

Stellungnahme

# Novelle des Energiewirtschaftsrechts

Referentenentwurf zum Gesetz zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich, zur Änderung energierechtlicher Vorschriften sowie zur rechtsförmlichen Bereinigung des Energiewirtschaftsrechts vom 10.07.2025

**Berlin, 18.07.2025:** Mit dem Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts setzte das BMWF wichtige Anpassungen um, adressiert aber dringend Probleme, die in der Praxis auftreten nicht. Anders als in früheren Entwürfen fehlen zentrale Bausteine, wie z.B. notwendige Verbesserungen zur Reservierung von Netzanschlüssen. Fehlt in der Energierechtsnovelle ein einheitlicher und leistungsfähiger Reservierungsmechanismus für Netzkapazität, werden die drängenden Probleme beim Anschluss von Erneuerbaren Energien-Anlagen, Speichern und neuen Verbrauchern nicht gelöst. Eine Ergänzung in diesem Bereich ist notwendig und die im Ministerium bisher entwickelten Vorschläge waren gut. Deren Wiederaufnahme hat das Potenzial, den inzwischen flächendeckend anzutreffenden „Grid-Lock“ bei der Vergabe von Netzanschlüssen jeder Art zu überwinden.

Mit der Absicherungspflicht bei Energielieferungen wird eine Vorgabe der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie umgesetzt, um Verbraucher besser zu schützen. Wir empfehlen diese Regel weiter zu stärken, denn bei richtiger Ausgestaltung der Absicherungspflicht könnten auch die langfristigen Marktpreissignale und damit die Versorgungssicherheit gestärkt werden.

Redispatch: Die Anpassung der gesetzlichen Regelung ist überfällig und schafft endlich die notwendige Rechtssicherheit. Allerdings werden die Anlagenbetreiber zu den Anspruchsberechtigten für die Kostenerstattung, obwohl die Kosten bei den Bilanzkreisverantwortlichen entstehen. Das erzeugt unnötige Folgeprobleme und sollte angepasst werden.

Energy-Sharing: Das ebenfalls im EU-Recht vorgegebene Energy-Sharing eröffnet Bürgern neue, einfache Möglichkeiten, ihren selbst erzeugten Strom untereinander zu teilen. Es ist erfreulich, dass diese Regelungen im Entwurf enthalten ist. Massengeschäftstauglich ist die vorgeschlagene Regelung allerdings noch nicht.

Beim Messstellenbetriebsgesetz fehlt es an Mut und Konsequenz Bürokratie abzubauen und Prozesse spürbar zu vereinfachen. Stattdessen wird etwa das BSI sogar noch gestärkt, obwohl es in der Vergangenheit eine mindestens eher schwierige Rolle als Bürokratie- und Komplexitätsverstärker gespielt hat.

Auch im EEG muss der Reservierungsmechanismus nachgebessert und modernisiert werden. Denn die heutigen Prozesse zur Vergabe von Netzanschlusskapazität sind ungeeignet und überlastet. Zusätzlich sollte die Regelung zur Beteiligung der Kommunen an Solarparks mit Speichern aktualisiert werden, da die heutigen Vorgaben nicht kompatibel mit Solarbatterie-kraftwerken sind. Auch sollte das Verhältnis der Beteiligungsregelung im EEG zu den Landesbeteiligungsgesetzen eindeutig und investitionsfreundlich geregelt werden.

## Inhalt

<b>Anmerkungen zum EnWG</b>	<b>3</b>
<b>Anmerkungen zum MsbG</b>	<b>19</b>
<b>Anmerkungen zum EEG</b>	<b>22</b>

## Anmerkungen zum EnWG

### Begriffe §3 - Kundenanlage

(zu § 3 EnWG, sowie Folgeänderungen im EnWG, EEG, StromStV)

Die Neuformulierung der Definitionen des § 3 EnWG sollte genutzt werden, um Klarheit zur „Kundenanlage“ zu schaffen. Eine Formulierung einer Begriffsbestimmung sollte (zumindest) Hausverteileranlagen rechtssicher als Kundenanlagen definieren, um in Einzelgebäuden weiterhin z.B. Mieterstrom umzusetzen zu können.

Aktuell steht im § 59 EnWG-E:

Energieanlagen zur Abgabe von Energie, die

- a) sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden oder bei der durch eine Direktleitung nach Nummer 25 mit einer Nennspannung von 10 Kilovolt bis einschließlich 40 Kilovolt Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in einer maximalen Entfernung von 5 000 Metern angebunden sind,
- b) mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden ist,
- c) für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutend ist, und
- d) jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt wird,

Dieser sollte wie folgt ergänzt werden:

„e) und die von ihrem Betreiber nicht zum Zwecke des Verkaufes betrieben werden.“  
Gleich geltende Ergänzung ist in § 60 EnWG-E vorzunehmen.

Zudem schlagen wir die Einführung einer neuen Begriffsbestimmung nach § 3 EnWG vor:

#### **§ 3 Nr. [59a] (neu) EnWG**

*Hausverteileranlagen: Energieanlagen zur Abgabe von Energie, die sich auf einem Grundstück oder in einem Gebäude befinden und mit einem Energieversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung 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 (neuen) Hausverteileranlage nach diesem Vorschlag wäre die elektrische Anlage nach § 13 Abs. 1 Satz 1 NAV (Niederspannungsanschlussverordnung), also die „elektrische Anlage hinter der Hausanschlusssicherung“. Aber auch Anlagen in Gebäuden im Sinne des § 3 Nr. 50 EnWG (vgl. Gesetzentwurf) wären davon umfasst, also auch in „überdeckten alleinstehenden oder baulich verbundenen baulichen Anlagen, die von Menschen betreten werden können“ (so dass 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. Denkbar wäre auch, diese Hausverteileranlagen nur dann zu privilegieren, wenn in ihnen dezentrale Versorgungsanlagen aus Erneuerbaren Energien mit einer maximalen Leistung von 2 MW<sub>el</sub> errichtet werden, was die oben dargestellten Forderungen aus der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II und III) an (gemeinschaftliche) Eigenversorgung aufgreifen würde. Unabhängig davon müssten in jedem Fall dann auch Folgeänderungen im EnWG (und EEG) überall dort erfolgen, wo bisher nur auf die Kundenanlagen nach § 3 Nr. 24a oder Nr. 24b EnWG verwiesen wird, also z.B. in § 3 Nr. 16 EnWG („Energieversorgungsnetze“, im Entwurf Nr. 35) und § 20 Abs. 1d EnWG, wo dann überall auch auf § 3 Nr. [59a] (neu) EnWG hingewiesen werden müsste, damit klar gestellt wäre, dass auch diese neuen Hausverteileranlagen keine Netze sind und dass auch in ihnen das Summenzählermodell (mit den entsprechenden Verantwortlichkeiten des vorgelegerten Netzbetreibers) zur Installation beantragt werden kann. Des Weiteren wären auch Anpassungen für Mieterstromanlagen und Anlagen der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung möglich, also auch Anpassungen im EEG 2023 und in der Stromsteuerdurchführungsverordnung, um die oben aufgezeigten Vorteile von dezentralen erneuerbaren Stromversorgungsanlagen im Einklang mit der Erneuerbare-Energien-Richtlinie zu behalten. Konkret könnten hier § 21 Abs. 3 EEG 2023, § 42b EnWG und § 12b Abs. 3 Satz 2 StromStV wie folgt angepasst werden:

### **§ 21 Abs. 3 EEG 2023**

*(3) Der Anspruch auf die Zahlung des Mieterstromzuschlags nach § 19 Absatz 1 Nr. 3 besteht für Strom aus Solaranlagen, die auf, an oder in einem Gebäude oder einer Nebenanlage dieses Gebäudes installiert sind, soweit er von dem Anlagenbetreiber oder einem Dritten an einen Letztverbraucher geliefert und verbraucht worden ist*

*1. innerhalb dieses Gebäudes, dieser Nebenanlage oder in Gebäuden oder Nebenanlagen in demselben Quartier, in dem auch dieses Gebäude liegt, und **in räumlichen Zusammenhang zu diesem Gebäude oder dieser Nebenanlage stehenden Entnahmestellen, wobei der räumliche Zusammenhang Entnahmestellen in einem Radius von bis zu 4,5 Kilometern um die jeweilige Solaranlage umfasst und dann wenn diese Entnahmestellen unter Durchleitung durch ein Netz beliefert werden, hierfür im Falle der Inanspruchnahme des Mieterstromzuschlags eine Einspeisevergütung für den in diesen Entnahmestellen verbrauchten Strom entfällt**, in demselben Quartier, in dem auch dieses Gebäude liegt, und*

*2. ohne Durchleitung durch ein Netz*

### **§ 42b Abs. 1 EnWG**

(1) Ein Letztverbraucher kann elektrische Energie, die durch den Einsatz einer Gebäudestromanlage erzeugt wurde, nach Maßgabe der Absätze 3 bis 6 nutzen, wenn

1. die Nutzung **innerhalb einer Kundenanlage nach § 3 Nr. 59 oder Nr. 60 oder einer Hausverteileranlage nach § 3 Nr. [59a] ohne Durchleitung durch ein Netz und in demselben Gebäude oder einer Nebenanlage dieses Gebäudes erfolgt, in, an oder auf dem oder in, an oder auf dessen Nebenanlagen die Gebäudestromanlage installiert ist,**
2. (...)

