

## **BEE-Stellungnahme**

zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des  
Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des  
Verbraucherschutzes im Energiebereich, zur Änderung  
weiterer energierechtlicher Vorschriften sowie zur  
rechtsförmlichen Bereinigung des  
Energiewirtschaftsrechts

Berlin, 18. Juli 2025



## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	2
Das Wichtigste in Kürze .....	4
Vorbemerkungen .....	5
1 Zu Artikel 1 – Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes .....	6
1.1 Begriffsbestimmungen – § 3 EnWG.....	6
1.2 Übertragendes öffentliches Interesse für Energiespeicheranlagen – § 11c EnWG .....	8
1.3 Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen; Festlegungskompetenz, Evaluation – § 14 EnWG .....	8
1.4 Planung und besondere Bedeutung des Verteilernetzausbaus; Festlegungskompetenz; Verordnungsermächtigung – § 14d EnWG.....	9
1.5 Technische Vorschriften – § 19 EnWG .....	10
1.6 Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs, Festlegungskompetenz – § 20b EnWG .....	10
1.7 Veröffentlichungspflichten für Netzbetreiber – § 23c Abs. 2a – neu EnWG.....	12
1.8 Lastvariable, tageszeitabhängige oder dynamische und sonstige Stromtarife sowie Festpreisverträge – § 41a EnWG .....	12
1.9 Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien (Energy Sharing) – § 42c EnWG.....	12
1.10 Übergangsregelung zur auslaufenden GasNZV – § 118 Nr. 4 – neu EnWG.....	17
2 Zu Artikel 18 – Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes.....	17
2.1 Auswahlrecht des Anschlussnutzers – § 5 MsbG .....	17
2.2 Auswahlrecht des Anschlussnehmers; Folgen für das Auswahlrecht des Anschlussnutzers – § 6 MsbG .....	18
2.3 Smart-Meter-Gateway-Administrator – § 25 MsbG .....	19
2.4 Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen, Steuerungseinrichtungen und modernen Messeinrichtungen – § 29 MsbG .....	19
2.5 Informationspflichten des grundzuständigen Messstellenbetreibers – § 37 MsbG ...	20
2.6 Festlegungen der Bundesnetzagentur – § 47 MsbG.....	20
2.7 Verbrauchsinformationen für den Anschlussnutzer bei intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen – § 61 MsbG .....	21
3 Zu Artikel 24 – Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes .....	21
3.1 Ausführung und Nutzung des Anschlusses – § 10 EEG .....	21
4 Ergänzende Maßnahmen.....	22
4.1 Beihilferechtliche Genehmigung des Solarpaket I ermöglichen .....	22

4.2	Beihilferechtliche Genehmigung des Biomassepakets ermöglichen und um ein Biomassepaket 2.0 ergänzen .....	22
4.3	Aufgreifen der Ergebnisse des Branchendialogs mit Verbänden der Netzbetreiber und Erzeuger .....	23
	Ansprechpartner*innen .....	25

## Das Wichtigste in Kürze

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) begrüßt, dass die Bundesregierung die Notwendigkeit zur zügigen Transformation des Stromsystems, zur Schaffung von umfangreichen Flexibilitäten und zur Beschleunigung des Netzausbaus anerkennt.

Bei der konkreten **Ausgestaltung hinsichtlich des Bürokratieabbaus, der praktischen Umsetzbarkeit und der Steigerung der Akzeptanz für die Energiewende** sieht der BEE noch erheblichen Ergänzungs- und Korrekturbedarf.

Bereits im Herbst 2024 hatte der BEE daher in seiner Stellungnahme [zum Referentenentwurf der EnWG-Novelle aus dem BMWK](#) auf die Herausforderungen hingewiesen.

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

- **beihilferechtliche Genehmigung** des Solarpakets I und des Biomassepakets
- **Umsetzung der Ergebnisse** des Branchendialogs zur Beschleunigung von Netzanschlüssen
- Ausschöpfen der vollen **Potenziale des Energy Sharing** für die Systemdienlichkeit und die Steigerung von Akzeptanz für die Energiewende
- Aufstellen einer **Übergangsregelung zur auslaufenden GasNZV**
- **Rechtssicherheit** bei den Begriffsbestimmungen von Direktleitung und Kundenanlagen
- **Vermeiden verkomplizierter Neuregelungen** für den Redispatch 2.0
- Konkretisierung der **Fristen bei überragendem öffentlichem Interesse**
- Konformität mit **EU-Recht bei Digitalisierungsmaßnahmen**
- **praxisnahe und unbürokratische Ausgestaltung** von Informationspflichten
- **Sicherstellung von fairen Wettbewerbsbedingungen** zwischen Messstellenbetreibern
- Fokus auf **Bürokratieabbau und Kosteneffizienz** bei der Ausstattung mit intelligenten Messsystemen

## Vorbemerkungen

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) hat am 10. Juli 2025 den Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts (EnWG) zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich, zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften sowie zur rechtsförmlichen Bereinigung des Energiewirtschaftsrechts zur Konsultation gestellt. Der BEE begrüßt, dass bereits zu diesem frühen Zeitpunkt in der neuen Legislaturperiode die ersten Anpassungen am Energiewirtschaftsrecht vorgenommen werden. Dadurch lassen sich die komplexen Herausforderungen zur Transformation des Energiesystems in mehreren überschaubaren Gesetzesentwürfen bearbeiten anstatt in einem einzigen sehr umfangreichen.

Nur Erneuerbare Energien liefern uns saubere, preiswerte und sichere Energie. Für deren Integration ins Stromsystem braucht es dezentrale Flexibilitäten im Stromnetz, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, den Redispatch-Bedarf möglichst niedrig zu halten und gleichzeitig die Zielsetzung von 100 % Erneuerbaren Energien in allen Sektoren konsequent weiterzuverfolgen. Um für die Beteiligten der Erneuerbaren Energieversorgung die Investitionsrisiken möglichst gering zu halten, ist es außerdem nötig, Planungssicherheit zu schaffen, die wirtschaftliche Liquidität aufrechtzuerhalten und Verluste durch Ineffizienz und überbordende Bürokratie zu minimieren.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) betrachtet die erneut **sehr knapp bemessene Frist** von 7 Tagen für die Verbändeanhörung eines über 200 Seiten umfassenden Gesetzestextes und dessen 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 nutzt der BEE gern die Möglichkeit zur Stellungnahme im Rahmen der Konsultation und legt seine Einschätzung zum Entwurf der EnWG-Novelle im Folgenden dar. Detaillierte und ergänzende Ausführungen finden sich in den Stellungnahmen der EE-Fachverbände.

# 1 Zu Artikel 1 – Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

## 1.1 Begriffsbestimmungen – § 3 EnWG

### Zu Nummer 25 „Direktleitung“:

Um von einer regulierungsfreien Direktleitung bei dezentralen Versorgungskonzepten ausgehen zu können, muss die Lieferung gemäß § 3 Nr. 12 EnWG über „eine Leitung, die einen (...) Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen oder Kunden verbindet (...)“, erfolgen.

Die Anforderungen an die Direktleitung, insbesondere die Merkmale „ein Kunde“ und „eine Leitung“, werden teilweise sehr streng ausgelegt. Hier ist entscheidend, ob das Wort „eine“ als unbestimmter Artikel oder als Zahlwort ausgelegt wird. Letzteres ist mit Wortlaut, Sinn und Zweck der Definition nicht begründbar. Daraus folgt, dass Stromerzeugungsanlagen über eine Direktleitung nicht nur mit einem einzelnen Kunden, sondern mit einer bestimmten Anzahl von Kunden verbunden sein könnten. Der Unterschied zum öffentlichen Verteilernetz bleibt, dass der Anlagenbetreiber im Gegensatz zum Netzbetreiber auswählen kann, wen er mit einer Direktleitung mit Strom versorgen will. Der Verteilernetzbetreiber muss hingegen, vorbehaltlich verfügbarer Netzkapazität, alle Netzanschlussbegehrenden anschließen.

Um mögliche Unsicherheiten zu beseitigen, sollte die Definition „Direktleitung“ in § 3 Nr. 12 EnWG wie folgt angepasst werden (Ergänzungen in Rot, Änderungen durchgestrichen):

*„eine Leitung, die einen ~~einzelnen~~ Produktionsstandort mit einem ~~einzelnen~~ Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein **oder mehrere** Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen oder Kunden verbindet, oder eine zusätzlich zum Verbundnetz errichtete Gasleitung zur Versorgung ~~einzelner~~ **von** Kunden; **im Fall von Erzeugern, die Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes betreiben, kann die Leitung zugleich auch dem Netzanschluss der Anlagen dienen.**“*

### Zu Nummer 59 „Kundenanlage“ und Nummer 60 „Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung“:

Die vorgesehene Definition der „Kundenanlage“ entspricht im Wesentlichen der bisherigen Rechtslage, die jedoch europarechtlich problematisch ist. Es ist positiv zu bemerken, dass nun nicht mehr auf die Leitungslänge, sondern auf die Distanz zwischen Erzeuger und Verbraucher referenziert wird. Dennoch ist die Distanz von 5.000 Metern gerade bei größeren Wind- oder PV-Parks schnell überschritten, weswegen der BEE hier die Ausweitung auf mindestens 10.000 Meter empfiehlt.

