionen bei Nichterfüllung hinterlegt ist.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Um eine tatsächliche regionale Steuerungswirkung zu erzielen, ohne die Wirtschaftlichkeit der Projekte und die Ausbauziele zu gefährden, bedarf es eines zielgenaueren Instruments. **Der BEE empfiehlt daher, die entschädigungsfreie Abregelung (Redispatch-Vorbehalt) gänzlich zu streichen sowie die Limitierung der maximalen Wirkleistungseinspeisung auf tatsächliche Engpassgebiete zu begrenzen und um eine angemessene Übergangsregelung zu ergänzen.**

2. Bestehende Netze besser nutzen: Recht auf Überbauung stärken durch FCAs

Was sieht der Regierungsentwurf vor?

Neben dem zügigen Netzausbau ist die effektivere Nutzung der bestehenden Netze durch Überbauung ein zentraler Hebel, um Netzausbau- und damit Systemkosten zu senken. Überbauung meint dabei zweierlei: die gemeinsame Nutzung eines Netzverknüpfungspunktes (NVP) durch komplementäre erneuerbare Erzeuger, Speicher und Verbraucher sowie die leistungsmäßige Überbauung eines Netzanschlusses durch eine oder mehrere Anlagen.

Der Regierungsentwurf greift dieses Anliegen auf: Nach dem neu gefassten § 8 Abs. 2 EnWG-E dürfen Anlagenbetreiber künftig auch einen Netzverknüpfungspunkt (NVP) wählen, der bereits von einer bestehenden oder einer in Betrieb zu nehmenden Anlage genutzt wird. Die Wahl kann mit dem Angebot einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung (FCA) verbunden werden. Dieses

Wahlrecht ist nach § 8 Abs. 2 S. 1 durch die Mehrkosten beschränkt, die dem Netzbetreiber aus der Wahl entstehen, diese dürfen nicht erheblich sein.

Was bedeutet das für die Branche?

Der BEE begrüßt diesen Schritt ausdrücklich, jedoch **bleibt er hinter dem zurück, was für eine flächendeckende Überbauung erforderlich ist**. Aus dem Entwurf folgt bislang ein Wahlrecht unter Vorbehalt und kein durchsetzbarer Anspruch. Zwei Lücken sind dabei entscheidend.

Erstens steht die Mitnutzung weiterhin unter dem unbestimmten Vorbehalt „nicht unerheblicher Mehrkosten“. Für Projektierer und finanzierende Banken bleibt die Überbauung damit eine Einzelfallentscheidung des Netzbetreibers, was in frühen Projektphasen ein nicht kalkulierbares Risiko darstellt. **Zweitens fehlt jede Aussage zur Anschlusskapazität nach Rückbau der Bestandsanlage**. Wer eine 10 oder 15 Jahre alte Anlage überbaut, muss befürchten, mit deren Rückbau auch den Netzzugang für die neue Anlage zu verlieren. Unter dieser Unsicherheit wird kaum ein Projekt realisiert.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Eine **unwiderlegliche Vermutung der Unerheblichkeit der Kosten** wäre das geeignetere rechtliche Mittel, um das Recht auf Überbauung tatsächlich zu verankern.

Zudem muss der Bestandsschutz der Anschlusskapazität bei Rückbau sichergestellt werden. Die vereinbarte Einspeise- und Bezugskapazität muss dem Netzverknüpfungspunkt zugeordnet sein und bei Rückbau, Stilllegung oder Ende des Weiterbetriebs einer mitnutzenden Anlage erhalten bleiben. Ohne diese Klarstellung ist die Überbauung von Bestandsanlagen nicht finanzierbar.

Für Batteriespeicher ist zudem entscheidend, dass Netzbetreiber nach § 17 Abs. 2a EnWG-Batteriespeicher an bestehenden NVP nicht nur nicht mehr ablehnen dürfen, sondern ihnen **vorrangig auch Bezugsleistung zur Verfügung stellen** müssen. Nur so können Batteriespeicher wirtschaftlich betrieben werden und ihren vollen Nutzen für das Stromsystem entfalten.

Änderungsvorschläge:

Anpassung von §8a Abs 2 EEG

(2) Anlagenbetreiber dürfen einen anderen Verknüpfungspunkt dieses oder eines anderen im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten Netzes wählen, es sei denn, die daraus resultierenden Mehrkosten des Netzbetreibers sind nicht unerheblich. (...) Die Wahl nach Satz 1 oder Satz 2 kann mit dem Angebot einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach § 8a verbunden werden. Im Fall des Satzes 2 wird die Unerheblichkeit der Mehrkosten **unwiderleglich** vermutet, wenn der Anlagenbetreiber sich verpflichtet, die bisherige Einspeise- und Bezugskapazität des Netzverknüpfungspunktes nicht zu überschreiten.