### **§ 12b Abs. 3 Satz 2 StromStV**

In den Fällen der Absätze 1 und 2 gilt die Summe der elektrischen Nennleistungen der einzelnen Stromerzeugungseinheiten als elektrische Nennleistung im Sinn des § 9 Absatz 1 Nummer 3 des Gesetzes. Die Fernsteuerbarkeit nach Absatz 2 Satz 1 gilt nicht als zentrale Steuerung zum Zweck der Stromerzeugung, wenn die Direktvermarktung des in das Versorgungsnetz eingespeisten Stroms durch einen Dritten erfolgt, die elektrische Nennleistung der Anlagen eines Betreibers dabei 2 Megawatt nicht überschreitet und der Strom innerhalb der Kundenanlage **oder Hausverteileranlage** (§ 1a Absatz 9 **und 10**) entnommen wird, in der er erzeugt worden ist.

In diesem Zusammenhang bedarf es auch mehrerer Anpassungen (Folgeänderungen) u.a. in § 1a StromStV an mehreren Stellen (auch ein neuer § 1a Abs. 10 StromStV müsste geschaffen werden, in dem dann auf die Definition in § 3 Nr. 24c EnWG verwiesen würde).

### **Begriffe §3 – Definition von „netzausbauvermeidend, netzdienlich und netzneutral“**

(zu § 3 EnWG)

Wir empfehlen die Begriffsbestimmung von drei Begriffen im § 3 EnWG. Es sollte im Energiewirtschaftsrecht eindeutig bestimmt werden, wann das Verhalten von Energieanlagen an einen Netzverknüpfungspunkt „**netzausbauvermeidend**“ ist, wann es „**netzdienlich**“ ist oder wann sich eine an das Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossene Anlage „**netzneutral**“ verhält. Dabei sollte der Begriff „netzausbauvermeidend“ Anlagen (z.B. Speicher) adressieren, die Netzbetreiber über die Regelung im § 11a EnWG (Ausschreibung von Energiespeicheranlagen) ausschreiben und im Rahmen ihrer Netzausbauplanung (§ 14d EnWG, Netzausbaupläne) berücksichtigen können. Dies kann den Bedarf an klassischem Netzausbau verringern. Die Begriffe „**netzdienlich**“ und „**netzneutral**“ sollten hingegen so gestaltet werden, dass sie in flexiblen Netzanschlussverträgen (§ 17 Abs. 2b EnWG, § 8a EEG) rechtssicher nutzbar sind. Diese flexiblen Netzanschlussverträge regeln die Bedingungen für die Nutzung von Netzanschlüssen durch Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbraucher. Netzdienlich sollen (marktliche) Energieanlagen sein, die aktiv dem Netz helfen, effizient und stabil zu funktionieren.

## Absicherungsstrategien

(zu § 5 Abs. 4a (neu) EnWG)

Die Einführung einer Pflicht zur Nutzung von angemessenen Absicherungsstrategien ist europarechtlich vorgegeben und angesichts der in der Vergangenheit beobachteten kriegsbedingten Preiserhöhungen an den Großhandelsmärkten auch nachvollziehbar. Mit der vorgeschlagenen Regelung werden jedoch Verträge mit dynamischen Preisen nur unzureichend abgedeckt. Bei diesen Verträgen zahlen Kunden an die Großhandelspreise gekoppelte Preise für die verbrauchte Energie. Wenn diese Preise extrem hoch ausfallen – gegebenenfalls über einen längeren Zeitraum – könnten solche Verträge für die Kunden nicht mehr tragfähig sein. Die Lieferanten hätten zwar einen vertraglichen Zahlungsanspruch gegenüber den Kunden, die Kunden könnten diese aber möglicherweise nicht mehr bedienen. Extreme Preise bei den Kunden schlagen dann umgehend auf die Lieferanten durch, so dass die Betroffenheit auch hier sehr schnell gegeben ist. Wir regen deshalb an, auch bei solchen Verträgen eine angemessene Absicherung vorzusehen. Da flexible und dynamische Tarife in Zukunft die neue Normalität darstellen sollen, muss unbedingt vermieden werden, dass sie als unsicherer als Fixtarife angesehen werden.

**Bei richtiger Ausgestaltung der Absicherungspflicht könnten auch die langfristigen Marktpreissignale und damit die Versorgungssicherheit gestärkt werden.** Damit könnten schnell und ohne langwierige Genehmigungsprozesse auf europäischer Ebene neue Anreize für Investitionen in entsprechende Kapazitäten implementiert werden. Dafür müsste die Verpflichtung zur Absicherung auf alle Kunden ausgedehnt werden. Konkrete Ausgestaltungsoptionen für eine Absicherungspflicht sind in der folgenden Studie aufgeführt: [https://www.connect-ee.com/wp-content/uploads/2025/04/Connect\\_Ausgestaltung\\_der\\_Absicherungspflicht\\_2025.pdf](https://www.connect-ee.com/wp-content/uploads/2025/04/Connect_Ausgestaltung_der_Absicherungspflicht_2025.pdf). Dort finden sich auch Hinweise zur Begrenzung der Nachweis- und Dokumentationspflichten gegenüber der BNetzA. Idealerweise werden bereits verfügbare Informationen seitens der Übertragungsnetzbetreiber und anderer Plattformen hierfür verwendet.

Im Übrigen ist in der vorliegenden Form die Verpflichtung der Energielieferanten, Absicherungsstrategien für ihre Verträge zu entwickeln und einzuhalten noch sehr unbestimmt und damit ist eine Bewertung problematisch. Bereits jetzt ist erkennbar, dass es für sehr kleine Lieferanten problematisch sein kann, diese Vorgabe zu erfüllen. Die EU-Richtlinie sieht vor, dass die Verpflichtung zur Absicherung auch von der Größe des Versorgers abhängig gemacht werden kann. Wir regen deshalb an, dass die BNetzA auch die Verfügbarkeit von Absicherungsprodukten für sehr kleine Versorger ausreichend würdigen muss, wenn sie Vorgaben macht.

Der letzte Satz sollte deshalb noch ergänzt werden:

**„Die Bundesnetzagentur berücksichtigt bei ihren Vorgaben auch die Verfügbarkeit von Absicherungsstrategien je nach Größe des Energielieferanten.“**

## Überragendes öffentliches Interesse für Energiespeicheranlagen

(zu §11c EnWG)

Ein überragendes öffentliches Interesse auch für die Errichtung von Energiespeicheranlagen zu erklären kann den weiteren Ausbau dieser zentralen Technologie vereinfachen und beschleunigen. Deshalb wird die Änderung vom bne unterstützt.

## Anpassung Redispatch

(zu § 14 EnWG)

Die gesetzlichen **Regeln zum Redispatch werden schon einige Zeit nicht mehr von den Netzbetreibern eingehalten**. Die derzeitigen Vorgaben der BNetzA haben jedoch keine belastbare Rechtsgrundlage. Es ist deshalb dringend erforderlich, dass der gesetzliche Rahmen angepasst wird. Die vorgeschlagene Neuregelung, insbesondere die Verlagerung der Anspruchsberechtigung auf den Anlagenbetreiber, führt jedoch zu Folgeproblemen, die auch im weiteren Verlauf nicht sinnvoll durch die BNetzA aufgelöst werden können. So werden die aktuell angewendeten Prozesse zur Abwicklung und Abrechnung neu ausgestaltet werden müssen, was bei allen Beteiligten Ressourcen bindet. Diese Ressourcen fehlen dann jedoch, um den Bilanzausgleich wieder zum Netzbetreiber zurück zu verlagern.

Schwerwiegender ist jedoch, dass durch die Verlagerung der Anspruchsberechtigung auf den Anlagebetreiber nicht mehr diejenige Partei berechtigt ist, bei der die Kosten entstehen. Denn der Bilanzausgleich erfolgt durch die Bilanzkreisverantwortlichen, nicht durch die Anlagenbetreiber. Damit kann nicht mehr gewährleistet werden, dass die Bilanzkreisverantwortlichen auch vollständig für ihre Kosten entschädigt werden. Damit ist das Ergebnis, dass ein Netzbetreiber Kosten bei den BKV verursacht, aber den Anlagenbetreibern dafür einen Aufwandersatz gewährt! Wir möchten deshalb vorschlagen, den BKV zum Berechtigten für den Aufwandersatz zu benennen. Außerdem erscheint die Begrenzung der vorliegenden Ausnahme von der Pflicht zum Bilanzausgleich für VNB bis zum 31. Dezember 2031 sehr lang. Es sollte den VNB möglich sein, ihren Pflichten auch schon früher wieder vollumfänglich nachzukommen.