Weiter sieht der Verband es als dringend notwendig an, zur neuen juristischen Ausgangslage Rechtssicherheit herzustellen. Der Bundesgerichtshof (BGH) hat am 13. Mai 2025 in der Frage entschieden, ob in dem streitgegenständlichen Fall eine Kundenanlage vorliegt, die von den Pflichten eines Netzbetreibers befreit ist – die Urteilsbegründung ist zwischenzeitlich

veröffentlicht worden. Danach ist ein Verteilernetz i.S. der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (EltRL) der Europäischen Union (EU) jedes Netz, das der Weiterleitung von Elektrizität dient, die zum Verkauf an Kund\*innen bestimmt ist. Eine solche Auslegung würde, nach erster Prüfung, Millionen von Immobilienbesitzern sowie Betreibern von Industrie-, Gewerbe- oder Betriebsnetzen zu Verteilernetzbetreibern inkl. aller dazugehörigen nationalen Netzbetreiberpflichten deklarieren. Die Konsequenzen dieser Entscheidung dürften weder umsetzbar noch politisch gewollt sein. Der BEE geht daher nicht davon aus, dass bisherige Konzepte wie Mieterstrom oder On-Site-PPA ernsthaft in Gefahr sind. Der vorliegende Gesetzentwurf sollte deshalb dazu genutzt werden, um umgehend wieder Rechtssicherheit herzustellen und die entstandene Regelungslücke zu schließen.

Empfehlenswert wäre es, am Begriff und an der Definition der Kundenanlage selbst festzuhalten, um so die vielfältigen, hierauf Bezug nehmenden Abgrenzungen des nationalen Energierechts ohne Änderungen aufrechterhalten zu können. Dies setzt voraus, dass die Kundenanlage als Verteilernetz im Sinne der EltRL anzusehen ist – als regulierter Bereich im Sinne des EU-Rechts. Die EltRL müsste dann durch entsprechende Änderungen im EnWG für die Kundenanlage ausdrücklich umgesetzt werden, allerdings auf einem für Kundenanlagenbetreiber umsetzbaren niedrigen Anforderungsniveau.

Wesentliche Anforderungen der EltRL für ein Verteilernetz i.S. der Richtlinie – so die Anschlusspflicht und Gewährung diskriminierungsfreien Zugangs, Kostenorientierung und Transparenz der Netzentgelte (Verzicht auf Netzentgelte) sowie die Pflicht zur Gewährleistung eines leistungsfähigen Netzes – werden bereits in der Kundenanlage definitionsgemäß umgesetzt. Weitere regulatorische Anforderungen wie das Neutralitätsgebot bei Systemdienstleistungen, die Pflicht zur Teilnahme an Streitbeilegungsverfahren oder die Entflechtung von Stromlieferung und Strombetrieb sind bereits durch die Grenze von 100.000 Kund\*innen erfüllt oder ohne zusätzlichen großen Aufwand erfüllbar. Bei komplexeren Fällen wie Ladestationen oder einem Batteriespeicher, der durch den Betreiber der Kundenanlage betrieben wird, ist jedoch ein höherer Umsetzungsaufwand zu erwarten. Hier muss schnellstmöglich eine Lösung gefunden werden.

Juristisch deutlich weniger strittig, aber zeitlich mindestens genauso drängend ist die europarechtskonforme Auslegung zur Umsetzung, die innerhalb eines Gebäudes stattfindet. Für die rechtssichere Umsetzung von Mieterstromprojekten oder Projekten der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung ist eine Klarstellung im EnWG hier notwendig. Der BEE schlägt daher vor, eine neue § 3 Nr. 61 EnWG einzuführen, die wie folgt formuliert ist:

### **§ 3 Nr. 61 EnWG (NEU)**

#### **„61. Hausverteileranlagen:**

*Energieanlagen zur Abgabe von Energie, die sich auf einem Grundstück oder Gebäude befinden und mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind und die jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden.“*

Klassischer Fall einer solchen Hausverteileranlage wäre die elektrische Anlage nach § 13 Abs. 1 Satz 1 NAV (Niederspannungsanschlussverordnung), also die „elektrische Anlage hinter der Hausanschlusssicherung“. Genauso wären Anlagen in Gebäuden im Sinne von § 3 Nr. 20a EnWG davon erfasst, also auch solche in „überdeckten alleinstehenden oder baulich

verbundenen baulichen Anlagen, die von Menschen betreten werden können“, sodass auch Reihenhäuser über eine einzige Hausverteileranlage angeschlossen sein können. Schließlich wären auch auf demselben Grundstück angeschlossene Nebenanlagen zu Gebäuden über eine Hausverteileranlage in diesem Sinne gemeinsam anschließbar.

Dementsprechend braucht es Folgeänderungen im EnWG (und EEG) überall dort, wo bisher nur auf die Kundenanlagen nach § 3 Nr. 24a oder Nr. 24b EnWG verwiesen wird – also z. B. in § 3 Nr. 16 EnWG und § 20 Abs. 1d EnWG. So wird klargestellt, dass auch diese neuen Hausverteileranlagen keine Netze sind und dass auch in ihnen das Summenzählermodell (mit den entsprechenden Verantwortlichkeiten des vorgelagerten Netzbetreibers) zur Installation beantragt werden kann.

## 1.2 Übertreffendes öffentliches Interesse für Energiespeicheranlagen – § 11c EnWG

Der BEE begrüßt die verbliebene Priorität für die Errichtung und den Betrieb von Energiespeicheranlagen bei der Schutzgüterabwägung ausdrücklich. Gegenüber der bisherigen Fassung wird hier zusätzlich eine beschränkende Konkretisierung in zeitlicher Hinsicht (Satz 2) und in sachlicher Hinsicht (Satz 3) vorgenommen. Ob die Befristung bis zu dem Zeitpunkt, an dem „die Stromversorgung im Bundesgebiet im Jahr 2045 nahezu treibhausgasneutral ist“, allgemein zielführend ist, bleibt zu diskutieren. Jedoch muss zumindest die Frist weiter konkretisiert werden, um Konformität mit den nationalen Klimaplänen abzusichern. So lässt der Begriff der „Stromversorgung“ unnötig Interpretationsspielraum und sollte durch den Begriff „Stromerzeugung“ ersetzt werden, sodass neben der Zielsetzung zur Dekarbonisierung auch die Versorgungssicherheit und die möglichst hohe Importunabhängigkeit des Stromsystems adressiert werden. Der BEE schlägt daher eine Änderung der Entwurfsfassung von § 11c EnWG vor.<sup>1</sup>

Für eine detaillierte Behandlung dieses Themas wird auf die Stellungnahme des BSW Solar verwiesen.

## 1.3 Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen; Festlegungskompetenz, Evaluation – § 14 EnWG

Der BEE bewertet die im § 14 EnWG vorgesehenen Regelungen teilweise kritisch. Grundsätzlich steht dem Betreiber einer Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ein finanzieller Ausgleich für abgeregelte Strommengen im Redispatch 2.0 zu. Der Zahlungsanspruch des Anlagenbetreibers auf die Zahlung der Marktprämie gegenüber dem Netzbetreiber sollte davon unberührt sein und nicht an den Direktvermarkter übergehen. Inwiefern ein pauschaler finanzieller Aufwendersatz für den bilanziellen Ausgleich darüber hinaus an den Anlagenbetreiber zu zahlen ist, ist fraglich.

---

<sup>1</sup> vgl. Kapitel 1.4 Planung und besondere Bedeutung des Verteilernetzausbaus; Festlegungskompetenz; Verordnungsermächtigung - § 14d EnWG.

Bei Anlagen, die sich in der Direktvermarktung befinden, betrifft eine Redispatch-Maßnahme i. d. R. den Bilanzkreis desjenigen Direktvermarkters, der die Markttrollen „Einsatzverantwortlicher“ (EIV) oder 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 des Marktwerts und der Weiterreichung der Kosten direkt an den Anlagenbetreiber erfolgen soll. Dabei bliebe die Höhe der Ausfallarbeit Gegenstand der Abstimmung zwischen dem Direktvermarkter bzw. Betriebsführer als BTR 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 zur 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, wenn der zu entschädigende Marktwert ebenfalls an den Anlagenbetreiber ausgezahlt wird.

