

## **BEE-Stellungnahme**

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

Berlin, 25. Oktober 2024



## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	2
Das Wichtigste in Kürze .....	3
Vorbemerkungen .....	5
1 Zu Artikel 1 - Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes .....	6
1.1 Steuerbarkeit von EE-Anlagen - §12 EnWG .....	6
1.2 Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen - §14 EnWG .....	7
1.3 Unverbindliche Netzanschlussauskunft - §17b EnWG .....	7
1.4 Digitale Netzanschlussportale - § 17c EnWG .....	9
2 Zu Artikel 5 - Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes.....	10
2.1 Grundsätzliches.....	10
2.2 Wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen; Preisobergrenzen - § 30 Abs. 1. Nr. 4 und Abs. 2 Nr. 2.....	10
2.3 Standard- und Zusatzleistungen des Messstellenbetreibers; Verordnungsermächtigung - § 34 Abs 2 und 3 sowie § 35 MsBG .....	11
2.4 Informationspflichten des grundzuständigen Messstellenbetreibers - § 37 Abs. 2 MsBG 12	
2.5 Verbrauchsinformationen für den Anschlussnutzer bei intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen - § 61 Abs. 2 MsBG .....	12
3 Zu Artikel 7 - Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.....	13
3.1 Vorgaben für Smart-Meter - §9 EEG .....	13
3.2 Vorgaben zur Direktvermarktung - § 10b EEG.....	13
3.3 Reservierung von Netzanschlusskapazität - § 8e EEG .....	14
3.4 Flexible Netzanschlussvereinbarungen - § 8f EEG .....	14
3.5 Zahlungsanspruch - § 19 EEG .....	16
3.6 Einspeisevergütung - §21 EEG .....	16
3.7 Zuordnung der Veräußerungsform - § 21b EEG .....	17
3.8 negative Preise - §§ 51 und 51a EEG.....	17
3.9 Netztrennung bei schweren Pflichtverstößen - § 52a EEG .....	18
Ansprechpartner*innen .....	19

## Das Wichtigste in Kürze

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) veröffentlichte am 23. Oktober 2024 Ergänzungen zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vom 27. August 2024.

Im Kern werden Änderungen im Energierecht vorgenommen, die vor allem auf die Erhöhung der Flexibilität inkl. der Steuerbarkeit von EE-Anlagen abzielen, sowie die Vorschriften für die Direktvermarktung und das Vorgehen bei negativen Preisen verändern.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) begrüßt, dass die Bundesregierung die gewachsene Rolle der Erneuerbaren Energien für ein stabiles Stromsystem und die Notwendigkeit zur Schaffung von Flexibilitäten grundsätzlich anerkennt.

Bereits in den vergangenen Monaten hatte der BEE in seinen Stellungnahmen [zum vorangegangenen Referentenentwurf der EnWG-Novelle](#) und [zum Optionenpapier „Strommarktdesign“ des BMWK](#) sowie in seiner [Studie zu Netzverknüpfungspunkten](#) auf die Herausforderungen bei der Netznutzung und bei der Strompreisentwicklung hingewiesen.

Der BEE bekräftigt in dieser Stellungnahme elementare **Anforderungen**, die in die EnWG-Novelle aufgenommen werden sollten:

- Die Flexibilisierung des Stromnetzes muss dezentral und als Lösung für das Auftreten eines hohen Redispatch-Bedarfs aufgestellt werden.
- Der schnelle Zubau systemdienlicher Stromspeicherkapazitäten, vor allem Batteriespeicher, ist die kurzfristig wirkungsvollste und langfristig die zielführendste Maßnahme zur Integration wachsender Erzeugungskapazitäten aus Sonne und sollte deshalb vorrangig vereinfacht und vorangetrieben werden.
- Die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten (NVP) muss dem Grundsatz „Nutzen statt Abregeln“ folgen und auf Freiwilligkeit der Anlagenbetreiber basieren. Dafür ist die Möglichkeit einer technologieübergreifenden NVP-Überbauung notwendig.
- Der BEE begrüßt im Grundsatz, die Sichtbarkeit und Steuerbarkeit von EE-Anlagen im gesamten Stromnetz zu erhöhen. Allerdings bergen die geplanten Regelungen die Gefahr von zu hohem bürokratischem Aufwand und einer Überforderung des Marktes. Außerdem ist die dazu notwendige Technik heute noch nicht flächendeckend verfügbar und in der Praxis eingeführt. Der BEE empfiehlt daher die Absenkung der Steuerbarkeitspflicht auf den Zeitpunkt zu verschieben, an dem die dazu notwendige Technik vorhanden und in der Praxis erprobt ist.
- Die geplanten Regelungen für Direktvermarkter sieht der BEE kritisch und fordert die Streichung.
- Die Umstellung von einer zeit- in eine mengenbasierte Absicherung muss umgehend umgesetzt werden, um negative Preise wirklich zu vermeiden.

Obwohl manche Zielsetzungen der EnWG-Novelle durchaus begrüßt werden, sind die konkrete Ausgestaltung bei Einführung von flexiblen Netzanschlussbegehren sowie die Abschaffung der EE-Förderung in Zeiten negativer Preise ohne entsprechende gleichzeitige Umstellung von einer zeit- in eine mengenbasierte Absicherung kritisch zu betrachten. Zwar existiert auch eine Anpassung des §51a EEG zur Nachholung der Energiemengen nach dem

bisherigen Vergütungszeitraums, nur bedingt genau dieser, dass es zu einem §51 EEG (negative Strompreise) gekommen sein muss. Das bedeutet, dass das Liquiditätsproblem, welches der §51 EEG innerhalb des Vergütungszeitraumes verursacht, nicht gelöst wird. Es besteht somit die Gefahr, dass Investoren und finanzierende Banken ihre Investitionsentscheidung überdenken und der EE Ausbau deutlich begrenzt wird.