## Unverbindliche Netzanschlussauskunft: Fehlender einheitlicher Reservierungsprozess und mangelnde Transparenzpflichten

(zu §17a-c EnWG – BT-Drucksache 20/14199)

Die Umsetzung der unverbindlichen Netzanschlussprüfung nebst Transparenzpflichten und digitalen Netzanschlussportalen **fehlt im jetzigen Gesetzentwurf vollständig**. Eine **für alle Netzbetreiber verpflichtende Regelung** ist aus Sicht der Anschlusspetenten notwendig und sollte gut mit einem verbesserten Reservierungsmechanismus verschaltet werden. Es ist **dringend notwendig**, dass eine unverbindliche Netzanschlussauskunft in der **Mittelspannungsebene einschließlich der Umspannebenen** von Hoch- zu Mittelspannung und von Mittel- zu Niederspannung verpflichtend wird. Auch die Umspannebenen müssen enthalten sein. Notwendig ist zudem eine Erweiterung um die 110 kV – Ebene, zumindest

perspektivisch. Auch dass eine unverbindliche Netzanschlussauskunft für Anlagen ab 135 kW (ohne oberen Leistungsgrenzwert) eingeführt wird, wäre sachgerecht. Es ist erstrebenswert, dass der Gesetzentwurf allen Netzbetreibern eine **Veröffentlichungspflicht über die tatsächliche Verfügbarkeit der Netzanschlusskapazitäten von der Umspannebene von Höchstspannung zu Hochspannung** sowie für die Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung vorsieht, die auch eine monatliche Aktualisierung beinhaltet. **Netztransparenz** ist der Schlüssel für bessere Prozesse zum Netzanschluss.

**Wir empfehlen die nahezu vollständige Übernahme der Paragraphen**

- **“17a Informationspflichten und Kommunikation bei Netzanschlussbegehren”,**
- **“17b Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten in Elektrizitätsversorgungsnetzen”** und
- **“17c Digitale Netzanschlussportale”**

aus dem Gesetzentwurf der Bundesregierung ([Drucksache 20/14199](#)) vom 13.12.2024.

#### **“§ 17a Informationspflichten und Kommunikation bei Netzanschlussbegehren**

*(1) Geht bei einem Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes für einen Letztverbraucher, für einen Ladepunkt für Elektromobile, für eine Erzeugungsanlage oder für eine Energiespeicheranlage ein Begehren auf Netzanschluss oder ein Begehren auf Änderung oder Erweiterung eines bestehenden Netzanschlusses (Netzanschlussbegehren) ein, so hat der Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes dem Netzanschlussbegehrenden spätestens innerhalb von **zwei Monaten** nach Eingang des Netzanschlussbegehrens klare und transparente Informationen über den Status und die weitere Bearbeitung dieses Netzanschlussbegehrens zu übermitteln. Wenn dem Netzanschlussbegehrenden innerhalb dieses Zeitraums kein endgültiges Ergebnis mitgeteilt werden kann, hat der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes dem Netzanschlussbegehrenden die nach Satz 1 zu übermittelnden Informationen **alle zwei Monate in aktualisierter Form zu übermitteln**. Für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen besteht die Verpflichtung nach den Sätzen 1 und 2 nur so lange, bis das Verfahren nach den Absätzen 3 bis 5 anzuwenden ist.*

*(2) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben die Möglichkeit zur Verfügung zu stellen, Netzanschlussbegehren und die für deren Bearbeitung erforderlichen Informationen auch über ihre jeweilige Internetseite oder durch andere geeignete elektronische Medien zu übermitteln. Stellt ein Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes auf seiner Internetseite ein digitales Netzanschlussportal zur Verfügung, über das ein Netzanschlussbegehren und die für dessen Bearbeitung erforderlichen Informationen übermittelt werden können, kann der*

Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes ab dem 1. Januar 2027 verlangen, dass das Netzanschlussbegehren und die erforderlichen Informationen ausschließlich auf diesem Weg übermittelt werden.

(3) Für Netzanschlussbegehren auf Ebene des Elektrizitätsverteilernetzes, die ab dem **1. Juli 2026** bei einem Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes eingehen, sind anstelle von Absatz 1 der Satz 2 und Satz 3 sowie die Absätze 4 und 5 anzuwenden. Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben auf ihrer jeweiligen Internetseite die folgenden allgemeinen Informationen zur Verfügung zu stellen:

1. in welchen Arbeitsschritten ein Netzanschlussbegehren bearbeitet wird und
2. **alle Angaben**, welche Informationen Netzanschlussbegehrende aus ihrem Verantwortungsbereich dem Netzbetreiber einem Netzanschlussbegehren der jeweiligen Anlagenart beifügen müssen.

(4) Nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes dem Netzanschlussbegehrenden unverzüglich eine Eingangsbestätigung zu übermitteln. Soweit die nach Absatz 3 Satz 2 Nummer 2 erforderlichen Informationen durch den Netzanschlussbegehrenden nicht übermittelt wurden oder zusätzliche Informationen für die Prüfung des Netzanschlussbegehrens erforderlich sind, hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes diese vollständig innerhalb von zwei Wochen nach Eingang des Netzanschlussbegehrens von dem Netzanschlussbegehrenden nachzufordern. Die Frist nach Absatz 5 Satz 1 beginnt in diesem Fall erneut mit dem Eingang der nachgeforderten Informationen bei dem Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes. Den Eingang der nachgeforderten Informationen hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes dem Netzanschlussbegehrenden unverzüglich zu bestätigen.

(5) Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat das Ergebnis seiner Prüfung des Netzanschlussbegehrens, einschließlich des Ergebnisses der Netzverträglichkeitsprüfung, dem Netzanschlussbegehrenden innerhalb von acht Wochen nach Eingang des Netzanschlussbegehrens mitzuteilen. Mit der Mitteilung nach Satz 1 hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes einen Zeitplan für die Herstellung, die Änderung oder die Erweiterung des Netzanschlusses zu übermitteln, wobei im Fall des § 17 Absatz 2 Satz 3 auch die Mitteilung des Zeitbedarfs für die erforderlichen Maßnahmen verlangt werden kann.

(6) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen stimmen bis zum Ablauf des **30. Juni 2026** untereinander einheitliche Formate und Anforderungen an die Inhalte der nach Absatz 3 Satz 2 zur Verfügung zu stellenden Informationen sowie an die Mitteilung nach Absatz 4 Satz 1 ab.

*(7) Regelungen einer auf Grund von § 17 Absatz 3 erlassenen Rechtsverordnung sowie die Regelungen zum Netzanschluss nach den Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und nach den Bestimmungen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes bleiben unberührt.“*

Vorschlag: Um die notwendige Geschwindigkeit der Energiewende auch auf zügige Netzanschlussauskünfte zu übertragen, schlagen wir die **Anpassung der Informationsfristen in Absatz 1 von drei Monaten auf zwei Monate** vor.

Vorschlag: **Anpassung der zeitlichen Fristen in Absatz 3 und Absatz 6.**

Vorschlag: **In Absatz 3 Satz 1 wird „Die Angaben“ durch „Alle Angaben“ ersetzt.**

Es ist gut und elementar für die unverbindliche Netzanschlussauskunft, dass eine ausgegebene **Prognose regelmäßig, mindestens jedoch monatlich zu aktualisieren** ist (vgl. auch § 17b Absatz 3). Es wäre die Formulierung eines Ziels wünschenswert, dass ab dem Jahr [2030] eine tägliche Aktualisierung erfolgen soll.

### **“§ 17b Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten in Elektrizitätsversorgungsnetzen**

*(1) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben die in ihrem Elektrizitätsversorgungsnetz auf der Umspannebene von Höchstspannung zu Hochspannung sowie auf der Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung verfügbaren Netzanschlusskapazitäten auf ihrer jeweiligen Internetseite zu veröffentlichen und die Veröffentlichung monatlich zu aktualisieren. Auf die tatsächliche Verfügbarkeit der veröffentlichten Netzanschlusskapazitäten besteht kein Rechtsanspruch. Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben auf ihrer jeweiligen Internetseite allgemeine Informationen zu den für die Berechnung der nach Satz 1 veröffentlichten Netzanschlusskapazität verwendeten Kriterien bereitzustellen. Für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen besteht die Verpflichtung nach den Sätzen 1 und 3 nur so lange, bis ein elektronisches Verfahren nach den Absätzen 2 und 3 zur Verfügung gestellt wird.*

*(2) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben bis zum Ablauf des 31. Dezember 2027 jedermann zu ermöglichen, in einem über ihre jeweilige Internetseite erreichbaren elektronischen Verfahren eine unverbindliche Netzanschlussauskunft für den Netzanschluss eines Letztverbrauchers, eines Ladepunktes für Elektromobile, einer Erzeugungsanlage oder einer Energiespeicheranlage, jeweils mit einer Nennleistung von mindestens 135 Kilowatt, einzuholen. Die unverbindliche Netzanschlussauskunft ist für einen Netzanschluss in der Mittelspannungsebene, einschließlich der Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung und der Umspannebene von Mittelspannung zu Niederspannung, zu erteilen. Derjenige, der eine unverbindliche Netzanschlussauskunft einholt, muss die Art des Vorhabens, die Nennleistung und den*

Standort angeben. Auf der Grundlage der nach Satz 3 vorgenommenen Angaben hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes die unverbindliche Netzanschlusssauskunft zu erteilen, insbesondere über

1. den in der Luftlinie am kürzesten entfernt liegenden Netzverknüpfungspunkt, der auch im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist,
2. mindestens einen weiter entfernt liegenden Netzverknüpfungspunkt, der im Hinblick auf die Spannungsebenen geeignet ist und über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung verfügt.