Insgesamt bewertet es der BEE kritisch, dass „Die Regulierungsbehörde [...] die Anwendung insbesondere auf bestimmte Netzebenen, Anlagenarten und Anlagengrößen sowie auf bestimmte Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen beschränken [kann]“. Mit einer solch offenen Regelung droht die ohnehin schon komplexe Umsetzung des Redispatch 2.0 durch die Schaffung von Rechtsunsicherheiten zum Stillstand zu kommen. Es empfiehlt sich hier, die Bundesnetzagentur frühzeitig in einer Festlegung transparente und nachvollziehbare Kriterien für jedwede Beschränkung konsultieren zu lassen. Innerhalb der Erneuerbaren-Branche sind insbesondere Direktvermarktungsunternehmen, die bundesweit agieren, mit der Umsetzung der Prozesse in den Markttrollen EIV und im Falle von Solar- und Biogasanlagen auch mit der BTR-Markttrolle betraut. Unterscheidet die Umsetzungspraxis neben der Anlagengröße bzw. der Spannungsebene auch noch Anlagenarten oder beschränkt sie sich auf einzelne Netzgebiete, so erscheint es zum aktuellen Zeitpunkt fraglich, ob die beteiligten Stakeholder in einem derart stark diversifizierten System weiterhin tragfähige Geschäftsmodelle entwickeln und anbieten können.

Der BEE empfiehlt daher, an den bewährten Prozessen und der bisherigen Rollenverteilung – insbesondere den Verantwortlichkeiten von EIV, BTR und Bilanzkreisverantwortlichem – festzuhalten. Der Anlagenbetreiber sollte nicht als zusätzliche Partei in den Prozess des finanziellen Ausgleichs des Marktwerts einbezogen werden.

## **1.4 Planung und besondere Bedeutung des Verteilernetzausbaus; Festlegungskompetenz; Verordnungsermächtigung – § 14d EnWG**

Die Änderung von § 14d Abs. 10 EnWG sieht die Harmonisierung des überragenden öffentlichen Interesses innerhalb des EnWG vor. Die Formulierung im Referentenentwurf findet sich bereits heute in § 43 Abs. 3a EnWG. Demnach liegen die Errichtung und der Betrieb von Elektrizitätsverteilernetzen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit. Bei der Schutzgüterabwägung sind die Belange des

Verteilnetzausbaus und -betriebs den Belangen zur Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung gleichgestellt.

Der BEE begrüßt die Priorisierung des Verteilnetzausbaus und -betriebs bei der Schutzgüterabwägung ausdrücklich. Gleichwohl merken wir an, dass die Gleichrangigkeit mit den Interessen der Bundeswehr insbesondere im Bereich der Windenergie an Land häufig missbräuchlich verwendet wird und als Verhinderungsgrund bei diesen Projekten dient. Vor dem Hintergrund ist der Gesetzgeber angehalten, sicherzustellen, dass die Formulierung in § 14d Abs. 10 EnWG und § 43 Abs. 3a EnWG nicht zur flächendeckenden Verhinderung von Netzausbauprojekten führt. Der BEE schlägt aus diesem Grund eine Evaluation binnen der ersten zwei Jahre nach der Gesetzesänderung vor.

Darüber hinaus ist die Befristung des überragenden öffentlichen Interesses bis zu dem Zeitpunkt, an dem „die Stromversorgung im Bundesgebiet im Jahr 2045 nahezu treibhausgasneutral ist“, nicht zielführend, da sie keine verbindliche zeitliche Einordnung erlaubt und die Sinnhaftigkeit einer Befristung generell fraglich scheint. Erstens bedarf es für den Betrieb der Elektrizitätsverteilstromnetze regelmäßiger Instandhaltungsmaßnahmen, die unbefristet im überragenden öffentlichen Interesse liegen sollten. Zweitens ist die Formulierung „nahezu treibhausgasneutral“ nicht rechtssicher. Drittens sollte der Begriff „Stromversorgung“ durch den Begriff „Stromerzeugung“ ersetzt werden, sodass neben der Zielsetzung zur Dekarbonisierung auch die Versorgungssicherheit und die möglichst hohe Importunabhängigkeit des Stromsystems adressiert werden.

Der BEE schlägt daher folgende Änderung des § 14d Abs. 10 S. 2 EnWG vor, um Konformität mit nationalen Klimaplänen abzusichern:

*„Bis die ~~Stromversorgung~~ **Stromerzeugung** im Bundesgebiet nahezu treibhausgasneutral ist, soll der beschleunigte Ausbau des Elektrizitätsverteilstromnetzes, einschließlich der für den Betrieb notwendigen Anlagen, als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführende Schutzgüterabwägung eingebracht werden.“*

## 1.5 Technische Vorschriften – § 19 EnWG

Zu § 19 Abs. 4 Nr. 1 EnWG:

Der BEE muss hier anfragen, auf welche EU-Verordnung abgestellt werden soll – der Ratsbeschluss (EU) 2016/833 anlässlich der 54. Sitzung des Fachausschusses für die Beförderung gefährlicher Güter beinhaltet Absprachen über den internationalen Eisenbahnverkehr und umfasst in Gänze nur drei Artikel. Es ist nicht ersichtlich, welche Anforderungen hier durch den VDE e.V. erarbeitet werden sollen.

## 1.6 Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs, Festlegungskompetenz – § 20b EnWG

Der neu einzuführende § 20b EnWG (vormals § 20b EnWG [RefE Okt. 2024] und § 17c EnWG [RefE Okt. 2024]) geht auf das Konzeptpapier und die Bestrebungen zur Standardisierung und Digitalisierung des Netzanschlussverfahrens (NaV) zurück, welche im Rahmen des

Branchendialogs zur Beschleunigung von Netzanschlüssen (BraBeNa) bereits durch den BEE kommentiert und in der gesamten Branche durchaus positiv aufgenommen wurden. Die hier dargestellten Digitalisierungsmaßnahmen waren in früheren Entwürfen des Ministeriums ein Teil der „Digitalisierungswelle“, die nach Umsetzung große Potenziale für einen schnellen und effektiven Netzzugang von Anschlussbegehren bis zum Betrieb einer Anschlussanlage darstellen würden.

In dem nun vorgelegten Entwurf soll mit der Verpflichtung zur Schaffung einer gemeinsamen und bundesweit einheitlichen, zentralen Internetplattform für den Datenaustausch bei der Abwicklung des Netzzugangs der erste Umsetzungsschritt erfolgen. Der BEE befürwortet die Wiederaufnahme dieses für den Netzanschluss wichtigen Instruments, verweist jedoch auf die bereits vollständig ausgearbeiteten Kriterien für eine wesentliche Beschleunigung des NaV, die im nun vorgelegten Referentenentwurf außer Acht gelassen wurden (vgl. § 17c EnWG [RefE Okt. 2024]).

#### Zu Abs. 1 und 2:

Der BEE begrüßt die Initiative des BMWF, den im BraBeNa diskutierten Vorschlag, die zentrale digitale Plattform für die Abwicklung des NaV nun rasch gesetzlich zu verankern. Kritisch zu bewerten ist sowohl, dass der Wirkungsbereich von 2 Jahren nach Inkrafttreten des Gesetzes verzögert ausfällt, als auch, dass für die Netzbetreiber wichtige Umsetzungshilfen wie die Implementierung einer standardisierten Schnittstelle (API) zum Abrufen aller relevanten Informationen nicht explizit im Gesetzentwurf angesprochen werden. Eine solche Schnittstelle ist für die sinnvolle digitale Bearbeitung des NaV zwingend notwendig und muss insbesondere die Einbindung in Projektmanagement-Tools erlauben.<sup>2</sup> Ebenfalls wäre eine Ausweisung des Anwendungsbereichs auf spezifische Netznutzer bzw. „die Konkretisierung berechtigter Nutzergruppen“ wie bspw. Anlagen gemäß § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG, vgl. § 17c EnWG [RefE Okt. 2024], zu begrüßen.

#### Zu Abs. 3:

Die Beauftragung der BNetzA zur Festlegung bzw. Ausarbeitung der weiteren Anwendungsfälle ist sicher sachgemäß, wirkt aber zu diesem Zeitpunkt überraschend. Nach Auffassung der Erneuerbaren-Branche sollte Standardisierung vor Automatisierung behandelt werden, da sich bereits durch eine Vereinheitlichung der bestehenden Prozesse eine hohe Zeitersparnis erzielen lässt. Bei einer Ausgestaltung der Anwendungsfälle für die zentrale Plattform durch die BNetzA ist es zwingend notwendig, die Branche – insbesondere die projektierenden Unternehmen – umfassend einzubinden, um eine umsetzbare Implementierung zu gewährleisten.