Außerdem ist die Frist zur Konsultation für alle beteiligten Verbände deutlich zu knapp bemessen, sodass die Möglichkeiten zur Stellungnahme stark eingeschränkt werden und wahrscheinlich an vielen Stellen zu Unvollständigkeit führen werden. Wir verweisen gern auf die Stellungnahmen des [Bundesverband Solarwirtschaft e. V.](#) und des Bundesverband WindEnergie e.V. .

## Vorbemerkungen

Das BMWK hat am 23. Oktober 2024 eine Reihe von Ergänzungen zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts (EnWG) im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung zur Konsultation gestellt. Der BEE begrüßt, dass die komplexen Herausforderungen, die der fortschreitende Ausbau und die Integration der Erneuerbaren Energien mit sich bringen, weiterhin adressiert werden und für die Belange aller Beteiligten nach Lösungen gesucht wird.

Die Erneuerbaren Energien sind systemsetzend für den Strommarkt der Zukunft. In den ersten neun Monaten des Jahres 2024 konnten bereits rund 56 Prozent des gesamten in Deutschland verbrauchten Stroms durch Erneuerbare Energieträger gedeckt werden. Aus Sicht des BEE ist es unabdingbar, diesen Anteil schnellstmöglich auf 100 Prozent zu steigern. Dies ist klima-, umwelt-, wirtschafts- und industriepolitisch geboten. Nur Erneuerbare Energien liefern uns saubere, preiswerte und sichere Energie.

Benötigt werden dezentrale Flexibilitäten im Stromnetz, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, den Redispatch-Bedarf möglichst niedrig zu halten und gleichzeitig die Zielsetzung von 100 % Erneuerbaren Energien bis 2038 konsequent weiterzuverfolgen.

Um den Beteiligten der Erneuerbaren Energieversorgung ein möglichst risikoarmes Handeln zu ermöglichen, ist es außerdem nötig, Planungssicherheit zu schaffen, die wirtschaftliche Liquidität aufrechtzuerhalten und Verluste durch Ineffizienz zu minimieren.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) betrachtet die erneut **sehr knapp bemessene Frist** von 48 Zeitstunden für die Verbändeanhörung eines fast 300 Seiten umfassenden Gesetzestext und Gesetzesbegründung als äußerst problematisch. Die gründliche Prüfung eines derart umfangreichen Gesetzes ist in der kurzen Zeit nicht realistisch umsetzbar, was die umfassende Bewertung durch die Praxis erheblich erschwert. Demnach behält sich der Verband vor, **eine ergänzende Kommentierung nachzureichen**.

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 Zu Artikel 1 - Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

## 1.1 Steuerbarkeit von EE-Anlagen - §12 EnWG

### Zu §12 EnWG:

#### Zu Abs. 2a - f:

Der BEE begrüßt den Ansatz, die Sichtbarkeit und Steuerbarkeit von Stromerzeugungs- und Speicheranlagen im gesamten Stromnetz zu erhöhen. Hier wird ein weiterer Vorteil der steuerbaren Erneuerbaren Energien deutlich, für deren gezielte Förderung sich der BEE bereits in seinen Stellungnahmen zum Optionenpapier "Strommarktdesign" und zum Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWSG) ausgesprochen hat. Dass die Verpflichtung zum Sicherstellen dieser Steuerbarkeit und Sichtbarkeit den Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreibern in Form von durchzuführenden Tests auferlegt wird, sieht der BEE als wünschenswert, jedoch als in der Praxis schwierig durchführbar an. Es scheint fraglich, ob die Absenkung der Schwelle auf Anlagen mit einer Nennleistung von 2 kW hier wirklich zielführend ist und den dabei entstehenden Mehraufwand und Mehrkosten rechtfertigt.

Die kaskadierende Weitergabe der Messergebnisse bedient mit der Sicherstellung von Versorgungssicherheit und eines möglichst vollständigen Informationsstandes Intentionen, die vom BEE begrüßt werden. Dabei ist jedoch der bürokratische Aufwand für Berichtspflichten möglichst niedrig zu halten. Demnach sind alle Zwischenstufen - einschließlich der detaillierten Vorgaben zur Datenerhebung und -bewertung - kritisch auf ihre Notwendigkeit zu prüfen und gegebenenfalls Standardformate zur erleichterten Informationsweitergabe bereitzustellen. Der BEE spricht sich daher gegen eine aufgeblähten bürokratischen Prozess aus und empfiehlt die Absenkung der Steuerbarkeitspflicht erst einzuführen, wenn die dazu notwendige Technik vorhanden und in der Praxis erprobt ist.

#### Zu Abs. 2g:

Redispatch wird durch den neuen Entwurf zu einer verpflichtenden Maßnahme für Netzbetreiber, sofern Messstellenbetreiber ihren Pflichten nicht nachkommen. Letztere können dafür sanktioniert werden. Der BEE erkennt die Notwendigkeit der ordnungsgemäßen Steuerung von Einspeisungen an, jedoch sollte der Netzbetreiber in diesem Fall nicht zum Redispatch, sondern zur Speicherung der erzeugten Energie im Sinne des Grundsatzes "Nutzen statt Abregeln" (§ 13k EnWG) verpflichtet werden. Diesen Vorschlag hat der BEE bereits im Kontext der Überbauung von Netzverknüpfungspunkten (NVP) in seiner [NVP-Studie](#) aus dem April 2024 eingebracht.

Für weitere Informationen verweisen wir gern auf die Stellungnahme des Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW-Solar).

## 1.2 Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen - §14 EnWG

Der BEE bewertet die im §14 EnWG getroffenen Regelungen kritisch. Grundsätzlich steht dem Betreiber einer Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ein finanzieller Ausgleich als Aufwendungsersatz für den nicht durchgeführten bilanziellen Ausgleich zu. Allerdings stellt sich die Frage, ob es sinnvoll ist, den Anlagenbetreiber direkt in den Prozess einzubeziehen oder ob es nicht zielführender wäre, weiterhin den finanziellen Ausgleich zwischen dem Bilanzkreisverantwortlichen und dem Netzbetreiber abzustimmen.