Verfügt der nach Satz 4 Nummer 1 anzuzeigende Netzverknüpfungspunkt nicht über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung, so ist hierauf in der unverbindlichen Netzanschlusssauskunft hinzuweisen und anzuzeigen, ob die grundsätzliche Möglichkeit zum Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach § 17 Absatz 2b oder nach § 8f des Erneuerbare-Energien-Gesetzes besteht. Auf die tatsächliche Verfügbarkeit der im Rahmen der unverbindlichen Netzanschlusssauskunft ermittelten Netzverknüpfungspunkte besteht kein Rechtsanspruch. Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat auf seiner Internetseite allgemeine Informationen zu den für die Berechnung der Netzanschlusskapazität verwendeten Kriterien bereitzustellen.

(3) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind verpflichtet, demjenigen, der eine unverbindliche Netzanschlusssauskunft über das elektronische Verfahren nach Absatz 2 einholt, die Möglichkeit einzuräumen, die Angaben nach Absatz 2 Satz 3 sowohl über eine geografische Karte als auch über eine Programmierschnittstelle, die die gleichzeitige Abfrage mehrerer Anlagenstandorte und Nennleistungen erlaubt, vorzunehmen. Werden die Angaben über eine Programmierschnittstelle vorgenommen, so hat auch der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes die unverbindliche Netzanschlusssauskunft über eine Programmierschnittstelle zu erteilen. Die der unverbindlichen Netzanschlusssauskunft zugrundeliegenden Daten sind regelmäßig, mindestens jedoch monatlich, vom Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes zu aktualisieren. Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben dem Stand der Technik entsprechende Vorkehrungen zu treffen, die Rückschlüsse auf sensible Informationen oder eine Rekonstruktion solcher Informationen erschweren, insbesondere durch Anwendungen der Informationstechnologie, die missbräuchliche Anfragen verhindern.

(4) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben die erfolgte Bereitstellung des elektronischen Verfahrens nach den Absätzen 2 und 3 der Bundesnetzagentur unverzüglich mitzuteilen. Die Bundesnetzagentur kann Vorgaben zu Form und Inhalt der Mitteilung nach Satz 1 machen.

*(5) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen stimmen bis zur Bereitstellung des elektronischen Verfahrens untereinander einheitliche Formate und Inhalte der Netzanschlusssauskunft nach Absatz 2 sowie der Programmierschnittstellen nach Absatz 3 ab.“*

Das beschriebene **Prinzip der Prognose in Absatz 2 ist sinnvoll**. Es sollte zudem eindeutig geregelt werden, dass **Aussagen zu allen Punkten anzugeben** sind. Denn sonst könnten VNB die Luftlinie angeben und auf unrealistisch weit entfernte NVP hinweisen, die im Rahmen des Netzausbaus erst in einigen Jahren nutzbar würden. An dieser Stelle möchten wir zudem anmerken, dass in den meisten Fällen der Netzanschlusssuchende die Leitung plant, finanziert und errichtet, nicht der Verteilungsnetzbetreiber.

Wir empfehlen die **Umsetzung der §§ 8a, 8b, 8c, 8d, 8e und 8g EEG aus dem früheren Entwurf dieser Energierechtsnovelle**, siehe [Drucksache 20/14199](#).

#### **“§ 17c Digitale Netzanschlussportale**

*(1) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben sicherzustellen, dass der Kommunikationsprozess von der Stellung des Netzanschlussbegehrens auf Ebene des Elektrizitätsverteilernetzes nach § 17a oder nach den §§ 8a, 8b, 8c, 8d, 8e und 8g des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses vollständig über ein Netzanschlussportal auf ihrer jeweiligen Internetseite erfolgen kann. Ab dem ... [einsetzen: Datum des Tages drei Jahre nach Inkrafttreten nach Artikel 35 Absatz 1 dieses Gesetzes] können Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen verlangen, dass Informationen im Rahmen des Kommunikationsprozesses nach Satz 1 ausschließlich über das Netzanschlussportal übermittelt werden.*

*(2) Das Netzanschlussportal hat über Schnittstellen zu mindestens den folgenden elektronischen Datenverarbeitungssystemen zu verfügen, über die für den Netzanschlussprozess relevante Informationen abgerufen werden können:*

*1. zur auf der Internetseite des Betreibers eines Elektrizitätsverteilernetzes verfügbaren unverbindlichen Netzanschlusssauskunft nach § 17b und*

*2. zum Register zur Erfassung und Überwachung von Energieanlagen sowie von Energieanlagen teilen nach § 49d.*

*(3) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben über ihr jeweiliges Netzanschlussportal zudem Folgendes zur Verfügung zu stellen:*

*1. eine Programmierschnittstelle, über die der vollständige Kommunikationsprozess nach Absatz 1 für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durchgeführt werden kann, und*

2. transparente Informationen zum Bearbeitungsstatus des Netzanschlussprozesses, einschließlich Informationen zur voraussichtlich verbleibenden Bearbeitungszeit der jeweils aktuellen Prozessschritte, sowie eine Programmierschnittstelle zum automatisierten Abruf dieser Informationen.

(4) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen stimmen zur Errichtung der Netzanschlussportale untereinander einheitliche Vorgaben ab zu:

1. den Schritten des Netzanschlussprozesses,
2. den Formaten und Inhalten der im Netzanschlussprozess auszutauschenden Daten,
3. rollenspezifischen Zugängen für die am Netzanschlussprozess Beteiligten,
4. den Formaten und Inhalten der nach Absatz 3 vorgesehenen Programmierschnittstellen.

Satz 1 Nummer 2 ist nicht für die Hochspannungsebene anzuwenden. Die Verbände der Netznutzer und weitere im Netzanschlussprozess Beteiligte sind angemessen zu beteiligen. Die einheitlichen Vorgaben sind regelmäßig zu überprüfen und bedarfsgerecht anzupassen.

(5) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben spätestens bis zum

1. 1. Januar 2026 die Übermittlung von Netzanschlussbegehren nach § 8 Absatz 1 Satz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und der zugehörigen Informationen nach den Vorgaben des § 8b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes unter Verwendung von unter den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen möglichst weitgehend abgestimmten Formaten und Inhalten über ihr jeweiliges Netzanschlussportal zu ermöglichen,
2. ... [einsetzen: Datum des Tages ein Jahr nach Inkrafttreten nach Artikel 35 Absatz 1 dieses Gesetzes] die Abwicklung des vollständigen Kommunikationsprozesses nach Absatz 1 Satz 1 für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes über ihr jeweiliges Netzanschlussportal zu ermöglichen,
3. ... [einsetzen: Datum des Tages zwei Jahre nach Inkrafttreten nach Artikel 35 Absatz 1 dieses Gesetzes] die Programmierschnittstelle nach Absatz 3 Nummer 1 unter Verwendung der nach Absatz 4 Satz 1 Nummer 4 standardisierten Vorgaben zur Verfügung zu stellen,
4. ... [einsetzen: Datum des Tages drei Jahre nach Inkrafttreten nach Artikel 35 Absatz 1 dieses Gesetzes] die Nutzung des Netzanschlussportals entsprechend den Vorgaben dieses Paragraphen für alle weiteren Netzanschlussverfahren nach Absatz 1 Satz 1 zu ermöglichen.“

Das Vorsehen einer **Programmierschnittstelle**, die die gleichzeitige Abfrage mehrerer Anlagenstandorte und Nennleistungen erlaubt ist **zwingend notwendig**. Hier dürfen keine

Abstriche gemacht werden. Professionelle Anwender müssen die unverbindliche Netzan-  
schlussauskunft effizient über Programmierschnittstellen nutzen können. Auch bei der Er-  
arbeitung der Programmierschnittstelle sollte das **agile Arbeiten** der Anspruch sein. Die  
Formate werden ohnehin veröffentlicht. Daher bedarf es keiner geschlossenen Entwick-  
lung. Es ist gut, dass Netzbetreiber die Inbetriebnahme der Auskunftsmöglichkeit an die  
BNetzA melden müssen (vgl. Abs. 4 Satz 2). Diese **Meldung sollte auch öffentlich an zent-  
rale Stelle erfolgen müssen, z.B. auf der gemeinsamen Plattform vnb-digital.de**, sodass  
eine Übersicht besteht, bei welchen VNB die unverbindliche Netzanchlussauskunft mög-  
lich ist. Dies dient der Transparenz. Diese ist nötig, da in der näheren Vergangenheit viele  
Digitalisierungsprojekte in der Energiewirtschaft daran gescheitert sind, dass sie von VNB  
nicht, zu spät oder unzureichend umgesetzt wurden (z.B. Redispatch 2.0).