Der BEE begrüßt die Einrichtung einer bundesweit einheitlichen, zentralen Internetplattform grundsätzlich und weist gleichzeitig darauf hin, dass wesentliche Vereinfachungen und eine Beschleunigung beim Netzanschluss und im NaV nur durch eine echte Reform der Prozesse zu erreichen sind. Dafür braucht es im Vorfeld vor allem Vereinheitlichung und Entschlackung. Eine digitale Plattform, die über 800 verschiedene Bearbeitungsvarianten des NaV vereinen

---

<sup>2</sup> vgl. [BEE-Stellungnahme](#) zum Konzeptpapier des BMWF zur Standardisierung und Digitalisierung des Netzanschlussverfahrens.

muss, ist nur geringfügig hilfreich, weswegen der Appell zur Standardisierung vor der Automatisierung so entscheidend ist.

## **1.7 Veröffentlichungspflichten für Netzbetreiber – § 23c Abs. 2a – neu EnWG**

Die in § 23c EnWG vorgesehene Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur stündlichen Veröffentlichung von Daten zum Anteil Erneuerbarer Energien im Netz sowie zu den durchschnittlichen Treibhausgasemissionen ist grundsätzlich zu begrüßen. Transparenz und Datenverfügbarkeit sind wichtige Bausteine für die Akzeptanz der Energiewende, die Steuerung von klimarelevanten Emissionen im Energiesektor sowie der Energieforschung.

Der BEE weist jedoch ausdrücklich darauf hin, dass die ÜNB bei der Veröffentlichung der entstandenen Treibhausgasemissionen die Bioenergie mit Null-Emissionen ansetzen müssen. Diese Regelung trägt dem Umstand Rechnung, dass bei Biomasse das während des Wachstums gebundene CO<sub>2</sub> in etwa dem bei der Nutzung freigesetzten CO<sub>2</sub> entspricht und somit kein zusätzlicher Netto-Treibhausgasausstoß erfolgt.

## **1.8 Lastvariable, tageszeitabhängige oder dynamische und sonstige Stromtarife sowie Festpreisverträge – § 41a EnWG**

Der BEE bewertet den Entwurf für lastvariable, tageszeitabhängige oder dynamische und sonstige Stromtarife sowie Festpreisverträge grundsätzlich positiv – die Informationspflicht entspricht im Wesentlichen der aktuellen Gesetzeslage. Als Neuerung wird lediglich die Aufklärung über Risiken auf Festpreistarife neben den dynamischen Tarifen ausgeweitet.

Verbesserungswürdig ist die Ausnahmeregelung für Lieferanten, deren Portfolio ausschließlich aus dynamischen Tarifen besteht. Nach aktueller Rechtslage sind alle EVUs mit mehr als 100.000 Kund\*innen verpflichtet, künftig einen dynamischen Tarif anzubieten. Dies betrifft heute bereits nahezu alle größeren Versorger. Vor diesem Hintergrund ist es für den BEE nicht nachvollziehbar, warum ausgerechnet diejenigen Anbieter ausgenommen werden sollten, die ausschließlich dynamische Tarife im Portfolio haben, also nicht auch klassische Festpreisprodukte anbieten. Gerade weil der Gesetzentwurf darauf abzielt, Verbraucher\*innen vor potenziellen Risiken durch dynamische Tarife zu schützen, wäre es nur konsistent, alle Anbieter dynamischer Tarife einzubeziehen – unabhängig davon, ob es sich um Monoproduktanbieter handelt oder nicht.

## **1.9 Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien (Energy Sharing) – § 42c EnWG**

Wir begrüßen die Umsetzung der europäischen Vorgabe zur Förderung des Energy Sharing ausdrücklich. Die Einführung einer solchen Regelung mit richtiger Ausgestaltung stellt einen wichtigen Schritt in Richtung einer dezentralen und nachhaltigen Energieversorgung dar, die es vielfältigen Akteuren ermöglicht, aktiv am Energiemarkt teilzunehmen. Das Recht auf Energy Sharing wird im Artikel 15a der dazugehörigen EU-Richtlinie klar definiert und mit den entsprechenden Rechten und Pflichten versehen. Dies schafft Transparenz und Rechtssicherheit für alle Beteiligten.

Der vorliegende Gesetzesentwurf bildet eine Grundlage für die Umsetzung des Energy Sharing in den Mitgliedstaaten. Wie es die Gesetzesbegründung bereits ausführt, bleiben jedoch mehrere wichtige Punkte ungeklärt, weshalb die Anwendbarkeit und somit der Nutzen von Energy Sharing begrenzt bleiben. Besonders kritisch ist, dass die Windenergiebranche aufgrund der gegenwärtigen Ausgestaltung in ihren Partizipationsmöglichkeiten stark begrenzt ist und nur unter erschwerten Bedingungen oder gar nicht an Energy Sharing teilnehmen kann. Aus Sicht des BEE ist es daher trotz der positiven Ansätze im Gesetzesentwurf unerlässlich, eine angemessene Berücksichtigung aller relevanten Akteure sicherzustellen und gleichzeitig offene Fragen zu klären.

Die zentrale Idee besteht darin, dass berechtigte Letztverbraucher anderen Letztverbrauchern (sogenannte „mitnutzende Letztverbraucher“) EE-Strom zur Verfügung stellen können. Letztverbraucher in diesem Kontext sind Haushalte, KMUs, öffentliche Einrichtungen sowie andere Endkundenkategorien. Große Unternehmen und Akteure, deren Haupttätigkeit in der Stromerzeugung liegt, sind von der Regelung ausgeschlossen. Verlangt werden u. a. eine viertelstundengenaue Messung und die Belieferung anhand eines festgelegten Schlüssels.

Das vorgeschlagene Modell orientiert sich stark am Konzept der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung, wobei auch hier keine Vollversorgung der Letztverbraucher erforderlich ist. 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 Teilnehmende zudem von den verbraucherschützenden Pflichten eines Stromlieferanten befreit werden, wie in § 42c Abs. 7 EnWG des Gesetzesentwurfs vorgesehen.

Konkret schlagen wir folgende Anpassungen vor:

Zu Abs. 1:

Satz 6 legt fest, dass an jeder belieferten Verbrauchsstelle eine viertelstündliche registrierte Leistungsmessung (RLM) erfolgen muss. Dies würde bei pauschaler Handhabung die Kosten für den Messstellenbetrieb deutlich erhöhen und ist aus Umsetzungssicht nicht notwendig – eine einfache viertelstündliche Messung mit intelligenten Messsystemen wäre in den meisten Fällen ausreichend. Der BEE empfiehlt daher, wo möglich, eine entsprechende Anpassung:

*„der Strombezug wird an jeder belieferten Verbrauchsstelle entweder mit einer viertelstündlichen registrierenden Leistungsmessung oder, wenn möglich, mit einem intelligenten Messsystem erfasst...“*

#### Zu Abs. 4:

Derzeit sieht der Gesetzentwurf vor, dass die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen eine gemeinsame Nutzung von Energie nach Absatz 1 ab dem 1. Juni 2026 innerhalb des Bilanzierungsgebiets und ab dem 1. Juni 2028 zusätzlich in dem Bilanzierungsgebiet eines direkt angrenzenden Netzbetreibers derselben Regelzone ermöglichen.

Statt einer so eng gefassten Definition schlägt der BEE einen Radius um die Erzeugungsanlage mit noch zu definierender Länge für eine gemeinsame Nutzung von Energie vor, anstatt Bilanzierungsgebiete von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern zu definieren. Hierzu sei verwiesen auf die Stellungnahmen des Bundesverbands Windenergie e.V. (BWE) und des Bundesverbands Solarwirtschaft e.V. (BSW Solar). Die Notwendigkeit zur Anpassung des Gesetzentwurfs erschließt sich aus den nachfolgenden Gründen:

#### **Netzgebietsgröße**

Während einige Netzgebiete nur eine Fläche in der Größe eines Dorfes oder einer kleineren Stadt haben, besitzen andere teilweise circa 10 Prozent der Fläche der gesamten Bundesrepublik. Demnach würde sich eine starke Ungleichbehandlung für Personen in kleineren Netzgebieten ergeben, was der Akzeptanz schaden würde.

#### **Netzgebietsränder**

An den Rändern der Netzgebiete würde sich ebenfalls ein Akzeptanzproblem ergeben. Da mitunter nur wenige hundert Meter entscheiden könnten, ob Erneuerbare Anlagen mitnutzbar sind, wäre Energy Sharing z. T. selbst an Orten, an denen die Anlagen sichtbar sind (z. B. 5 bis 20 km Entfernung), nicht möglich.