Bei Anlagen, die sich in der Direktvermarktung befinden, betrifft eine Redispatch-Maßnahme in der Regel den Bilanzkreis desjenigen Direktvermarkters, der die Markttrollen „Einsatzverantwortlicher (EIV)“ und „Betreiber der Technischen Ressource (BTR)“ innehat. Mit der geplanten Regelung müsste bei einer negativen Redispatch-Maßnahme die Ausgleichsenergie weiterhin über eben jenen Direktvermarkter beschafft werden, während die finanzielle Kompensation einschließlich einer Weiterreichung der Kosten direkt an den Anlagenbetreiber erfolgen soll. Dabei bliebe die Höhe der Ausfallarbeit Gegenstand der Abstimmung zwischen dem Direktvermarkter und dem Netzbetreiber. Dies würde dazu führen, dass der Anlagenbetreiber zunächst keine Zahlungen erhält, sondern erst nach Klärung der Ausfallarbeit zwischen dem Direktvermarkter und dem Netzbetreiber entschädigt wird. Es ist zu erwarten, dass Ausgleichsenergiekosten zwischen Direktvermarkter und Anlagenbetreiber zeitnah verrechnet werden. Jedoch waren sowohl bei der Abstimmung der Ausfallarbeit als auch bei den damit verbundenen Zahlungen von Redispatch-Maßnahmen in den letzten Jahren erhebliche Verzögerungen zu beobachten. Deshalb sieht der BEE hier ein signifikantes Risiko für Liquiditätsengpässe und einen doppelten Abstimmungsaufwand bei Anlagenbetreibern.

Der BEE bewertet den Vorschlag daher kritisch und empfiehlt, an den bewährten Prozessen und der bisherigen Rollenverteilung – insbesondere der Verantwortlichkeiten von EIV, BTR und Bilanzkreisverantwortlichem – festzuhalten. Der Anlagenbetreiber sollte nicht als zusätzliche Partei in den Prozess der Abstimmung und Auszahlung der finanziellen Kompensation eines nicht stattfindenden bilanziellen Ausgleichs einbezogen werden.

## 1.3 Unverbindliche Netzanschlussauskunft - §17b EnWG

Der BEE befürwortet weiterhin die Einführung einer unverbindlichen Netzanschlussauskunft und sieht den dargestellten Mechanismus überwiegend positiv. Fraglich und nicht nachvollziehbar ist jedoch die erneute Verschiebung des Einführungsdatum des verpflichtenden elektronischen Verfahrens. Bereits in dem vorangegangenen Referentenentwurf wurde eine äußerst großzügige Einführungsfrist von 2 Jahren eingeräumt, welche nun unverständlicherweise um ein weiteres Jahr verlängert wurde. Leider wird so der

entscheidende Impuls dieser Regelung, die Planung zu vereinfachen und unbegründete Projektanfragen für den Verteilnetzbetreiber (VNB) zu minimieren, künstlich behindert. Der BEE empfiehlt daher, den Wirkbeginn dieser Regelung zumindest wieder auf die vorangegangenen 2 Jahre zu beschränken.

#### Zu § 17b EnWG:

##### Zu Abs. 2:

Der BEE begrüßt die Erweiterung der Anzeigepflicht der durch den VNB anzugebenden potenziellen Netzverknüpfungspunkte (NVP) um die Möglichkeit einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach § 17 Abs. 2b EnWG (neu) oder § 8f EEG (neu). Generell muss für den Anschlussbegehrenden immer ein allgemeines Recht auf eine flexible Netzanschlussvereinbarung mit den NB bestehen. Allerdings, sollten Gründe für einen möglichen Ausschluss einer solchen Option durch den VNB bestehen, so müssen diese transparent und glaubwürdig dargelegt werden. Nur so kann eine pauschale Verweigerung der Nutzung dieses Instruments durch die VNB vermieden werden. Zudem ist eine Verweigerung der Überbauung durch den Netzbetreiber bei einem bereits bestehenden Netzverknüpfungspunkt (NVP) unter Einhaltung der bisherigen NVP Leistung auszuschließen. Kritisch benannt werden muss ebenfalls die Abkehr von der Angabe einer Schätzung der voraussichtlichen Anbindungskosten für den angefragten NVP durch den VNB - wie sie im zuletzt dargelegten Entwurf noch enthalten war. Auch eine unverbindliche Kostenschätzung ohne Rechtsanspruch wäre bei der Projektplanung von großem Vorteil und könnte den Planungsprozess bereits frühzeitig entscheidend beeinflussen. Der BEE spricht sich daher dafür aus Abs. 2 wie folgt anzupassen:

*“Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben für die nach Satz 4 ausgewiesenen Netzverknüpfungspunkte eine Schätzung der Anbindungskosten zu übermitteln. Verfügt der nach Satz 4 Nummer 1 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 § 8f des Erneuerbare-Energien-Gesetzes besteht. Sollte keine Möglichkeit zur Umsetzung einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung i.S.d. § 17 Abs. 2b EnWG (neu) oder § 8f EEG (neu) bestehen, so muss der Netzbetreiber die Gründe hierfür ausführlich darlegen. Auf die tatsächliche Verfügbarkeit der im Rahmen der Netzanschlussauskunft ermittelten Netzverknüpfungspunkte besteht kein Rechtsanspruch.”*



## 1.4 Digitale Netzanschlussportale - § 17c EnWG

Der BEE befürwortet die Umsetzung der im BraBeNa erarbeiteten Eckpunkte für die Standardisierung und Digitalisierung des Netzanschlussverfahrens (NAV) durch den neu eingeführten § 17c EnWG. VNB werden nun verpflichtet, digitale Netzanschlussportale für Erzeugungsanlagen, Verbrauchsanlagen und Speicher uneingeschränkt für alle Leistungsklassen und Spannungsebenen gestaffelt einzuführen. Dem soll eine Standardisierung der notwendigen Prozesse im NAV vorangehen. Der BEE hat sich bereits in seinen vorangegangenen Stellungnahmen für die Umsetzung dieser Maßnahmen stark gemacht und begrüßt diesen Schritt sehr - insbesondere die angemessene Beteiligung der netznutzenden Verbände bei der Abstimmung der einheitlichen Vorgaben nach Abs. 4 Nr. 1-4.