#### **Das Anbieten einer unverbindlichen Netzanchlussauskunft ist Stand der Technik.<sup>1</sup>**

Netzbetreiber, die selbst diese Auskunft nicht anbieten können, sollten Abstriche bei der  
Energiewendekompetenz im Rahmen der Anreizregulierung erfahren, auch wenn sie im ver-  
einfachten Verfahren sind.

#### **Problem: Kein Anspruch auf Netzverknüpfungspunkt, auch nicht bei einer Reservierung**

Es besteht **kein Anspruch auf den Netzverknüpfungspunkt**, der im Rahmen der unver-  
bindliche Netzanchlussauskunft ermittelt wurde, **auch nicht bei einer späteren Netzver-  
träglichkeitsprüfung und Reservierung**. Wenn damit aber die unverbindliche Auskunft so  
wenig belastbar ist, kann sie ihren Zweck der Entlastung der Netzbetreiber von konkreten  
Anfragen zu verfügbaren Netzverknüpfungspunkten nicht mehr erfüllen. Es ist nachvollzieh-  
bar, dass in diesem ersten Prüfschritt nur eine unverbindliche Netzanchlussauskunft ge-  
geben werden soll. Diese sollte aber doch so ausgestaltet sein, dass man bei einer späte-  
ren Netzverträglichkeitsprüfung und Reservierung auf das konkrete Ergebnis der unverbind-  
lichen Netzanchlussauskunft hinweisen kann (z.B. durch **Angabe einer Auskunftsrefe-  
renz**, die der VNB reproduzieren können muss). **Die ermittelte Vorzugsvariante sollte zu-  
erst geprüft werden, weshalb man auf diese referenzieren können muss**. Besser noch  
wäre eine gemeinsame Projektverwaltung. Würden hingegen im Prozess der tatsächlichen  
Netzverträglichkeitsprüfung und Reservierung regelmäßig vollkommen andere NVP ermit-  
telt, erhielte man trotz Änderungen keinen effizienten Mechanismus. **Kollaboration und  
Netztransparenz sind die Schlüssel** und dies könnte durch eine bessere Verschaltung von  
Netzanchlussauskunft und Netzverträglichkeitsprüfung/Reservierung erreicht werden.

---

<sup>1</sup> Stand der Technik sind z.B. Softwarelösungen von <https://envelio.com/de/igp/netzanschluss/> oder <https://www.epilot.cloud/loesungen/netzbetreiber> oder ähnlichen, die jeder VNB einsetzen könnte.

- ➔ **Zuerst ist ein reservierter Netzanschluss nötig.**
- ➔ **Dann wird ein flexibler Netzanschlussvertrag möglich.**
- ➔ **Dafür braucht es Netztransparenz.**

### Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs

(zu § 20b EnWG)

Wir begrüßen die Einführung einer gemeinsamen Internetplattform und die damit einhergehende Standardisierung für die Abwicklung den Netzzugangs sehr. Die jetzt vorgesehenen Fristen für die Einführung sollten dabei keinesfalls verlängert werden! Es ist sehr hilfreich, dass über eine zentrale Stelle die Bestellung, Änderung oder Abbestellung von Zählpunktanordnungen (umgangssprachlich als Messkonzepte) erfolgen soll. Wie auch in den Erwägungsgründen erläutert, teilen wir die Einschätzung, dass solch eine Internetplattform eine niedrighschwellige Beteiligung am Energiemarkt für Konstrukte wie Mieterstrom, gemeinschaftliche Gebäudeversorgung oder gemeinsame Energienutzung ermöglicht und sicherstellt. Ein solche gemeinsame Internetplattform sollte sich allerdings auch in die von der BNetzA vorgeschriebene Marktkommunikation einbinden lassen, ohne dass Doppelstrukturen entstehen. Dabei müssen die professionellen Marktakteure auch automatisiert mit einer solchen Plattform interagieren können. Solche Vorgaben für die gemeinsame Plattform sollten bereits im Gesetz angelegt werden.

### Lastvariable, tageszeitabhängige, dynamische Stromtarife sowie Festpreisverträge

(zu § 41 EnWG Abs. 1 Satz 2)

Die Vorgabe, dass bei Bündelangeboten die einzelnen Bestandteile separat gekündigt werden können, wird diese Angebot gegenüber heute wirtschaftlich schlechter stellen. Es ist deshalb damit zu rechnen, dass solche Angebote zurückgehen werden und damit die wettbewerbliche Vielfalt sinkt. Der bne fordert eine Streichung der Vorschrift.

(zu § 41a EnWG Abs. 4 bis 6)

Die Einführung einer Pflicht zum Angebot von Fixpreisverträgen mit einer Laufzeit mit mindestens 12 Monaten ist ganz grundsätzlich in einem Markt mit hoher Wettbewerbsintensität weder notwendig noch sinnvoll. Dieser Vertragstyp ist in Deutschland ohnehin weit verbreitet und eine darüber hinaus gehende Ausweitung des Angebots durch eine Verpflichtung der Lieferanten nicht notwendig und damit unangemessen.

Die Befreiung von Lieferanten, die ausschließlich dynamische Tarife anbieten, solche Fixpreisverträge anbieten zu müssen, stellt eine Besserstellung solcher Lieferanten dar. Grundsätzlich sollten die Lieferanten darüber entscheiden dürfen, welchen Vertragstyp (oder -typen) sie anbieten wollen, sofern eine ausreichend große Wahlmöglichkeit für die Verbraucher besteht. Deshalb sollte anstelle der Einführung der Ausnahme in Abs. 5 die Verpflichtung nach Abs. 4 entfallen. Damit sind beide Änderungen zu streichen.

## Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie / Energy Sharing

(zu § 42c EnWG)

Wir begrüßen es, dass ein Vorschlag für eine gemeinsame Energienutzung vorgelegt wird. Zwar teilen wir die Einschätzung des Gesetzgebers in den Erwägungsgründen, dass nicht davon auszugehen sei, dass die gemeinsame Nutzung von Strom zu einem Massengeschäft würde, allerdings wäre es wünschenswert, dass es überhaupt zu einem Geschäft werden kann, in dem dann auch Innovationen im Bereich des Energy Sharings möglich werden. Es wird für Energy Sharing keine Förderung vorgesehen, was mit einem geringen Missbrauchspotential einhergeht. Dies ist ein guter Grund dafür, möglichst viele Konstellationen zuzulassen. Wir unterstützen es, dass KMU sich an dem gemeinsamen Teilen von Energie beteiligen dürfen, denn Beispiele aus Portugal zeigen, dass eine Energiegemeinschaft dann besonders viel Energie miteinander teilen kann, wenn die teilnehmenden Lastprofile möglichst komplementär sind. Darüber hinaus scheint es **sinnvoll die Teilnehmeranzahl nicht zu begrenzen**. Energiegemeinschaften werden natürlicherweise an ihre Grenzen stoßen, immer dann, wenn der in der Gemeinschaft eingespeiste Strom, den Bedarf eines weiteren Mitgliedes nicht mehr decken kann. Auch das Ermöglichen von gemeinsamer Energienutzung mit Berücksichtigung der Netztopologie scheint angesichts der Komplexität sinnvoll. **Massentauglichkeit von Energy Sharing muss der Anspruch sein**, damit Lösungen günstig und attraktiv werden. Das leistet der Entwurf bisher nicht.

## Energy Sharing über Zählerstandgangmessung bei Erzeugung und Verbrauch (keine RLM)

(zu § 42c Abs. 1 EnWG)

Gegenüber älteren Entwürfen wurde die Formulierung durch die Klarstellung verbessert, dass für Energy Sharing eine Zählerstandgangmessung bei der Erzeugung (anstatt einer registrierenden Leistungsmessung, RLM) ausreichend ist. Es ist allerdings unverständlich, warum im Gesetzentwurf die Zählerstandgangmessung nur für die Erzeugung, aber nicht für den Verbrauch vorgesehen ist. **Wir empfehlen die Zählerstandgangmessung, sowohl für Erzeugung als für den Verbrauch**. Regelungen, die eine RLM erfordern sind unnötig, praxisuntauglich, teuer und auf keinen Fall massengeschäftstauglich. Daher möchten wir folgende Änderung anregen:

### Zu §42 c Absatz 1 EnWG

(...)

6. der Strombezug wird an jeder belieferten Verbrauchsstelle mit einer ~~viertelstündlichen registrierenden Leistungsmessung~~ **Zählerstandgangmessung** erfasst und
7. die in der Anlage erzeugte oder gespeicherte Elektrizität wird mit einer **Zählerstandgangmessung** nach § 2 Satz 1 Nummer 27 des Messstellenbetriebsgesetzes erfasst.