§ 17 Absatz 2 EnWG:

Betreiber von Energieversorgungsnetzen können einen Netzanschluss nach Absatz 1 Satz 1 verweigern, soweit sie nachweisen, dass ihnen die Gewährung des Netzanschlusses aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen unter Berücksichtigung des Zwecks des § 1 nicht möglich oder nicht zumutbar ist. **Verfügt der anzuzeigende Netzverknüpfungspunkt nicht über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung, so ist hierauf hinzuweisen und**

anzuzeigen, dass die Möglichkeit zum Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach § 17 Absatz 2b dieses Gesetzes oder § 8a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes besteht...

§17 Absatz 2b EnWG:

Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, dem Anschlussbegehrenden auf Anfrage eine flexible Netzanschlussvereinbarung nach Absatz 2b anzubieten. Die flexible Netzanschlussvereinbarung muss dem Anschlussnehmer einen wirtschaftlich sinnvollen Betrieb der Anlage ermöglichen. Eine Ablehnung ist nur aus technischen Gründen zulässig und bedarf der schriftlichen Begründung nach Maßgabe des § 17 Abs. 2.

3. Einspeisung flexibilisieren – Am NVP statt an der Anlage abregeln

Was sieht der Regierungsentwurf vor?

Bislang sieht der Gesetzesentwurf keine Regelung vor, dass im Falle temporärer Netzengpässe am Netzverknüpfungspunkt und nicht an der EE-Anlage selbst abgeregelt wird. Damit werden auch Eigenverbrauch und eine Zwischenspeicherung des EE-Stroms unterbunden. Betreiber werden eingeschränkt und wertvoller grüner Strom bleibt ungenutzt.

Was bedeutet das für die Branche?

Auf diese Weise kommt das Redispatch-Aufkommen zustande, das steigt, je weiter sich der Ausbau der Netze verzögert. Um **Kosten einzusparen** und **Redispatch-Mengen zu reduzieren**, könnten Anlagenbetreiber ihre **Einspeisung selbst flexibilisieren, z.B. durch Speicher oder Sektorkopplung**. Das aktuelle Recht steht dieser flexiblen Einspeisung jedoch entgegen. So ist es bislang in der Praxis nicht möglich, Strom aus EE-Anlagen bei Netzengpässen z.B. in einem benachbarten Batteriespeicher zwischenzuspeichern (Co-Location).

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Um Redispatch-Mengen zu reduzieren, sollte die **Abregelungsmaßnahme am NVP statt an der Anlage** möglich sein.

Änderungsvorschlag:

Erweiterung § 13 a Abs.1 EnWG:

Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt, die Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen, sowie von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, sind verpflichtet, auf Aufforderung durch den Betreiber von Übertragungsnetzen die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung **einspeisung am Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung** oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden.

Dementsprechend **Ergänzung der §14 Abs.1c EnWG, §34 Abs. 1 MsbG** mit dem Begriff „Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung“, und Klarstellung in §9 EEG.

4. Digitalisierung der Netzinfrastuktur voranbringen

Was sieht der Regierungsentwurf vor?

Ein zentraler Ansatzpunkt für den effizienteren und intelligenteren Betrieb der Netze ist eine umfassende Digitalisierung der Netzinfrastuktur. Die Maßnahmen zur Digitalisierung im Entwurf zielen auf ein digitales Anschlussverfahren und die Bereitstellung von Kapazitäts-, Status- und Gebietsdaten. Die „intelligente“ Digitalisierung der Netzinfrastuktur selbst, die eine bessere Auslastung bestehender Netze auf allen Netzebenen ermöglichen würde, fehlt jedoch weitgehend. Der Entwurf bleibt somit in der Ausgestaltung weit hinter den notwendigen Reformen zurück.

Was bedeutet das für die Branche?

Der Reformbedarf bei der Digitalisierung ist umfassend und geht dabei weit über singuläre Maßnahmen hinaus. Ein optimaler Betrieb des Netzes ist nicht leistbar, wenn der überwiegende Teil der Bewirtschaftung des Netzes noch statisch – also quasi im Blindflug – erfolgt. Vor dem Hintergrund eines zunehmend durch Engpässe im Verteilnetz verursachten Redispatchbedarfs ist dies nicht mehr tolerabel. Das Verteilnetz muss digital werden, um den Netzbetrieb in Echtzeit zu optimieren.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Eine **gute Durchdringung von intelligenten Zählern** (Smart-Meter-Gateway und intelligente Messsysteme) **und digitalen Ortstrafostationen** schafft auf der Niederspannungsebene die Grundvoraussetzung für einen effizienten Netzbetrieb und die marktliche Integration von Prosumern. Redispatchmengen und -kosten könnten effektiv reduziert und mittelfristig Netzausbaukosten eingespart werden. Auf der Mittel- und Hochspannungsebene können Instrumente wie die **Echtzeitdatenerfassung und Netzauslastungsprognose** auch kurzfristig zu erheblichen Effizienzgewinnen führen.