Für eine das NAV wirklich beschleunigende Wirkung mahnt der BEE jedoch erneut eine Fokussierung - **Standardisierung vor Digitalisierung** - in der Umsetzung an. Daher sollte in der vorliegenden Regelung eine Frist für die Ausarbeitung der einheitlichen Vorgaben nach Abs. 4 durch den Gesetzgeber gesetzt werden.

Zusätzlich zur Bearbeitung von neuen Netzanschlussbegehren, sollte die Erweiterung bereits bestehender Netzanschlusspunkte ebenfalls vollständig digital abgewickelt werden können, wie es z.B. bei einem Leistungszubau zur Flexibilisierung im Biogasbereich der Fall sein kann. Der BEE empfiehlt darum die Erweiterung von §17c EnWG entsprechend.

In Summe sind die hier vorgestellten Regelungen zur Verpflichtung einer vollständig digitalen Umsetzung des NAV positiv und zielführend zu bewerten. Einzig negativ muss erneut der weit verzögerte Wirkungsbeginn von 3 Jahren angeführt werden. Auch bei der großen Anzahl an VNB in Deutschland hat eine so großzügig bemessene Ausarbeitungszeit zur Vereinheitlichung der Netzanschlussbearbeitungsprozesse eine bremsende Wirkung.

## **2 Zu Artikel 5 - Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes**

### **2.1 Grundsätzliches**

Die Neuregelungen zum Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) sollen die Geschwindigkeit des Smart-Meter-Gateway-Rollout erhöhen, bieten dabei jedoch keine wirkliche Vereinfachung, sondern erhöhen die Komplexität einer umfassenden marktlichen Durchdringung eher weiter. Der verpflichtende Rollout von Smart-Grid-Anwendungen zu einem Zeitpunkt, an dem die Steuerungstechnologie weder marktverfügbar noch ausreichend erprobt ist, sorgt – wie bereits bei der Einführung des § 14a EnWG – für erhebliche Verunsicherung im Markt. Die einseitige Fokussierung bei der Kostenbetrachtung auf den Messstellenbetreiber birgt ein erhebliches Risiko. Insbesondere mit Blick auf Preisobergrenzen und Verbraucherrechte sind Anpassungen am Gesetz notwendig, um die Akzeptanz des Rollouts und der damit verbundenen Erneuerbare-Energien-Systeme nicht zu gefährden.

### **2.2 Wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen; Preisobergrenzen - § 30 Abs. 1. Nr. 4 und Abs. 2 Nr. 2**

Der Regelungsvorschlag sieht nach § 30 Abs. 1 Nr. 4 und Abs. 2 Nr. 2 sieht neue Preisobergrenzen (POG) für Smart Meter Gateways und Steuerungsboxen vor, welche Anpassungen der Netzentgeltreduzierung in §14a EnWG nötig machen. So erfolgt für die Ausstattung von Anschlussstellen mit intelligenten Messsystemen eine einseitige Anhebung der POG für die Anschlussnehmer von 30 auf 50 Euro pro Jahr für Anlagen zwischen 2 und 15 kW, sowie für Anlagen zwischen 15 und 25 kW von 50 auf 90 Euro pro Jahr vor. Hinzu kommen Gebühren für die Ausstattung mit einer Steuerungseinheit, welche den Anschlussnehmer weitere 100 Euro im Jahr kosten. Diese einseitige Anhebung auf Kundenseite wird die Anlagenkosten deutlich erhöhen und gefährdet die Wirtschaftlichkeit der Anlagen und damit den weiteren Ausbau der Photovoltaik.

Bislang ist in den Regelungen der BNetzA zu steuerbaren Verbrauchseinrichtung zu Modul I nur eine Pauschale in Höhe von 30 Euro vorgesehen. Zusätzlich wird auch der Wegfall der kostenschützenden Regelung der „fallhöchsten POG“ bei der Ausstattungsverpflichtung von mehreren Zählpunkten eines Anschlussnutzers kostenerhöhend wirken. Durch die Erhöhung

der maximalen jährlichen Betriebskosten für die Herstellung der Steuerbarkeit ist die derzeit von der Bundesnetzagentur (BNetzA) für die Module 1 und 2 im Rahmen des §14a EnWG vorgesehene Berechnung der Netzentgeltreduzierung nicht mehr ausreichend. Diese muss daher bis spätestens 1. Januar 2025 angepasst werden, da die Fixkosten für Kunden jährlich um mindestens 70 Euro brutto höher liegen als im bisherigen Modell. Bisher waren für Modul 1 lediglich 80 Euro pro Jahr für das intelligente Messsystem und die Herstellung der Steuerbarkeit angesetzt. Unter diesen neuen Umständen würde der Anlagenbetreiber jedoch keine Vorteile mehr aus der Netzentgeltreduzierung ziehen, welche eigentlich die Umsetzung der Steuerungsmaßnahmen durch den VNB ausgleichen soll. Der BEE fordert daher das BMWK auf, im Austausch mit der BNetzA eine entsprechende Anpassung der Netzentgeltreduktion für §14a-Anlagen zu erwirken.

Für eine detaillierte Bewertung der Neuregelungen des MsbG und spezifizierte Informationen verweisen wir gern auf die [Stellungnahme des Bundesverband Solarwirtschaft e. V.](#) (BSW-Solar).

## **2.3 Standard- und Zusatzleistungen des Messstellenbetreibers; Verordnungsermächtigung - § 34 Abs 2 und 3 sowie § 35 MsBG**

Der Wunsch nach einem Einbau innerhalb einer Frist von vier Monaten bleibt zwar grundsätzlich bestehen, jedoch gibt es zahlreiche problematische Aspekte in der aktuellen Regelung: Zum einen wurde die Vermutungsregelung für die Wirtschaftlichkeit der Einbaukosten von ursprünglich 30 Euro auf 100 Euro erhöht. Statt einer einheitlichen Preisobergrenze für alle grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) bleibt es jedoch bei einer Vermutungsregelung, was weiterhin zu erheblichen Preisunterschieden führt. Dies schafft für Anbieter, die bundesweit tätig sind, äußerst schwierige Rahmenbedingungen und erschwert die Entwicklung bundesweit einheitlicher Angebote.