## Gemeinschaftliche Investitionen wie Eigenverbrauch behandeln

(zu § 42c EnWG Abs. 1)

Die privaten Investitionen von Haushalten in PV-Anlagen sind attraktiv, weil man durch den Eigenverbrauch Stromkosten senken kann. Energy Sharing sollte das auch denjenigen ermöglichen, die zwar kein Gebäude besitzen, aber gemeinsam in eine Erzeugungsanlage investieren. Analog zu § 42b EnWG, in dem Teilnehmer in einem Gebäudestromnutzungsvertrag auch Stromsteuerbefreit sind, sollten auch Teilnehmer in §42c EnWG bei einer gemeinschaftlichen Investition in eine Erzeugungsanlage für den Eigenbedarf, die Möglichkeit haben, den **prozentualen Anteil, den sie investiert haben, auch steuerfrei - wie Eigenverbrauch - beziehen zu dürfen.**

## Dynamischer Aufteilungsschlüssel

(zu § 42c Abs. 3 EnWG)

In Absatz 3 wird festgelegt, dass der Vertrag einen Aufteilungsschlüssel enthalten sollte. Wir plädieren dafür, dass **explizit erwähnt wird, dass es sich dabei um einen statischen oder einen dynamischen Aufteilungsschlüssel handeln kann.** Zumindest in der Gesetzgebung wäre eine dahingehende Erläuterung angebracht. Ein dynamischer Aufteilungsschlüssel würde der wirtschaftlichen Attraktivität für Energy Sharing sehr zugutekommen. Wir gehen davon aus, dass das möglich ist.

## Dynamische Bepreisung (statt rein statischer Bepreisung) zulassen

(zu § 42c EnWG)

Im Energy Sharing muss es möglich sein, dynamische Preise anzubieten. Dies kann die Attraktivität deutlich steigern und ist auch notwendig, um Flexibilitätsanreize innerhalb des Energy Sharing zu kreieren (z.B. durch flexible Speichernutzung).

## Beschränkung auf ein Netzgebiet (Kritik: Komplexität, Massentauglichkeit)

(zu § 42c Abs. 4 EnWG)

Es ist legitim, die Regelung zum Energy Sharing zunächst nur jeweils innerhalb des Bilanzierungsgebietes eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers zum 1. Juni 2026 einzuführen. Innerhalb eines Netzgebiets sollte der Ausbau von Energy Sharing schnell und massentauglich umgesetzt werden können. Jedoch ist die Regelung, dass ab 2028 nur „ein weiteres Bilanzierungsgebiet eines direkt angrenzenden Elektrizitätsverteilernetzbetreibers in derselben Regelzone“ genutzt werden kann einschränkend und letztlich nur ein weiteres Beispiel dafür, dass bei Verteilungsbetreibern eklatante Digitalisierungsdefizite bestehen. Zudem ist diese Regelung unpraktisch, da für die Umsetzung die einzelnen genau angrenzenden Netzbetreiber ermittelt und massengeschäftstauglich in der Marktkommunikation (MaKo) mitgeteilt werden können müssten. Ab Juni 2028 sollte Energy Sharing derartige Einschränkungen möglich und massengeschäftstauglich in der MaKo umgesetzt werden, weshalb auch derart komplexe Regelungen verzichtet werden kann. Die Alternative für weiträumige Vermarktung ist die ordentlichen Direktvermarktung. Statt Sonderregelung für das Energy Sharing vorzusehen, sollte die Massentauglichkeit der Direktvermarktung von Kleinanlagen/Prosumern vereinfacht werden.

## Ergänzungsstromlieferanten entlasten (Zweivertragsmodell)

(zu § 42c Abs. 6 EnWG)

Der Versuch, es für die Letztverbraucher möglichst einfach zu machen, führt zu Mehrarbeit bei den Ergänzungsstromlieferanten. Der in Abs. 6 formulierte Anspruch des Letztverbrauchers gegenüber dem Stromlieferanten, die Zahlung der Netzentgelte, Steuern, Umlagen und Abgaben für ihn in Gänze zu übernehmen, führt zu einem höheren administrativen Aufwand sowie einem höheren Inkassorisiko. Das erkennt der Gesetzgeber an, in dem er ausdrücklich erwähnt, dass die Kosten über den „Durchschnittskosten“ liegen.

Nichtsdestotrotz werden Kunden, die Energy Sharing betreiben für Ergänzungsstromlieferanten unattraktiv. Das Beispiel Belgien zeigt, dass rund die Hälfte der Energieversorger keine Kunden aufnehmen, die Energy Sharing betreiben. Um das zu vermeiden, möchten wir dafür werben, dass der Ergänzungsstromlieferant für den Kunden stattdessen einen Netznutzungsvertrag abschließen darf und der Netzbetreiber sodann Umlagen, Abgaben und Netzentgelte direkt gegenüber dem Letztverbraucher für die Gesamtlieferung (auch des Ergänzungslieferanten) abrechnet. Dieses **Zweivertragsmodell**, bei dem der Kunde an den Lieferanten nur die wettbewerblichen Preis-Bestandteile zahlt, wäre ein hervorragender Ansatz, um die Lieferanten von diesen Risiken und der umfassenden Inkassotätigkeit für Dritte zu entlasten. Dazu kommt, dass es endlich die notwendige Transparenz hinsichtlich der wettbewerblichen Elemente des Strompreises gegenüber Kunden ermöglicht.

## Vereinfachte Lieferantenpflichten weit auslegen

(zu § 42c Abs. 7 EnWG)

Die vereinfachten Lieferantenpflichten bilden einen wichtigen Anreiz für die gemeinsame Energienutzung. Wir plädieren dafür, hier möglichst viele Konstellationen zu ermöglichen:

- Die **Befreiung von Lieferantenpflichten** von 30 kW und 100 kW sollte **auf 2 MW Gesamtleistung** der am einzelnen Modell beteiligten Anlagen **angehoben** werden. Dabei orientieren wir uns an der Größe der Anlagensumme bis zu welcher im Stromsteuerrecht vereinfachte Lieferantenpflichten („privilegierter Versorger“) grundsätzlich möglich sein können und bis zu welcher aktuell keine Stromsteuer anfällt.
- Sollte das nicht möglich sein, dann sollten zumindest **mehrere Erzeugungsanlagen** für das Modell zugelassen werden.
- Bei einer Begrenzung auf 100 kW für **ein** Mehrfamilienhaus und die Begrenzung der mitnutzenden Letztverbraucher auf **ein** Mehrfamilienhaus nicht nachvollziehbar. Wir schlagen vor die gebäudespezifische Beschränkung aufzuheben.
- Wünschenswert wäre ebenfalls, dass das Modell auf **Gewerbekunden** ausgeweitet würde.

## Wirtschaftliche Attraktivität steigern, Stromnebenkosten senken

(zu § 42c EnWG)

Durch den erhöhten organisatorischen Aufwand, die höheren Kosten für die Ergänzungsstrombelieferung und die Zahlung an einen Organisator entstehen für die Teilnehmer von § 42c EnWG Mehrkosten. Um diese Mehrkosten zu decken, bedarf es einer entsprechenden Senkung der Stromnebenkosten für den Energy-Sharing-Anteil. Eine naheliegende und systemneutrale Möglichkeit wäre es, die **Stromsteuer für Lieferungen innerhalb der Gemeinschaft grundsätzlich auf das europarechtlich mögliche Minimum** zu senken, unabhängig von Leistungsgrößen und räumlicher Entfernung der Anlagen. Die Stromsteuersenkung ist ohnehin im Koalitionsvertrag beschlossen und sollte auch im Energy Sharing gelten. Über die Stromsteuer hinausgehend sollten weitere Maßnahmen zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit von Energy Sharing genutzt werden. Eine weitere Möglichkeit könnte die **Reduzierung bzw. Dynamisierung der Netzentgelte** sein, wie es bereits erfolgreich in Österreich, Portugal und der Schweiz umgesetzt wurde. Die sollte mit Anreizen für Systemfreundliche Vermarktung verbunden sein.

## Anmerkungen zum MsbG

### Bestandsschutz für den gMSB

(zu § 5 MsbG)

Eine Haltepflicht für von gMSB eingebaute iMSys hebt ohne Not das gesetzlich verbrieftete Recht auf Wechsel des Messstellenbetreibers für die Kunden aus. Nach erfolgtem Ersteinbau durch den gMSB wäre der Kunde dann erst einmal gebunden und das, obwohl er sich in vielen Fällen nicht einmal selbst für den Einbau entschieden hat. Rein aus Kundensicht wäre eine solche Zwangs-Haltefrist sehr nachteilig.

Die negativen Auswirkungen einer solchen zweijährigen Haltefrist werden zusätzlich dadurch verstärkt, dass die Messwertequalität auch seitens der grundzuständigen Messstellenbetreiber aktuell nicht gewährleistet ist. Hier entstehen dem Kunden, insbesondere aber seinem Lieferanten bspw. beim Angebot flexibler Tarife erhebliche Nachteile. Der Hinweis auf die sonstigen Rechtsvorschriften im Falle nicht vertragsgemäßer Leistungen durch den MSB bietet für den betroffenen Anschlussnutzer in der Praxis keinen ausreichenden Schutz.

Sollte sich der Gesetzgeber dennoch für eine Haltefrist entscheiden, sollte diese nur in Verbindung mit der Einhaltung der gesetzlich festgelegten Kriterien einhergehen, bei deren Verletzung (bspw.: wiederholte nicht bzw. nicht fristgerechte oder nicht vollständig übermittelte Messwerte) dem Kunden zweifelsfrei ein Sonderkündigungsrecht zusteht.