#### **Einschränkung nur „eigenes Netzgebiet und angrenzendes Netzgebiet“**

In Regionen mit vielen kleinen Bilanzierungsgebieten ist die Eingrenzung des Energy Sharing auf das eigene und angrenzende Netzgebiet praktisch kaum umsetzbar. Aufgrund des fehlenden Portfolioeffektes in der Ebene und der Anzahl der beteiligten Projekte und Letztverbraucher würden deutlich höhere Kosten entstehen. Ein Radius von 50 Kilometern würde hingegen eine flexiblere und effektivere Nutzung der vorhandenen Ressourcen ermöglichen und zudem Transparenz und Diskriminierungsfreiheit sicherstellen – insbesondere in ländlichen Regionen.

Zudem bleibt die genaue Definition der Bezeichnung „direkt angrenzend“ unter Punkt unklar. Es ist bspw. nicht erkenntlich, ob sich dies auf eine räumliche direkte Anbindung (horizontale Verbindung) oder über eine spannungstechnische Verbindung (vertikale Verbindung) bezieht.

Ein räumliches physisches Gebiet kann von mehreren Bilanzierungsgebieten unterschiedlicher Netzbetreiber bewirtschaftet und überlagert werden. Ein kleiner Netzbetreiber kann u. U. ein Niederspannungsnetz bewirtschaften, welches wiederum an der Mittelspannung über einen größeren Netzbetreiber mit einem eigenen Bilanzierungsgebiet angeschlossen ist. Dieser könnte wiederum über die Hochspannung mit einem Flächennetzbetreiber mit ebenfalls eigenem Bilanzierungsgebiet angeschlossen sein. So könnte der Fall auftreten, dass ein Letztverbraucher in der Niederspannung nicht den Strom eines Windparks auf Mittel- oder Hochspannung erhält, wenn die Mittel- bzw. die Hochspannung von anderen

Netzbetreibern bewirtschaftet wird – unabhängig davon, ob der Windpark nur wenige Kilometer von seinem Haus entfernt steht oder deutlich weiter.

Wenn der „räumliche“ Bezug gemeint wäre, stellt sich die Frage, wie das Bilanzierungsgebiet des netzanschlussgebenden Netzbetreibers entsprechend in die anderen unterschiedlich ausgeprägten Bilanzierungsgebiete der höherspannigen Bilanzierungsgebiete anderer Netzgebiete integriert werden soll. Der Aufwand hierfür wäre vermutlich unangemessen hoch.

### **Lieferanten- und Informationspflichten**

Für ein stabiles Stromsystem ist es wichtig, dass zu jedem Zeitpunkt die Einspeisung der Ausspeisung aus dem Stromnetz entspricht. Hierfür ist definiert, dass dies vereinfacht in einem Viertelstundenzeitraum eingehalten werden muss. In dem nun vorliegenden Gesetzentwurf ist jedoch eine „Teilbelieferung“ vorgesehen, ohne dabei Lieferantenpflichten zu adressieren.

Es bleibt offen, wie und wann der Reststromlieferant Informationen über die Einspeisung und Versorgung im Rahmen des Energy Sharing erhält, was zu erheblichen Risiken und somit höheren Kosten führt. Der BEE hat bereits mehrmals darauf hingewiesen, dass der Reststromlieferant den Lieferrahmen des Energy-Sharing-Lieferanten benötigt. Hier wäre z. B. eine Fahrplanübergabe denkbar, um die Reststromlieferung zu koordinieren und somit die eigene Viertelstundenbilanzierung zwischen Ein- und Ausspeisung anzupassen. Andernfalls könnten massive Bilanzierungsungleichgewichte entstehen, welche die Systemstabilität gefährden.

Gleiches gilt in diesem Zusammenhang für die fehlenden Informationspflichten zwischen dem Direktvermarkter der EE-Anlage und dem Energy-Sharing-Lieferanten. Letzterer zweigt einen Teil der Einspeisung zu seinem Endkunden ab, sodass die gemessene Einspeisung der EE-Anlage dem Direktvermarkter nicht vollständig für die Vermarktung zur Verfügung steht. Ohne dieses Wissen über Minder Mengen ist es für den Direktvermarkter kaum möglich, Anpassungen an seiner Vermarktungsgröße vorzunehmen, was wiederum die gleiche Gefahr für die Systemstabilität darstellt wie im vorangegangenen Beispiel.

Es ist nicht verständlich, weshalb im Gesetzentwurf vorgesehen ist, dass der Energy-Sharing-Lieferant Informationen über die Verfügbarkeit seiner Anlagen mit den Endkunden teilt, aber nicht mit dessen Reststromlieferanten. Damit verbleibt diese Information beim Endkunden, der sie nicht weitergeben muss und vermutlich auch nicht kann. Dadurch entstehen weitere Risiken für den Reststromlieferanten.

Der BEE schlägt daher vor, die Information zu fehlenden Verfügbarkeiten der Energy-Sharing-Anlagen (und somit einen geänderten Fahrplan der Lieferung) entsprechend direkt an den Reststromlieferanten zu geben.

### **Ausschluss von Marktakteuren**

Kritisch zu bewerten ist der Ausschluss von bestimmten Stakeholdern, da die infrage kommenden Anlagen „weder überwiegend der gewerblichen noch überwiegend der selbständigen beruflichen Tätigkeit des Betreibers“ dienen dürfen (vgl. Abs. 1 Nr. 5). Diese künstliche Einschränkung wäre zum Nachteil für mehrere Akteure, die sich bereits seit Langem für die Energiewende einsetzen. Zu nennen sind hier sowohl die Grünstromhändler mit eigenem Portfolio als auch größere Betreiber und Projektierer.

Zudem werden bestimmte mittlere und größere Verbraucher von der Partizipation am Energy Sharing ausgeschlossen.

Der BEE sieht es als ungerechtfertigt an, diese Marktakteure vom Energy Sharing auszulassen. Demnach sollte diese spezifische Einschränkung im Gesetzestext entfernt werden.

### **Definition des Aufteilungsschlüssels des ermittelten Anteils**

Der Gesetzentwurf gibt vor, dass der „Aufteilungsschlüssel“ beim Energy Sharing in einer Vereinbarung zwischen dem Energy-Sharing-Lieferanten und dem Energy-Sharing-Kunden enthalten sein muss, jedoch ohne diesen zu definieren.

Den Aufteilungsschlüssel vorab festzulegen, bringt jedoch gleich mehrere Herausforderungen mit sich. Mit einem festen Schlüssel bliebe ungeklärt, was passiert, wenn der Endkunde diesen im definierten Zeitfenster nicht abnehmen kann. Zudem bräuchte es wiederholte Anpassungen des Aufteilungsschlüssels bei jedem Mal, wenn sich das Portfolio auf der Erzeugungs- oder Verbrauchsseite ändert oder erweitert wird.

Unter der Annahme, dass mit dem Aufteilungsschlüssel kein fester Wert gemeint ist, sondern sich dieser stündlich aus dem Angebot und Verbrauch des Energy Sharing ergibt, wäre eine gesetzliche Vorgabe zum Aufteilungsschlüssel schlicht nicht notwendig und auch nicht zielführend. Der BEE bittet hier demnach um Klarstellung und ggf. Streichung der vorgesehenen Regelung.

### **Abgabensituation bei Steuern, Umlagen usw.**

Wie in Abs. 5 vorgeschlagen können Teile der Aufgaben (hier Erfassung und Weiterleitung von Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelten) auf Verlangen des Endkunden vom Reststromlieferanten übernommen werden. Dies entspräche einer Dienstleistung mit finanziellem Gegenwert, welcher seitens der Reststromlieferanten eingepreist werden würde. Damit einhergehend ergäben sich finanzpolitische Fragestellungen. Beispielsweise bliebe unklar, auf welcher Grundlage die Mehrwertsteuer zu erheben wäre. Ähnliche Unsicherheiten sind bereits zum Dienstleistungsentgelt bei direktvermarkteten erneuerbaren Anlagen in den Jahren 2012 und 2013 aufgetreten. Um solchen Schwierigkeiten und finanzpolitischen Unklarheiten mit dem neuen Gesetzentwurf zuvorzukommen, empfiehlt der BEE ein Einbeziehen des Bundesministeriums der Finanzen und eine entsprechende Anpassung.

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

Dem Entwurf fehlen im Allgemeinen 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. Die Bundesnetzagentur und das Bundeswirtschaftsministerium sind nunmehr gefordert, durch untergesetzliche Regelungen einen niedrigschwelligen Zugang zum Energy Sharing zu ermöglichen.

## 1.10 Übergangsregelung zur auslaufenden GasNZV – § 118 Nr. 4 – neu EnWG

Die Einführung einer Übergangsregelung für die zum 31. Dezember 2025 auslaufende Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) ist sehr zu begrüßen. Bereits laufende Biomethanprojekte genießen damit Investitionsschutz.