Darüber hinaus fehlt ein verbindlicher Prozess für eine Vorab-Nachweispflicht, sollte ein Messstellenbetreiber von den gesetzlich vorgesehenen Entgelten abweichen wollen. Anspruchsberechtigte müssten in solchen Fällen selbst aufwändig die Angemessenheit der geforderten Entgelte prüfen lassen, was den Bedürfnissen bundesweiter Anbieter nach wirtschaftlicher Planbarkeit und einheitlichen Bedingungen widerspricht. Hinzu kommt, dass eine Umsetzung auf Kundenwunsch vom Messstellenbetreiber künftig unbefristet verzögert werden könnte. Hierfür reicht bereits der Verweis auf eine mögliche „Gefährdung des Pflichtrollouts“, ohne dass dafür ein konkreter Nachweis erforderlich wäre.

Die Erhöhung der Einbaukosten von 30 auf 100 Euro erscheint zwar angemessen, doch darf dies nicht auf Basis einer bloßen Vermutungsregelung erfolgen. Daher ist eine klare Forderung nach einer verbindlichen Preisobergrenze für diese Zusatzleistung erforderlich.

Notwendig ist eine verbindliche Festlegung, ab wann eine „Gefährdung“ vorliegt, und eine Vorab-Freigabe durch die Bundesnetzagentur (BNetzA). Eine ex-post-Überprüfung dauert erfahrungsgemäß ein bis zwei Jahre, was den Messstellenbetreibern ermöglicht, den Einbau auf Kundenwunsch ohne großen Aufwand für bis zu 24 Monate auszusetzen. Aus vertrieblicher Sicht ist dies eindeutig abzulehnen.

## **2.4 Informationspflichten des grundzuständigen Messstellenbetreibers - § 37 Abs. 2 MsBG**

Insbesondere fehlt im aktuellen Entwurf die Möglichkeit für den Kunden, ein Sonderkündigungsrecht wahrzunehmen, falls der grundzuständige MSB seinen Verpflichtungen – wie der Einhaltung von Update-Pflichten oder dem Verzicht auf Kostenerhöhungen während der Vertragslaufzeit – nicht nachkommt. Schließlich sollte festgehalten werden, dass der MSB auch kürzere Haltefristen anbieten kann, da im Falle von Zahlungsausfällen das Inkassorisiko direkt beim MSB verbleibt.

Zudem sollte die Frist zur Kündigung der Vertragsbeziehung nach Ablauf der Haltefrist von sechs Wochen auf drei Monate zurückgesetzt werden, da eine zu kurze Frist die Möglichkeit des Anschlussnutzers beeinträchtigt, bei Bedarf rechtzeitig den Messstellenbetreiber (MSB) zu wechseln. Die Frist von drei Monaten entspricht auch den sonst üblichen Bearbeitungszeiten, die für Marktpartner als Standard gelten. Für die erforderliche Kundenkommunikation und Vorbereitungen wäre eine Vorlaufzeit von sechs Wochen für den Lieferanten zudem zu kurz bemessen.

## **2.5 Verbrauchsinformationen für den Anschlussnutzer bei intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen - § 61 Abs. 2 MsBG**

Die Visualisierung von Verbrauchsdaten über die App des Energieanbieters ist eine sinnvolle Ergänzung und wird ausdrücklich befürwortet. Um Missverständnisse zu vermeiden, ist jedoch eine Konkretisierung des Gesetzestextes notwendig: Zum einen sollte gesetzlich klargestellt werden, dass der Energieanbieter gegenüber dem Messstellenbetreiber (MSB) ein Anrecht auf die kostenfreie Bereitstellung der 15-Minuten-Werte über eine standardisierte Schnittstelle hat. Diese Entscheidung darf nicht allein beim MSB liegen, der stattdessen die Daten auf seinem eigenen Portal oder in seiner eigenen App anzeigen könnte; die Datenfreigabe sollte im Auftrag des Kunden oder Lieferanten erfolgen.

## 3 Zu Artikel 7 - Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

### 3.1 Vorgaben für Smart-Meter - §9 EEG

Der Entwurf sieht vor, die Leistungsgrenze für Smart-Meter von 25 kW auf 2 kW zu reduzieren. Dies stellt eine deutliche Reduzierung gegenüber dem bisherigen Roll-out der Smart-Meter dar. Die Kosten müssen vom Anlagenbetreiber getragen werden, sind aber bei einer 2 kW Anlage genauso hoch wie bei einer 25 kW Anlage. Es stellt sich die Frage, ob diese Regelung notwendig ist, denn sie läuft Gefahr, den Betrieb von kleinen Anlagen unnötig zu verteuern, obwohl man gerade die kleinen PV-Anlagen, die mit dieser Regelung adressiert werden sollen, mittels Portfolioprognose gut abschätzen kann. Aus Sicht des BEE ist eine flächendeckende Ausrollung von Smart-Metern auf 2 kW nicht notwendig. Für ein typisches Einfamilienhaus mit einer PV-Anlage zwischen 0 und 10 kW würde die geplante Regelung Mehrkosten erzeugen und könnte dazu führen, dass der Anlagenbetreiber eher eine Anlage baut, die unter 2 kW liegt, um die Mehrkosten zu umgehen und somit weiteres Potential der Dachfläche ungenutzt lässt. Es ist zu befürchten, dass die geplante Regelung so eine begrenzende Wirkung auf den PV-Ausbau haben wird. Für nähere bzw. spezifizierte Informationen verweisen wir gern auf die [Stellungnahme des Bundesverband Solarwirtschaft e. V.](#) (BSW-Solar).