## Multispartenmetering im Bündelangebot optional gestalten

(zu § 6 MsbG)

Die Vereinfachung des Liegenschaftsmodells in §6 MsBG ist eine deutliche prozessuale Erleichterung für Mieterstrom und gemeinschaftliche Gebäudeversorgung in Bestandsimmobilien und hat das Potential, den Rollout in Mehrfamilienhäusern deutlich zu beschleunigen und Effizienzgewinne durch 1:N-Metering zu ermöglichen. Die Haltefrist würde das Liegenschaftsmodell für zwei Jahre blockieren. Wir begrüßen die Aufnahme von Wasser (als Hauptzähler), da dies den Bündelungsfall attraktiver macht. Jedoch sollte klargestellt werden, dass auch die Preisobergrenzen nach §30 MsbG in diesem Kontext nur gegenüber dem Anschlussnutzer gelten. Somit besteht gerade bei komplexen Anlagen und bei Zusatzleistungen die Möglichkeit, diese gegenüber dem beauftragenden Anschlussnehmer abzurechnen, ohne den Anschlussnutzer zu benachteiligen. Weiterhin ist klarzustellen, dass die Preisgrenzen gegenüber dem Anschlussnutzer jeweils innerhalb der gemessenen Sparte gelten.

## Verkürzung der Ankündigungsverpflichtung

(zu §37 MsbG)

Die Verkürzung der Ankündigungsfrist von 3 Monaten auf 6 Wochen konterkariert die Möglichkeit des Anschlussnutzers, ggf. rechtzeitig den MSB zu wechseln. Die Frist von 3 Monaten muss daher gewahrt bleiben. Dies entspricht auch den sonstigen Fristen die von Marktpartnern für Bearbeitungszeiten etc. eingefordert werden. Ebenso ist eine Vorlaufzeit von 6 Wochen für Kundenkommunikation etc. für den Lieferanten oder wMSB nicht ausreichend. Schon heute kommt es zu Ausbauten durch gMSBs ohne Einhaltung der Wechselprozesse – auch ohne die derzeit geltenden Fristen. Besonders kritisch ist diese Änderung in Verbindung mit §5 MsbG.

## Auffangmessstellenbetreiber

(zu § 47 Absatz 1 MsbG)

Der bne begrüßt eine Professionalisierung des Messstellenbetriebs. Dazu gehört, überforderte gMSB von ihren Aufgaben zu entbinden. Statt der automatischen Benennung des größten Anbieters solle jedoch ein Pool an qualifizierten (wettbewerblichen) Interessenten eingerichtet werden. Über die Rolle des Auffangmessstellenbetreibers kann dann beispielsweise per Losverfahren oder regelmäßiger Registrierung bei der Bundesnetzagentur entschieden werden. Dies würde Wettbewerbsvielfalt sichern und den Missbrauch von Marktmacht verhindern.

## Festlegungen der Bundesnetzagentur

(zu § 47 MsbG)

Es ist abzulehnen, dass die Bundesnetzagentur nach dem Entwurf nun Festlegungen „im Einvernehmen“ mit dem BSI treffen muss. In der Folge droht, dass sämtliche Kommunikation ausschließlich über das SMGW laufen muss. Das wiederum würde bereits am Markt

befindliche Angebote und Softwarelösungen (Geräte-Apps, etc.) erschweren oder unmöglich machen. Jede technische Innovation und jede kundenfreundliche Neuerung, die in diesem Markt so dringend nötig ist, wird im Nadelöhr des SMGW abgewürgt. Eine Stärkung von Cyber-Security-Standards in Bezug auf den HEMS-Aufbau hinter dem Gateway kann nur auf der EU-Ebene geschaffen werden.

Das BSI kann jedoch der BNetzA in einer beratenden Funktion behilflich sein. Hierzu reicht es aus, wenn die BNetzA das BSI ins Benehmen setzt. Ein Einvernehmen zwischen den beiden Behörden ist nicht notwendig und steht dem Ansinnen der Regierung gegenüber, unnötig komplizierte Prozess und Bürokratie abzubauen. Darauf verweist auch der Abschlussbericht der [Initiative für einen handlungsfähigen Staat](#)). Dort wird auf Seite 100ff explizit auf die Behinderungen durch exzessiven Datenschutz hingewiesen und Reduktion eingefordert.

### Standardkonfiguration iMSys

(zu § 60 Absatz 4 MsbG)

Die Konkretisierungen zur Standardkonfiguration des iMSys ist hilfreich, vor allem für die Kleinanlagenvermarktung. Hier sollte die Bundesnetzagentur von ihrer Festlegungskompetenz Gebrauch machen und **TAF 7 zum Standard ernennen**, wenn bspw. eine PV-Anlage vorliegt.

### Verbrauchsinformationen ggü. Anschlussnutzer

(zu § 61 MsbG)

Der geplante Anspruch auf kostenlosen Zugang zu Echtzeitwerten ist grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings bedarf es einer klaren Regelung, ob der Messstellenbetreiber (MSB) oder der Lieferant für die Datenbereitstellung verantwortlich ist. Wird der Lieferant verpflichtet, muss er die Daten kostenlos und standardisiert, etwa per API, vom MSB erhalten. Eine bundesweit einheitliche Schnittstelle ist erforderlich, um eine Systemvielfalt bei über 900 MSB zu vermeiden – entsprechende Ansätze liegen bei edi@energy vor. Die Datenübermittlung sollte nur auf ausdrückliches Verlangen des Kunden erfolgen, etwa per Vollmacht, um Datenschutz zu wahren.

### Strafzahlungen von MSB an Aggregationsverantwortliche

(zu § 78 MsbG i.v.m. § 55 MsbG)

Das Ziel die derzeit oft mangelhaften Messdatenqualität zu verbessern, ist sehr zu begrüßen. Für eine erfolgreiche Anwendung in der Praxis bedarf es jedoch einer weiteren Konkretisierung des Begriffs „Wiederkehrende Nichtverfügbarkeit“, um unterschiedliche Interpretationen zu vermeiden. Die im Entwurf beschriebene Pönale ist jedoch nicht das richtige Mittel, um eine effektive Zielerreichung zu gewährleisten. Das vorgeschlagene Mittel wirkt willkürlich hoch und ist potenziell existenzbedrohend für wMSB. Ebenso gilt die Pönale einseitig zugunsten des Aggregationsverantwortlichen – der aktuelle Entwurf zum MSB-Rahmenvertrag sieht keine gegenseitige Regelung vor. Zudem sind Pflichtverstöße häufig durch

externe Dienstleister oder andere Marktpartner bedingt, weshalb der MSB als Adressat der Pönale nicht verursachergerecht ist.

## Anmerkungen zum EEG

Der Entwurf zur Energierechtsnovelle ist trotz hohen Korrekturbedarfes zum EEG hier sehr kurz. Es ist dabei legitim, z.B. eine Modernisierung des Finanzierungsrahmens im EEG zur Herstellung der beihilferechtlichen Genehmigungsfähigkeit in einem eigenen Prozess zu diskutieren. Diese Energierechtsnovelle sollte aber dafür genutzt werden, einige beihilferechtlich nicht relevante Probleme im EEG zu lösen.

### Definition „hochaufgeständerte Anlage“

(zu § 3 Nr. 29a EEG)

Es sollte im EEG eine **Definition für „hochaufgeständerte Anlagen“** geben, die **explizit auch Tracker-Systeme erfasst**. Eine entsprechende Formulierung fand sich im früheren Gesetzentwurf ([Drucksache 20/14199](#)). Eine Definition im EEG schafft Klarheit für laufende und künftige Planungen von Agri-PV-Anlagen und ist angebracht, da der erst kürzlich ange-laufene Normungsprozess der Agri-PV erst abgeschlossen werden muss und somit in den nächsten zwei Jahren keine Klarheit schaffen wird. Wir empfehlen die Übernahme der folgenden Formulierungen:

- § 3 Nr. 29a EEG: „**hochaufgeständerte Solaranlage**“ jede Solaranlage, die
- a) bei ausschließlich senkrecht ausgerichteten Solaranlagen insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 0,80 Metern aufgeständert ist,
  - b) bei im regulären Betrieb beweglichen Solaranlagen mit einer lichten Höhe der Drehachse von mindestens 2,10 Metern aufgeständert ist und in jeder Ausrichtung eine lichte Höhe der Anlage von mindestens 0,80 Metern aufweist, oder
  - c) sonst insg. mit einer lichten Höhe von mindestens 2,10 Metern aufgeständert ist,“.

(Durch diese Änderung ergeben sich Folgeänderungen in § 3, § 30, § 35, § 37d, § 38, § 38a und § 48 EEG, vgl., Drucksache 20/14199)

### Finanzielle Beteiligung der Kommunen (Überarbeitungsbedarf zur Herstellung der Kompatibilität der Beteiligungsregel bei Solarparks mit Batteriespeichern, sowie zu Ländergesetzen)

(zu § 6 EEG und zu § 22b EEG)

Die Beteiligung von Kommunen und Bürgern an Erneuerbare-Energien-Projekten ist ein entscheidender Faktor für die Akzeptanz und den erfolgreichen Ausbau der erneuerbaren Energien. § 6 EEG regelt die finanzielle Beteiligung von Kommunen und hat sich in den letzten Jahren als erfolgreiches Instrument zur Akzeptanzförderung etabliert.