Harmonisierte Netzausbaupläne und digitale Netzzwillinge können die Netzplanung und den Netzbetrieb erleichtern, indem sie ein bisher nicht nutzbares Flexibilisierungspotenzial heben, für eine bessere Integration der Erneuerbaren sorgen und so Netzausbaukosten senken. Hierfür sind regulatorische Maßnahmen erforderlich – insbesondere die Anpassung und verpflichtende Harmonisierung von §12b EnWG sowie die Stärkung der Verteilnetzplanung nach §14d EnWG. Eine abgestimmte Verzahnung von Netzentwicklungsplan und Netzausbauplänen würde Planungssicherheit schaffen und Systemkosten nachhaltig senken.

5. Nutzen statt Abregeln (§13k EnWG) stärken

Was sieht der Regierungsentwurf vor?

Bislang sieht der Regierungsentwurf keine Regelung für eine verbesserte Wirkung des Instruments „Nutzen statt Abregeln“ vor. Dabei braucht es nun dringend Klarheit, denn das im Zuge der EnWG-Reform im November 2023 eingeführte **Instrument des §13k EnWG** befindet sich aktuell in der Erprobungsphase und startet im Oktober mit dem Zielmodell. Der BEE attestierte bereits zu Beginn des Prozesses eine prinzipielle Eignung des Instruments, um eine **Reduktion der Redispatchmengen** zu bewirken. Die Grundidee ist dabei so einfach wie verständlich. Übertragungsnetzbetreiber weisen in festgelegten Entlastungsregionen potenziell

abzuregelnde Mengen in bestimmten Zeitfenstern im Voraus aus. Teilnehmer **fahren in diesen Zeiten ihren Verbrauch hoch und nehmen so den andernfalls abzuregelnden Strom** auf. Für die Bereitstellung dieser Leistung werden die Verbraucher entsprechend vergütet und der Redispatchbedarf sinkt.

Was bedeutet das für die Branche?

Bisher verhindern die **Definition der “Zusätzlichkeit”**, bzw. die Zusätzlichkeitskriterien – i.e. wann ein zusätzlich angereizter Verbrauch wirklich zusätzlich erfolgt und so zur Entlastung des jeweiligen Netzgebiets führt – nach wie vor eine effektive Nutzung dieses Instruments. **So bleibt das Instrument “Nutzen statt Abregeln” mangels Teilnehmer weit hinter seinem Potenzial zurück.**

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Konkret bedarf es zweier Anpassungen. Zum einen müssen die **Zusätzlichkeitskriterien weniger restriktiv ausgestaltet** werden, um mehr Verbrauchern die Teilnahme zu ermöglichen. Zum anderen, und damit einhergehend, muss die **Wirtschaftlichkeit für Teilnehmer erhöht** werden, indem die Teilnahme an anderen Vermarktungsoptionen außerhalb des 13k ermöglicht wird. Mit einer entsprechend ausgestalteten Novelle des §13k EnWG könnte dieses bereits vorhandene Instrument einen wirkungsvollen Beitrag zur Reduzierung des negativen Redispatch Bedarfs beitragen. Das BMWF muss dafür eine Novellierung des §13k EnWG vornehmen und die BNetzA mit der Neufestlegung der Zusätzlichkeitskriterien beauftragen, sowie die Evaluierung bereits auf die Erprobungsphase vorziehen.

Änderungsvorschlag des §13k EnWG:

(3) ...Die Bundesregierung kann die Regulierungsbehörde jederzeit mit der Anpassung der Kriterien bezüglich der Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs beauftragen, sollte die Anwendung der Maßnahme durch unzureichende Teilnahme zusätzlicher Verbraucher den Einsatz von Mitteln zur Reduzierung strombedingter Engpässe in den ausgewiesenen Entlastungsgebieten nicht verringern. Die Regulierungsbehörde ist dabei zur Beteiligung der relevanten Stakeholder aufgerufen.

(9) Erstmals zum 01.01.2027 legen die Betreiber der Übertragungsnetze mit Regelzonenverantwortung einen detaillierten Bericht zur bisherigen Anwendung der Maßnahme vor, wobei dieser ebenfalls die Erprobungsphase abbildet. Die Regulierungsbehörde legt auf dieser Basis ebenfalls einen Bericht gegebenenfalls mit Empfehlungen für Anpassungen der Anwendungen der Maßnahme vor. Zum 1. Juli 2028 und anschließend alle zwei Jahre evaluieren die Betreiber der Übertragungsnetze mit Regelzonenverantwortung die Anwendung der Maßnahme nach den Absätzen 1 bis 7 und legen einen Bericht vor. Satz 1 ist für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, die von der Möglichkeit nach Absatz 8 seit mindestens zwölf Monaten Gebrauch machen, mit der Maßgabe anzuwenden, dass sie die Anwendung der Maßnahme nach Absatz 8 evaluieren. Die Regulierungsbehörde legt auf dieser Basis ebenfalls einen Bericht gegebenenfalls mit Empfehlungen für Anpassungen der Anwendungen der Maßnahme vor.



Impressum

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

Tel.: 030 2758 1700

info@bee-ev.de

www.bee-ev.de

V.i.S.d.P. Dr. Christine Falken-Großer

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 Energie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen.

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

Datum

28. August 2026