### 3.2 Vorgaben zur Direktvermarktung - § 10b EEG

Zu § 10b EEG:

Zu Abs. 6:

Die in Abs.6 getroffenen Regelungen sind aus rechtlicher Sicht kritisch zu bewerten, weshalb der BEE eine Streichung dieser Bestimmung fordert. Es erscheint nicht nachvollziehbar, weshalb ein Direktvermarktungsunternehmen durch das EEG verpflichtet werden sollte, Anlagenbetreiber auf etwaige Pflichtverstöße hinzuweisen oder entsprechende Versäumnisse im Rahmen einer gesetzlich normierten Meldepflicht an den Netzbetreiber weiterzugeben.

Diese Vorgabe stellt eine erhebliche Abweichung von der bisherigen Systematik des EEG dar - einstweilen Regelungen zur Direktvermarktung ausschließlich auf den Betreiber der Erzeugungsanlage für Erneuerbare Energien gerichtet waren. Mit der Einführung des neuen Abs.6 wird nun erstmals das Direktvermarktungsunternehmen selbst als Adressat des EEG in die Verantwortung genommen. Hierbei stellt sich die

grundsätzliche Frage, weshalb einem privatrechtlichen Unternehmen hoheitliche Vollzugsaufgaben übertragen werden sollten. Die Verpflichtung zur Meldung von Verstößen gegen das EEG an den Netzbetreiber ist kein Teil der bilateral vereinbarten Leistungen zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmen.

Eine solche Erweiterung der Pflichten des Direktvermarktungsunternehmens würde zu erheblichen Rechtsunsicherheiten führen. Insbesondere bleibt unklar, wie Verstöße des Direktvermarktungsunternehmens gegen die gesetzlich definierte Meldepflicht innerhalb der vierwöchigen Frist, in der der Anlagenbetreiber zur Erfüllung seiner Pflichten aufgefordert wird, sanktioniert werden sollen. Eine Sanktionierung des Anlagenbetreibers wäre in diesem Zusammenhang unbillig und unverhältnismäßig, da in einem solchen Fall Pflichtverletzungen des Direktvermarktungsunternehmens unverschuldete negative Folgen für den Anlagenbetreiber nach sich ziehen würden. Ebenso erscheint eine Sanktionierung des Direktvermarktungsunternehmens unangemessen, da dessen Geschäftsmodell unabhängig vom EEG ist und sich lediglich auf die Nachfrage nach einer im EEG vorgesehenen Dienstleistung bezieht. Zudem ist von einem erhöhten Mehraufwand in Folge gehäufter Testate innerhalb des Jahres zur Belegung der Fernsteuerbarkeit der jeweiligen Anlagen auszugehen.

Insgesamt führt die in Abs. 6 vorgesehene Regelung zu erheblichen Unklarheiten und Widersprüchen, die einer detaillierten rechtlichen Prüfung und Überarbeitung bedürfen, um die Kohärenz der Systematik des EEG aufrechtzuerhalten.

### 3.3 Reservierung von Netzanschlusskapazität - § 8e EEG

#### Zu § 8e EEG:

##### Zu Abs. 2:

Der Entwurf des BMWK sieht vor, dass bei der Entwicklung von Vorgaben für die Reservierung von Netzanschlusskapazität durch die Verteilnetzbetreiber eine Beteiligung von Verbänden - insbesondere solche aus der Erneuerbare-Energien-Branche - erfolgen muss. Der BEE begrüßt die Erweiterung des vorangegangenen Entwurfs um die Einbindung der betroffenen Stakeholder explizit und bietet hier seine Mitarbeit an der Ausarbeitung der entsprechenden Kriterien an.

### 3.4 Flexible Netzanschlussvereinbarungen - § 8f EEG

Der Referentenentwurf regelt in §8f EEG die Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/944 und schafft die Möglichkeit des Abschlusses flexibler Netzanschlussvereinbarungen für EE-Anlagen und am gleichen Netzverknüpfungspunkt angeschlossener Stromspeicher, Bspw. Hybridlösungen. So soll im Gegensatz zu standardmäßigen Netzanschlüssen die installierte Leistung der Anlage anschlussseitig nicht unbeschränkt oder zeitlich eingeschränkt zur

Verfügung stehen. Dabei kann die Netzanschlussleistung konstant oder zeitweise unterhalb der installierten Leistung der Anlage liegen, was einer kapazitiven Überbauung des NVP entspricht. § 17 Abs. 2b EnWG regelt das VNB flexible Anschlussverträge in verschiedenen Varianten anbieten. Für EE-Anlagen wird in § 8 Abs. 2 EEG die Nutzung bestehender NVP ermöglicht. In § 11 Abs. 1 EEG wird die Abnahme des erzeugten Stroms für Anlagen nach einer § 8f EEG-E-Vereinbarung geregelt.

Der BEE begrüßt die Einführung dieses Mechanismus ausführlich, sieht aber noch einigen Klarstellungsbedarf in der Regelung. Zwar wird in der Gesetzesbegründung das Cable Pooling - also die vom BEE bereits öfters eingebrachte NVP-Überbauung - als Sonderfall der Nutzung von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen aufgeführt, allerdings fehlt hierzu eine entsprechende direkte Verankerung im Gesetzestext selbst.

Dem Anlagenbetreiber sollte durch die Regelung zur flexiblen Netzanschlussleistung immer **das Recht** zur gemeinsamen Nutzung der NVP-Anschlussleistung bzw. der Überbauung des Punktes eingeräumt werden, wenn er die bisherige Leistung nicht überschreitet. Eine Widerspruchsmöglichkeit für den VNB gegen die gemeinsame Überbauung - auch mit verschiedenen Erzeugungstechnologien - eines vorhandenen NVP darf hier nicht möglich sein. Andernfalls kann diese besondere und innovative Anschlusskonzeptionierung nicht die dringend notwendigen Beschleunigungseffekte im Netzanschluss bewirken und viele seiner systemförderlichen Eigenschaften - optimale Nutzung bestehender Anschlusspunkte durch die komplementären Einspeiseprofile der verschiedenen Erzeugungsarten (z.B. Wind und PV), die Verstetigung der Einspeisezeiten und somit die langfristig Redispatch-mindernde Wirkung - wären nicht wirklich nutzbar.