Dies darf jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass sich mit dem Auslaufen der GasNZV die Rahmenbedingungen für den Anschluss von Biomethananlagen radikal verschlechtern. Eine ersatzlose Streichung widerspräche damit zahlreichen politischen Vorgaben der EU. Herauszuheben sind hier die Biomethan-Ausbauziele im „RePowerEU“-Paket und die „Roadmap towards ending Russian energy imports“ der EU-Kommission, die novellierte EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie (RL EU 2024/1789), die novellierte EU-Gasbinnenmarktverordnung (VO EU 2024/1789) sowie auf Bundesebene der Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung.

Demnach sollte noch eine Nachfolgeregelung zur GasNZV ins EnWG eingefügt werden, die folgende Aspekte berücksichtigt:

- Vorrangiger Gasnetzanschluss von Biogasanlagen  
Biogasanlagen müssen einen vorrangigen Anspruch auf die technische und wirtschaftliche Nutzung der Transport- und Verteilnetze inkl. Untergrundspeicher bekommen. Netzbetreiber müssen verpflichtet werden, die Transport- und Verteilnetze inkl. Untergrundspeicher ggf. entsprechend anzupassen.
- Privilegierung von Biogasanlagen bei den Netzanschlusskosten  
Der überwiegende Teil der Netzanschlusskosten muss vom Netzbetreiber getragen werden. Dies gibt Netzbetreibern einen Anreiz für eine kosteneffiziente Durchführung des Anschlusses, berücksichtigt die spezielle finanzielle Situation kleinerer und mittlerer Unternehmen und beugt einer Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit von Biomethan vor.
- Erweiterung des Spielraums:  
Anlagen- und Netzbetreiber sollten die Möglichkeit erhalten, auf individueller vertraglicher Basis von den gesetzlichen Vorgaben abzuweichen. Eine größere Flexibilität bei der Vertragsgestaltung kann spezifischen Netzkonditionen vor Ort besser Rechnung tragen sowie betriebs- und volkswirtschaftliche Kosten senken.

Für eine detaillierte Behandlung des Themas einer Nachfolgeregelung zur GasNZV wird auf die [Stellungnahme vom Hauptstadtbüro Bioenergie \(HBB\)](#) verwiesen.

## 2 Zu Artikel 18 – Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes

### 2.1 Auswahlrecht des Anschlussnutzers – § 5 MsbG

Die in Abs. 1 vorgeschlagene Einführung einer zweijährigen Haltefrist lehnt der BEE ab. Eine solche Frist würde das gesetzlich verbriefte Auswahlrecht der Anschlussnutzer unverhältnismäßig behindern bzw. für den genannten Zeitraum ganz aussetzen. Das widerspricht dem Gedanken, für einen schnelleren Rollout intelligenter Messsysteme den Wettbewerb an der Messstelle zu stärken. Für einen erfolgreichen und schnellen Rollout intelligenter Messsysteme braucht es attraktive, innovative Angebote und einen fairen Wettbewerb, der durch flexible Wechselmöglichkeiten sichergestellt wird. Das Auswahlrecht der Anschlussnutzer muss daher uneingeschränkt ab Ausstattung der Messstelle gelten.

Zudem braucht es eine Klarstellung von Sonderkündigungsrechten für zum Beispiel den Fall der weiteren Erhöhung von Preisobergrenzen oder anderen Anpassungen.

## 2.2 Auswahlrecht des Anschlussnehmers; Folgen für das Auswahlrecht des Anschlussnutzers – § 6 MsbG

Um das virtuelle Summenzählermodell im Rahmen von Mieterstromprojekten umsetzen zu können, wird nicht nur das intelligente Messsystem (iMSys) für PV-Anlagen benötigt, sondern alle Letztverbraucher in der Liegenschaft müssen mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden. Diese sind jedoch im Vergleich zur PV-Anlage keine Pflichteinbaufälle nach dem Smart-Meter-Rollout. Um diese Einbaufälle dennoch mit verringertem bürokratischem Aufwand und kostengünstiger umsetzen zu können, schlagen wir folgende Anpassung vor:

### **Problem**

Bei der Ausstattung der Liegenschaft mit intelligenten Messsystemen muss sich der Anschlussnehmer bzw. der beauftragte Messstellenbetreiber nach § 6 Abs. 2 MsbG richten, falls in der Liegenschaft schon vereinzelt intelligente Messsysteme verbaut wurden. Dort wird geregelt, dass der Vertrag mit dem bisherigen Messstellenbetreiber einerseits mindestens seit fünf Jahren bzw. 50 % der Vertragslaufzeit laufen muss, damit keine Entschädigung für die Übernahme des Messstellebetriebs anfällt. Andererseits ist zu gewährleisten, dass der bisherige Messstellenbetreiber ein Gegenangebot für ein eigenes Bündelangebot zur Ausstattung mit intelligenten Messsystemen in der Liegenschaft unterbreiten kann. Hierfür wird dem betroffenen Messstellenbetreiber eine Frist von 6 Monaten gegeben. Zuzüglich der notwendigen Abfragen bei den Mietenden nach Nennung des bestehenden MSB, Nennung der Vertragslaufzeit, Nennung des Vertragsabschlusses und Feststellung, ob Zähler getauscht werden können (5 Jahre Betrieb bzw. 50 % Vertragslaufzeit) sind insgesamt bis zu 9 Monate zu erwarten, bis der Anschlussnehmer die Ausstattung der Liegenschaft mit iMSys beauftragen kann. Dies kann dazu führen, dass sich der Umsetzungszeitraum eines Mieterstromprojekts verdoppelt. Hierfür bedarf es einer deutlichen Beschleunigung des gesamten Prozesses.

### **Lösung**

Der § 6 Abs. 2 MsbG sollte gestrichen werden. Stattdessen braucht es eine Neuformulierung, die sich am Messstellenbetreibervertrag des BDEW orientiert. In § 6 Abs. 1 MsbG ist festgehalten, dass die vorhandenen technischen Einrichtungen zum Kauf oder zur Nutzung angeboten werden sollten, sodass der zu beauftragende Messstellenbetreiber diese dann vom betroffenen Messstellenbetreiber übernehmen kann. Die Kosten hierfür richten sich im Falle des Kaufes nach dem Sachzeitwert. Im Falle der Nutzung wird höchstens dasjenige

monatliche Entgelt aufgerufen, das der bisherige Messstellenbetreiber seinerseits bislang als Entgelt für die betreffende technische Einrichtung verlangt hat.

## 2.3 Smart-Meter-Gateway-Administrator – § 25 MsbG

In § 25 Abs. 1 Satz 1 MsbG wird darauf verwiesen, dass der Smart-Meter-Gateway-Administrator einen zuverlässigen technischen Betrieb des iMSys, die Konfiguration von Smart-Meter-Gateways (SMGWs) und Steuerungseinrichtungen sowie diesbezügliche Zusatzleistungen gewährleisten und organisatorisch sicherstellen muss.

Im Zuge der geplanten verpflichtenden Einführung von SMGWs sollte daher klar festgelegt werden, dass der jeweilige SMGW-Administrator bei Schadensfällen für die entstehenden Kosten verantwortlich ist. Insbesondere die Frage nach den Folgekosten bei Nichtverfügbarkeit des SMGW ist in diesem Zusammenhang relevant. Dieser Punkt kann nicht den Vertragsparteien zur Regelung durch Service Level Agreements (SLA) überlassen werden, da hier von beiden Parteien kein Einfluss auf die Funktionalität des SMGW genommen werden kann.

Aus Sicht des BEE ist zu befürchten, dass ohne eine solche Verantwortungszuweisung der Anlagenbetreiber die betrieblichen Risiken durch den vorgeschriebenen Einsatz des SMGW einseitig zu tragen hat. Der Verband empfiehlt deshalb, diese Verantwortungszuweisung im Hinblick auf Investitionssicherheit und Wirtschaftlichkeit insbesondere kleinerer Anlagen im Gesetzentwurf zu ergänzen.

## 2.4 Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen, Steuerungseinrichtungen und modernen Messeinrichtungen – § 29 MsbG

Um das virtuelle Summenzählermodell im Rahmen von Mieterstromprojekten umsetzen zu können, wird nicht nur das iMSys für die PV-Anlagen benötigt, sondern alle Letztverbraucher in der Liegenschaft müssen mit iMSys ausgestattet werden. Diese sind jedoch im Vergleich zur PV-Anlage keine Pflichteinbaufälle nach dem Smart-Meter-Rollout.

Da bei einem Mieterstromprojekt nur die PV-Anlage im Rahmen des Smart-Meter-Rollouts unter den Pflichteinbauvorgaben fällt, aber wie beschrieben nicht die Letztverbraucher, fallen hier zusätzliche Kosten und Aufwände an, die sich aus den Preisobergrenzen des dann optionalen Einbaus ergeben und zusätzlich über den Kosten der Pflichteinbaufälle liegen. Außerdem ist dies mit zusätzlichen bürokratischen Aufwänden verbunden, für jeden Letztverbraucher die Ausstattung zu bestellen. Dies ist insbesondere deshalb nur schwer begründbar, da der grundzuständige Messstellenbetreiber so oder so aufgrund der PV-Anlagen ein intelligentes Messsystem verbauen muss.