Der BEE empfiehlt die Ergänzung von Abs. 2 um folgende Nummer:

*(2) In der flexiblen Netzanschlussvereinbarung sind insbesondere Regelungen zu treffen...*

*7. Messkonzept zur Ermittlung der Einspeisungsmengen im Kontext unterschiedlicher verwendender Erzeugungstechnologien am gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt*

sowie den Anschluss der folgenden Absätze:

*Abs. 4. Bei Teilabbau oder Stilllegung von Anlagen (Bestand) kann der hinzukommende Anlagenbetreiber dessen Einspeiseleistung auch weiterhin nutzen.*

*Abs. 5. Der Netzbetreiber muss dem Anlagenbetreiber Informationen über bereits bestehende naheliegende NVP, deren Netzkapazität, installierte Nennleistung und angeschlossene Erzeugungstechnologie, sowie angeschlossenen Anlagenbetreiber zur Verfügung in dem Maße zur Verfügung stellen, sodass eine Anfrage zur gemeinsamen Nutzung der anliegenden Anschlussleistung möglich wird.*

Zusätzlich muss das Gesetz ein missbräuchliches Verhalten durch den VNB ausschließen. Dahingehend sollte Abs 3. so angepasst werden, sodass der NB diesen nicht vorrangig dazu nutzen kann, etwaige notwendige Netzausbau- und ertüchtigungsmaßnahmen aufzuschieben. Generell sollte das Instrument des §8f EEG nicht in erster Linie dazu dienen, dem Anschlussbegehrenden einen schnelleren Netzanschluss im Gegenzug für eine

reduzierte Wirkleistungsbegrenzung - Bspw. Anschluss sofort zu 50% der angefragten Leistung oder 100% der Wirkleistung aber erst in 5 Jahren, wenn die Ertüchtigungsmaßnahmen abgeschlossen sind - in Aussicht zu stellen, was auch der Intention hinter dem Instrument des §13k EnWG entgegen spricht. Vielmehr sollten die bereits aufgeführten gesamt systemisch positiv wirkenden Effekte einer technologieübergreifenden Überbauung und somit nachhaltigen Lösung des Redispatch-Problems im Vordergrund stehen.

### 3.5 Zahlungsanspruch - § 19 EEG

Der BEE begrüßt, dass durch die Änderungen an § 19 Abs. 3 EEG verschiedene neue Nutzungsmöglichkeiten für Stromspeicher ermöglicht werden sollen und so das starre Ausschließlichkeitsprinzip aufgehoben wird.

Die Anpassung wird es ermöglichen, Speicher vielseitiger einzusetzen und ihre Flexibilität optimal für das Stromsystem zu nutzen.

Für nähere bzw. spezifizierte Informationen verweisen wir gern auf die [Stellungnahme des Bundesverband Solarwirtschaft e. V.](#) (BSW-Solar).

### 3.6 Einspeisevergütung - §21 EEG

Der Entwurf sieht vor, die Direktvermarktungsgrenze für die Auszahlung der Einspeisevergütung abzusenken. Der neue Zielwert dafür liegt bei 25 kW, was der BEE als deutlich zu niedrig einschätzt. Bereits heute kann in der Realität nachgewiesen werden, dass selbst Anlagen mit mehreren hundert kW Leistung Schwierigkeiten haben, überhaupt einen Direktvermarkter zu finden. Selbst wenn dieser gefunden wird, liegen die Direktvermarktungskosten solcher Anlagen deutlich höher als die im Gesetz vorgesehenen 4 €/MWh. Sofern die Direktvermarktungsschwelle weiter abgesenkt wird, ist von einer weiteren deutlichen Verteuerung der Direktvermarktungskosten für kleinere Projekte auszugehen.

Dadurch entstünden dem Anlagenbetreiber unter Umständen zum Teil höhere Kosten gegenüber den Direktvermarktern, als sie durch die Stromerzeugung einnehmen könnten. Dies riskiert ein Bremsen des PV-Ausbaus und damit die Energiewende. Das Vorhaben des BMWK aus §21b EEG, eine Anlage von der Einspeisevergütung auszuschließen, sobald sie schon einmal einer anderen Direktvermarktung als der aktuellen zugeordnet war, verstärkt diese Wirkung zusätzlich. Der BEE spricht sich deshalb gegen eine weitere Absenkung der Direktvermarktungsgrenze aus. Für nähere bzw. spezifizierte Informationen verweisen wir gern auf die [Stellungnahme des Bundesverband Solarwirtschaft e. V.](#) (BSW-Solar).



### 3.7 Zuordnung der Veräußerungsform - § 21b EEG

Mit dem neuen § 21b Absatz 1 Satz 5 EEG soll eine Anlage, die bereits mindestens einmal der Marktprämie oder der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet war nicht mehr in die Einspeisevergütung zurück wechseln können. Es ist aus Sicht des BEE nicht verständlich, weshalb einer Anlage unter diesen zeitlich begrenzten Rahmen nicht auch wieder der Einspeisevergütung zugeordnet werden kann.

Eine solche Regelung würde dazu führen, dass Anlagenbetreiber aus Sorge, nicht wieder in das Einspeisevergütungs-Modell zurückwechseln zu können, gar nicht erst auf die anderen möglichen Geschäftsmodelle umsteigen, was wichtige Geschäftsfelder (u.a. Energy Sharing, PPA, usw.) massiv begrenzen würde, welche fast immer über kürzere Laufzeiten (einige Monate bis einige Jahre) aber **nicht für den kompletten Vergütungszeitraum abgeschlossen werden**. Das dadurch entstehende Risiko des Anlagenbetreibers nicht mehr zur Einspeisevergütung zugeordnet werden zu können, wird bereits das „Testen“ eines solchen Geschäftsmodells im ersten Ansatz ausschließen. Der BEE empfiehlt daher § 21b Absatz 1 Satz 5 (neu) EEG ersatzlos zu streichen.