Um diese Einbaufälle dennoch mit verringertem bürokratischem Aufwand und kostengünstiger umsetzen zu können, schlägt der BEE vor, dass nicht nur die PV-Anlage einer Mieterstromanlage bzw. einer gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung von dem Pflichteinbaufall umfasst werden sollte. Stattdessen sind alle Letztverbraucher in der

Liegenschaft bzw. im Gebäude einzubeziehen. Somit könnte der grundzuständige Messstellenbetreiber, der ohnehin den Einbau des iMSys für die PV-Anlage übernehmen muss, die komplette Ausstattung übernehmen. Im Gesetzentwurf müsste dafür der folgende Teil neu hinzugefügt werden:

**§ 29 Abs. 1. S. 3. MsbG (NEU)**

*„3. mit intelligenten Messsystemen bei Letztverbrauchern in Gebäuden, die eine Belieferung mit Mieterstrom nach § 42a EnWG und virtuellem Summenzähler bzw. eine Belieferung im Rahmen der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG erhalten.“*

## **2.5 Informationspflichten des grundzuständigen Messstellenbetreibers – § 37 MsbG**

In § 37 Abs. 2 MsbG wird die Informationspflicht des grundzuständigen Messstellenbetreibers zur Möglichkeit der freien Wahl eines Messstellenbetreibers auf sechs Wochen verkürzt. Gleiches gilt für die Möglichkeit, auf die Mindestvertragslaufzeit von zwei Jahren ab der Ausstattung der Messstelle mit einem iMSys oder mit einem iMSys und einer Steuerungseinrichtung hinzuweisen. Diese Frist hält der BEE in beiden Fällen für zu kurz.

Für die Beauftragung eines alternativen Messstellenbetreibers oder für den Fall, dass der Messstellenbetrieb durch den Anlagenbetreiber selbst erfolgt, würde eine deutlich längere Vorlaufzeit benötigt. Eine Frist von drei Monaten entspricht den sonst üblichen Bearbeitungszeiten, die für Marktpartner als Standard gelten. Für die erforderliche Kundenkommunikation und Vorbereitungen wäre eine Vorlaufzeit von sechs Wochen auch für den Lieferanten zu kurz bemessen. Der BEE plädiert daher für eine Beibehaltung der bisher gültigen Frist von drei Monaten.

## **2.6 Festlegungen der Bundesnetzagentur – § 47 MsbG**

Mit dem neu formulierten § 47 MsbG verlagert sich die Festlegungskompetenz vom zuständigen Ministerium – bisher verordnungsermächtigt nach § 95 Abs. 2a EEG – zur Bundesnetzagentur, die dann im Einvernehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) weitreichende Eingriffe in den Anlagenbetrieb festlegen kann.

Ohne klar definierte inhaltliche Leitplanken drohen in diesem Zusammenhang Regelungen, die nachträglich den Umfang energiewirtschaftlich relevanter Mess- und Steuerungsvorgänge verändern können. Dies schafft Unsicherheit für alle Marktakteure und kann dringend notwendige private Investitionen in moderne, flexible Energieanwendungen ausbremsen. In der Praxis könnte dies dazu führen, dass alle Kommunikationsprozesse verpflichtend über das SMGW laufen müssen. Damit würden bestehende sowie künftige innovative Anwendungen – etwa dezentrale Energiemanagementlösungen oder nutzerfreundliche Geräte-Apps – an einer technischen Engstelle ausgebremst. Die SMGW-Performanz ist einfach nicht ausreichend, um moderne Anforderungen über diesen Kommunikationspfad erfüllen zu können. Außerdem könnten z. B. netzorientierte Batterieeinsätze oder virtuelle Kraftwerke betroffen sein, wodurch deren systemdienliche Eigenschaften eingeschränkt

würden. Ermessensvorschläge des BSI oder ein pflichtgemäßes Ermessen der BNetzA stellen keine ausreichend präzisen Kriterien dar, um entsprechende Risiken aus Sicht der Marktakteure abschätzen zu können. Die geforderte Einvernehmlichkeit beider Akteure bildet dabei eine zusätzliche Unsicherheit.

Neben der Verlagerung der Festlegungskompetenz weg vom BMWV und hin zur BNetzA verändert sich auch der Umfang der Festlegungskompetenz. Im Absatz 3 werden die Befugnisse über die Festlegung energiewirtschaftlich relevanter Daten hinaus ausgedehnt auf den Schutz vor einem Datenabfluss sowie einer Fremdkontrolle durch unbefugte Dritte.

Solche weitreichenden Eingriffsbefugnisse sollten nicht allein Behörden überlassen werden, sondern wie bisher unter Einbeziehen des Bundestages in der Verantwortung des BMWV verbleiben, denn ein derart schwerwiegender Eingriff in die Grundrechte von Betreibern und Herstellern bedarf eines Parlamentsbeschlusses. Der BEE empfiehlt daher, dass die Eingriffe wie bisher im § 95 Abs. 2a EEG durch eine Verordnung des BMWV erfolgen sollten.

## **2.7 Verbrauchsinformationen für den Anschlussnutzer bei intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen – § 61 MsbG**

Die Visualisierung von Verbrauchsdaten ist eine sinnvolle Ergänzung und wird ausdrücklich befürwortet. Um Missverständnisse zu vermeiden, sind jedoch in zwei Fällen Konkretisierungen notwendig.

Bei einer Veröffentlichung durch den Messstellenbetreiber (MSB) selbst sollte die Datenfreigabe im Auftrag des Kunden oder Lieferanten erfolgen.

Darüber hinaus sollte klargestellt werden, dass der Lieferant gegenüber dem MSB ein Anrecht auf die kostenfreie Bereitstellung der 15-Minuten-Werte über eine standardisierte Schnittstelle hat. Für den Lieferanten sollte die Veröffentlichung der Werte jedoch auf Freiwilligkeit beruhen und nicht verpflichtend sein.

## **3 Zu Artikel 24 – Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes**

### **3.1 Ausführung und Nutzung des Anschlusses – § 10 EEG**

Grundsätzlich ist die bundesweite Anerkennung von Installateuren in § 13 Abs. 2 Satz 4 Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) geregelt. Dennoch scheint die Umsetzung in der Praxis schwierig, da es für Installateure bisher nicht ausreichend ist, in einem Installateursverzeichnis eines Netzbetreibers eingetragen zu sein. Vielmehr müssen Installateure mit Arbeitsaufträgen in mehreren Netzgebieten verschiedener Netzbetreiber in jedem Installateursverzeichnis des jeweiligen Netzbetreibers hinterlegt sein. Dies liegt vor

allem daran, dass es kein geeignetes Nachweisverfahren für eine Anerkennung bei anderen Netzbetreibern gibt.

Daher bewertet der BEE die Aufnahme der bundesweiten Anerkennung bzw. Identifikation von Installateuren im BraBeNa äußerst positiv. Die Arbeitsergebnisse des Dialogs und damit die Lösung für das derzeit bestehende Problem müssten nun auch im Gesetzentwurf aufgenommen werden.

Die Klarstellung der Anwendung der NAV in § 10 Abs. 1 EEG ist begrüßenswert. Jedoch wird durch diesen Verweis die Identifikation der Installateure aus fremden Netzgebieten nicht adressiert und beherbergt weiterhin das benannte Problem – Installateure müssen sich in jedem Netzgebiet eintragen lassen. Der BEE empfiehlt daher die schnelle und praxistaugliche Einführung eines niedrighwelligen Identifikationsprozesses.

## **4 Ergänzende Maßnahmen**

### **4.1 Beihilferechtliche Genehmigung des Solarpaket I ermöglichen**

Die fehlende beihilferechtliche Genehmigung des Solarpakets I verhindert den Markthochlauf innovativer Technologien wie Agri-PV-Anlagen, blockiert wichtige Marktimpulse für das Gewerbedachsegment und führt zu Planungsunsicherheiten, insbesondere beim Repowering von Dachanlagen. Darüber hinaus ist auch die Flexibilisierung der Batteriespeicher aus dem Stromspitzengesetz (Pauschaloption), die zur Glättung der PV-Spitzen dringend nötig ist, von der beihilferechtlichen Genehmigung abhängig.

Nach dem Beschluss des Solarpakets I im Jahr 2024 sind zahlreiche Unternehmen in Erwartung einer schnellen, beihilferechtlichen Genehmigung in Vorleistung bei der Planung neuer Anlagen gegangen. Die seit mehr als einem Jahr anhaltende Verzögerung der Anwendbarkeit der im Bundestag beschlossenen Maßnahmen verursacht damit hohe betriebswirtschaftliche Verluste durch nicht realisierte oder nicht in Betrieb genommene Anlagen. Dies senkt wiederum die Akzeptanz der Energiewende und das Vertrauen in die Gesetzgebung, z. B. bei der Realisierung kleiner hofnaher Agri-PV-Anlagen in der Landwirtschaft.

Der von der EU-Kommission geforderte Abschöpfungsmechanismus sollte zügig und minimalinvasiv (produktionsabhängig) sowie in Vereinbarkeit mit den ab 2027 geltenden Vorgaben der EU-Strommarktrichtlinie in Form eines klassischen zweiseitigen Contract for Difference (CfD) mit Marktwertkorridor in den PV-Ausschreibungen umgesetzt werden.

Es wird auf das Positionspapier des Bundesverbands Solarwirtschaft (BSW Solar) verwiesen.

### **4.2 Beihilferechtliche Genehmigung des Biomassepakets ermöglichen und um ein Biomassepaket 2.0 ergänzen**

Die vergangene Bundesregierung hat ein Biomassepaket auf den Weg gebracht, das im Januar von Bundestag und Bundesrat parteiübergreifend beschlossen wurde. Es hat Biogasanlagen klar die Rolle eines flexiblen Strom- und Wärmeerzeugers zugewiesen. Mit der im Biomassepaket beschlossenen Anhebung der Ausschreibungsvolumina und des Flexibilitätszuschlags wurden wesentliche Meilensteine für die Flexibilisierung des Anlagenbestands vorgenommen. Zudem wurde die dramatische Situation vieler Bestandsanlagen adressiert, deren EEG-Vergütung jetzt ausläuft, die aber noch keinen Zuschlag für die Anschlussvergütung haben.

Leider wurde das Biomassepaket immer noch nicht von der EU-Kommission genehmigt. Die Bundesregierung muss sich dringend für eine schnellstmögliche Genehmigung einsetzen, damit das erhöhte Ausschreibungsvolumen und der Flexibilitätszuschlag zeitnah Anwendung finden können.

Darüber hinaus schöpft das Biomassepaket das volkswirtschaftliche Potenzial biogener KWK-Anlagen nicht vollständig aus und sollte deshalb so schnell wie möglich um ein Biomassepaket 2.0 ergänzt werden. Für eine umfassende Darstellung dieser und weiterer Vorschläge zur Änderung des EEG wird auf das entsprechende [Positionspapier der Bioenergieverbände](#) verwiesen.

### 4.3 Aufgreifen der Instrumente des Branchendialogs zur Beschleunigung von Netzanschlüssen

Für die Dekarbonisierung des Energiesektors zur Erreichung der nationalen Klimaziele ist ein weiteres Voranschreiten des EE-Ausbaus zwingend notwendig. Verzögerungen oder Rechtsunsicherheiten gilt es dabei zu vermeiden. Insbesondere beim NaV besteht in der Praxis immer wieder Dissens durch unterschiedliche Auslegung von gesetzlichen Vorgaben. Uneinheitliche Anforderungen an Anschlussnehmer und eine Fülle verschiedenster Prozesse im NaV selbst stellen alle Beteiligte – Netzbetreiber wie Anschlusspetenten – vor Herausforderungen und führen zu langwierigen Verzögerungen, die sich i. d. R. in zusätzlichen finanziellen Belastungen ausdrücken.

Aus den vorangegangenen Gründen verwundert es, dass relevante Punkte eines vorangegangenen Branchendialogs, an dem Verbände der Netzbetreiber und Erzeuger gemeinsam beteiligt waren, im aktuellen Gesetzgebungsverfahren nicht aufgegriffen werden. Die Branche hat in den vergangenen Jahren in Zusammenarbeit mit dem Wirtschaftsministerium dringend benötigte Instrumente zur Vereinfachung, Vereinheitlichung und Digitalisierung von Netzanschlüssen ausgearbeitet und Lösungsansätze abgeleitet. Die daraus resultierenden Umstellungen in den jeweiligen Gesetzen konnten bisher nicht umgesetzt werden und fehlen nun auch im Entwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Während in einigen Vorschlägen des aktuellen Entwurfs Wortlaute aus der [Drucksache 20/14199](#) vom 13. Dezember 2024 übernommen wurden, fehlen die schon fertigen Textpassagen zur Verbesserung der Bedingungen beim Netzanschluss für Netzbetreiber und Anschlusspetenten fast vollständig. Daher empfiehlt der BEE die Berücksichtigung der aus der Branche gemachten Fortschritte im NaV aus Drucksache 20/14199 in den Punkten:

- Netztransparenz durch unverbindliche Netzanschlusssauskunft erhöhen (§ 17b EnWG-E):  
Die Regelungen im Gesetzentwurf stellen ein wichtiges und notwendiges Mittel zur Verfügung, um sich vor dem Stellen eines Netzanschlussbegehrens zu informieren und somit gezielte Anschlussbegehren stellen zu können. Die Regelungen sollten allerdings die gestrichene Kostenschätzung der Netzanbindung wieder aufnehmen, die einen entscheidenden Mehrwert durch mehr Transparenz über die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Projektvarianten bedeuten würde. Zudem sollte die Regelung um die Hochspannung sowie die Umspannebenen von Hochspannung zu Höchstspannung erweitert werden, da Anschlussbegehren immer häufiger an die Hochspannung verwiesen werden.
- Reservierungsmöglichkeit für Netzkapazitäten schaffen (§ 8e EEG-E):  
Die geplante Regelung schafft Planungs- und Investitionssicherheit für Projektierer und vereinheitlicht die bereits bestehenden Reservierungsmechanismen einiger Netzbetreiber.
- Netzanschlussbegehren digitalisieren (§ 14e Abs. 2 und Abs. 2a EnWG-E, § 17c EnWG-E):  
Die Regelung trägt zur Vereinfachung, Standardisierung und Digitalisierung des bisherigen Wildwuchses an unterschiedlichen Netzanschlussprozessen (per Hand/Post, Mail, Online-Portale etc.) bei.
- Fristen im Netzanschlussprozess universell gestalten (§ 17a EnWG-E):  
Die universelle Gestaltung von Fristen beim Netzanschlussprozess ist zu begrüßen und umzusetzen. In einem weiteren Schritt muss ein Instrument zur Überprüfung der Einhaltung von Fristen implementiert werden.
- Vorgaben zu flexiblen Netzanschlussverträgen konkretisieren (§ 8 Abs. 2 EEG, § 8a EEG und § 17 Abs. 2b EnWG):  
Anlagenbetreiber brauchen das Recht auf einen flexiblen Netzanschlussvertrag, sodass Anschlusspetenten die Möglichkeit bekommen, mit innovativen Konzepten oder Überbauungskonzepten ins Netzanschlussbegehren zu gehen.

Diese Regelungen sollten schnellstmöglich umgesetzt werden, um die anderweitig benötigten Personalkapazitäten der Netzbetreiber zu entlasten. Zudem geht die Branche mit Vorschlägen zur Umsetzung aktiv in Vorarbeit. So sind zum Beispiel die Handlungsempfehlungen des BEE zur Ausgestaltung einheitlicher Reservierungsmechanismen zu beachten, welche bereits mit der Branche konsultierte erzeugerspezifische, einheitliche Reservierungsschritte und -fristen definieren.

## 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:

Paul Jannaschk, Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. ([paul.jannaschk@bee-ev.de](mailto:paul.jannaschk@bee-ev.de))

Florian Widdel, Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. ([florian.widdel@bee-ev.de](mailto:florian.widdel@bee-ev.de))

Philip Matthiessen, Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.  
([philip.matthiessen@bee-ev.de](mailto:philip.matthiessen@bee-ev.de))

Florian Strippel, Fachverband Biogas e.V. ([florian.strippel@biogas.org](mailto:florian.strippel@biogas.org))

Guido Ehrhardt, Fachverband Biogas e.V. ([guido.ehrhardt@biogas.org](mailto:guido.ehrhardt@biogas.org))

Tristan Stengel, Bundesverband WindEnergie e.V. ([T.Stengel@wind-energie.de](mailto:T.Stengel@wind-energie.de))

Stefan Reschke, Bundesverband Solarwirtschaft e.V. ([reschke@bsw-solar.de](mailto:reschke@bsw-solar.de))

Benedikt Fischer, Bundesverband Solarwirtschaft e.V. ([fischer@bsw-solar.de](mailto:fischer@bsw-solar.de))

Johanna Otting, Bundesverband Wärmepumpe e.V. ([otting@waermepumpe.de](mailto:otting@waermepumpe.de))

### Fachverbände mit ergänzenden Stellungnahmen für spartenspezifische Empfehlungen:

- Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW Solar)
- Bundesverband Windenergie e.V. (BWE)
- Hauptstadtbüro Bioenergie (HBB)

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**

18. Juli 2025