### 3.8 negative Preise - §§ 51 und 51a EEG

Das BMWK reduziert mit Einführung des § 51 EEG den anzulegenden Wert für Zeiten, in denen der Spotmarktpreis negativ ist auf null. Somit entfällt bei Neuanlagen, in Zeiten negativer Preise die Förderung bereits ab der ersten Viertelstunde, sollten sie nicht von den übergangsweisen Ausnahmen in Abs. 2 profitieren. Diese Ausweitung auf alle Leistungsklassen (mit entsprechenden zeitlichen Übergangsfristen siehe §51 Abs. 2 EEG) ist eine deutliche Verschärfung zur bisherigen Regelung im bestehenden §51 EEG.

In § 51a EEG werden nun einige Folgeanpassungen vorgenommen, welche beim Anspruch auf Verlängerung des Vergütungszeitraums bei negativen Preisen wirken. Zwar gilt hier weiterhin, dass für alle Technologien außer der PV die Zeitstunden (Viertelstunden) hinten angehängt werden, was also nicht der eigentlichen Menge entspricht, welche verloren gingen. Bei der PV werden die Viertelstunden des §51 EEG innerhalb des Vergütungszeitraums in „Volllastviertelstunden“ nun umgerechnet und somit indirekt in eine entsprechende Energiemenge.

Sollte der Gesetzgeber bzw. das BMWK nun, wie bereits in einem Meeting im Oktober dieses Jahres mündlich erwähnt planen, die Begrenzung der Vermarktung auf Basis von negativen Strompreisen durch die ÜNB einzuführen, so muss er dringend klarstellen, dass die Preisschwelle bei der Vermarktung des ÜNB unbedingt bei 0,00 €/MWh und nicht im negativen Bereich liegt. Andernfalls würden immer noch negative Strompreise wie z.B. -0,01 €/MWh auftreten, den §51-Fall auslösen und somit eine Begrenzung des Ausbaus der EE-Anlagen, insbesondere PV, aufgrund zu geringer Liquidität bewirken.

Die restlichen negativen Strompreise, die auf Basis direktvermarkteter Anlagen (Direktvermarkterproblem) entstehen, könnten, wie bereits in der BEE Strommarktdesignstudie durch die Fraunhofer IEE und Fraunhofer ISE belegt, besser über eine Umstellung von einer zeit- in eine mengenbasierten Absicherung gelöst werden. Daher

wäre es dringend notwendig diese Änderung zeitnah anzugehen.<sup>1</sup> Eine Umstellung von einer zeit- in eine mengenbasierten Absicherung würde die Finanzierung der Erneuerbaren vereinfachen und deren Kosten senken - wäre somit volkswirtschaftlich positiv.

Der BEE empfiehlt daher erneut eine Umstellung der Förderung, entsprechend seines Vorschlags und empfiehlt gleichzeitig eine minimale Preisgrenze für die ÜNB vermarkteten erneuerbaren Energiemengen bei genau 0,00 €/MWh, sodass diese Neuanlagen niemals zu negativen Strompreisen vermarkten und somit §51 EEG Zeitfenster verhindern.

### 3.9 Netztrennung bei schweren Pflichtverstößen - § 52a EEG

Zu §52 a EEG:

Zu Abs. 2 Satz 2:

Der BEE erachtet die in Absatz 2 festgelegten Fristen als praktisch nicht umsetzbar und hält diese Regelung in ihrer derzeitigen Form für unpraktikabel. Grundsätzlich begrüßt der BEE das Verfahren, wonach der Anlagenbetreiber bei Vorliegen einer konkreten Pflichtverletzung in Textform eine Frist von einem Monat zur Behebung gesetzt wird. Jedoch ist die einmalige Verlängerungsmöglichkeit dieser Frist um bis zu einen Monat seitens des Netzbetreibers aus Sicht des BEE nicht hinnehmbar.

Unter Berücksichtigung der begrenzten Ressourcen und der Verfügbarkeit von Fachkräften sollte stattdessen eine Verlängerung der Frist nach bilateraler Abstimmung um einen angemessenen Zeitraum zulässig sein, sofern der Anlagenbetreiber plausible Gründe für die Verzögerung darlegen kann.

Der BEE empfiehlt daher Abs. 2 Satz 2 folgendermaßen anzupassen:

~~„Der Netzbetreiber kann die Frist nach Satz 1 einmalig um bis zu einen Monat verlängern.“~~

*„Der Netzbetreiber kann die Frist nach Satz 1 bei plausibler Begründung einer Verzögerung der Maßnahmen durch den Anlagenbetreiber verlängern.“*

---

<sup>1</sup> Vgl. hier das vom BEE in seiner [Strommarktdesignstudie](#) und seinem [Positionspapier](#) dargestellte Konzept einer Mengenförderung.

## Ansprechpartner\*innen

### **Ansprechpartner\*innen:**

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

Sandra Rostek  
Abteilungsleiterin Politik  
[sandra.rostek@bee-ev.de](mailto:sandra.rostek@bee-ev.de)

Dr. Matthias Stark  
Abteilungsleiter Erneuerbare Energiesysteme  
[matthias.stark@bee-ev.de](mailto:matthias.stark@bee-ev.de)

Weitere Autor\*innen:

Felix Fischer, Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.

[felix.fischer@bee-ev.de](mailto:felix.fischer@bee-ev.de)

Philip Matthiessen, Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.

[philip.matthiessen@bee-ev.de](mailto:philip.matthiessen@bee-ev.de)

Florian Widdel, Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.

[florian.widdel@bee-ev.de](mailto:florian.widdel@bee-ev.de)

Paul Jannaschk, Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.

[paul.jannaschk@bee-ev.de](mailto:paul.jannaschk@bee-ev.de)

Florian Strippel, Fachverband Biogas e.V.

[florian.strippel@biogas.org](mailto:florian.strippel@biogas.org)

Tristan Stengel, Bundesverband WindEnergie e.V.

[T.Stengel@wind-energie.de](mailto:T.Stengel@wind-energie.de)

Maria Roos, Bundesverband Solarwirtschaft e.V.

[roos@bsw-solar.de](mailto:roos@bsw-solar.de)

Stefan Reschke, Bundesverband Solarwirtschaft e.V.

[reschke@bsw-solar.de](mailto:reschke@bsw-solar.de)

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](http://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**

25. Oktober 2024