In der Praxis ergeben sich immer wieder **Unsicherheiten und rechtliche Herausforderungen**, die eine gerechte Beteiligung der Bürger und Kommunen am Ausbau der Solarenergie erschweren. Diese **Schwächen sollten korrigiert werden** (z.B. Anwendungsbereich, beteiligungsfähige Strommengen, Erstattungsfristen, etc.). Es sollte die **Kompatibilität der Beteiligungsregel auch für Solarparks mit Batteriespeichern** vollumfänglich hergestellt werden, da gerade mit Blick auf die in Kürze greifende „Abgrenzungsoption“ nach §19 Abs. 3b EEG die Aus- und Nachrüstungen von Solarparks mit Batteriespeichern der Standard wird (Der Grün-/Grau-Mischbetrieb ist dann in Anlagen möglich, ohne dass die Direktvermarktung im Rahmen der Marktprämie beeinträchtigt wird. Deshalb werden auch Bestandssolarparks mit Speichern ausgerüstet werden). Es wurden zudem seit den letzten Änderungen des § 6 EEG verschiedene Landesbeteiligungsgesetze erlassen, die eine verpflichtende und über den § 6 EEG hinausgehende Beteiligung vorsehen. Dies verändert Anforderungen an die EEG-Regelung hinsichtlich der **rechtssicheren Kommunikation**. Im Überblick sehen wir Anpassungsbedarf im §6 EEG in den Bereichen:

- Erweiterung auf alle Freiflächenanlagen (Solaranlagen des ersten Segments)
- Erweiterung auf Solarbatterieanlagen (Solarparks mit Batteriespeichern)
- Umstellung auf „tatsächlich produzierte“ Strommengen
- Einführung einer Frist für die Erstattung (Empfehlung: acht Wochen)
- Frühzeitige Klarheit über die Beteiligung ermöglichen (wegen Landesgesetzen)
- Klares Verhältnis zwischen EEG- und Landesgesetzen und Benchmarking

Der bne erarbeitet zurzeit ein Rechtsgutachten<sup>2</sup>, das die folgenden Änderungsempfehlungen bzgl. Freiflächenanlagen im § 6 und § 22b EEG im Detail diskutiert:

### **§ 6 Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau**

(1) Anlagenbetreiber sollen Gemeinden, die von der Errichtung ihrer Anlage betroffen sind, finanziell beteiligen. Zu diesem Zweck dürfen folgende Anlagenbetreiber den Gemeinden, die von der Errichtung ihrer Anlage betroffen sind, Beträge durch einseitige Zuwendungen ohne Gegenleistung anbieten:

1. Betreiber von Windenergieanlagen an Land nach Maßgabe von Absatz 2 und
2. Betreiber von **Solaranlagen des ersten Segments** nach Maßgabe von Absatz 3.

(2) *[Diese Vorschläge befassen sich nicht mit der Beteiligung am Windkraftanlagen.]*

<sup>2</sup> Das Rechtsgutachten zur Verbesserung der Kommunalbeteiligung an Solarbatterieanlagen ist nicht vor der Abgabefrist dieser Konsultation verfügbar. Eine Veröffentlichung ist zeitnah vorgesehen. Sie erhalten weitere Informationen bei [bernhard.strohmayr@bne-online.de](mailto:bernhard.strohmayr@bne-online.de).

(3) Bei **Solaranlagen des ersten Segments** dürfen den betroffenen Gemeinden Beträge von insgesamt 0,2 Cent pro Kilowattstunde für **erzeugte Strommenge sowie für die Strommenge, die wegen Abregelungen durch den Netzbetreiber nach § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes oder nach § 14 Absatz 1 in Verbindung mit § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nicht erzeugt wurde**, angeboten werden. Als betroffen gelten Gemeinden, auf deren Gemeindegebiet sich die **Solaranlagen des ersten Segments** befinden. Befinden sich die **Solaranlagen des ersten Segments** auf gemeindefreien Gebieten, gilt für diese Gebiete der nach Landesrecht jeweils zuständige Landkreis als betroffen. Im Übrigen ist Absatz 2 Satz 4 bis 7 entsprechend anzuwenden. **Wird der Strom vor der Einspeisung in ein Netz in einem Stromspeicher zwischengespeichert, darf die gesamte in den Solaranlagen des ersten Segments erzeugte und zu einem späteren Zeitpunkt in das Netz eingespeiste Strommenge Grundlage für die Ermittlung der Zuwendungen sein.**

(4) **Werden Vereinbarungen über Zuwendungen nach diesem Paragraphen abgeschlossen, achten die Gemeinden und andere öffentliche Stellen und Behörden darauf und stellen sicher, dass die Vereinbarungen keinen Einfluss auf die Gesetzmäßigkeit des Verwaltungshandelns haben.**

Bei **Solaranlagen des ersten Segments** dürfen die betroffenen Kommunen den Abschluss der Vereinbarungen davon abhängig machen, dass der Betreiber ein Konzept, das fachlichen Kriterien für die naturschutzverträgliche Gestaltung von Freiflächenanlagen entspricht, vorgelegt oder nachgewiesen hat, dass die Umsetzung dieser Kriterien nicht möglich ist. Die Vereinbarungen gelten nicht als Vorteil im Sinn der §§ 331 bis 334 des Strafgesetzbuchs. Satz 3 ist auch für Angebote zum Abschluss einer solchen Vereinbarung und für die darauf beruhenden Zuwendungen anzuwenden.

(5) Für **die tatsächlich erzeugte Strommenge sowie für die Strommenge, die wegen Abregelungen durch den Netzbetreiber nach § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes oder nach § 14 Absatz 1 in Verbindung mit § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nicht erzeugt wurde**, für die Betreiber von Windenergieanlagen an Land oder Freiflächenanlagen eine finanzielle Förderung nach diesem Gesetz oder einer auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung in Anspruch genommen haben und für die sie Zahlungen nach diesem Paragraphen an die Gemeinden oder Landkreise geleistet haben, können sie die Erstattung dieses im Vorjahr an die Gemeinden oder Landkreise geleisteten Betrages im Rahmen der Endabrechnung vom Netzbetreiber verlangen. **Die Erstattung durch den Netzbetreiber muss innerhalb von acht Wochen nach Eingang des vollständigen Antrags des Anlagenbetreibers erfolgen.**

## Verbesserung Rechtsverhältnis EEG und Landesgesetze / Benchmarking

In **§ 22b Absatz 6 EEG 2023** sollte ergänzt werden:

(6) Die Länder können weitergehende Bestimmungen zur Bürgerbeteiligung und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau von neuen Anlagen erlassen, wenn § 80a nicht beeinträchtigt ist. „**Soweit die Länder Regelungen treffen, die Anlagenbetreiber dazu verpflichten, Gemeinden oder Bürger, die von der Errichtung ihrer Anlage betroffen sind, finanziell oder in anderer Weise zu beteiligen, gilt einschränkend, dass diese Regelungen dem Anlagenbetreiber verschiedene Formen der Beteiligung zur Auswahl stellen müssen. Dem Anlagenbetreiber muss dabei stets die Möglichkeit offenstehen, eine Beteiligung anzubieten,**

- **die bis zu 0,4 Cent pro Kilowattstunde erzeugter Strommenge entspricht,**
- **aber nicht mehr als 0,3 Cent pro Kilowattstunde erzeugter Strommenge betragen muss.**

**Außerdem muss es dem Anlagenbetreiber möglich sein, sich teilweise von der Beteiligungspflicht zu befreien, indem er bis zu 0,2 Cent pro Kilowattstunde erzeugter Strommenge im Wege der finanziellen Beteiligung nach § 6 anbietet, soweit § 6 anwendbar ist**

### Netzanschluss von EEG-Anlagen: Reservierungsmechanismus verbessern

(zu Drucksache 20/14199, §8e Reservierung von Netzanschlusskapazität)

Wir empfehlen die **Umsetzung der §§ 8a, 8b, 8c, 8d, 8e und 8g EEG aus dem früheren Entwurf dieser Energierechtsnovelle**, siehe [Drucksache 20/14199](#). Diese Regelungen sind notwendig, um die Praxisprobleme bei der Vergabe von Netzanschlusskapazität zu bewältigen. Der aktuelle Prozess zur Reservierung von Netzkapazität ist ein zentrales Hemmnis – und hoffnungslos überlastet. Es erfolgt keine sinnvolle Qualifizierung und Priorisierung der Projekte.

Wir empfehlen die Umsetzung von:

- **§ 8a Informationspflichten und Kommunikation bei Netzanschlussbegehren** ([LINK](#))
- **§ 8b Besondere Regelungen zu Netzanschlussbegehren** ([LINK](#))
- **§ 8c Besondere Regelungen zu Netzanschlussbegehren für Solaranlagen** ([LINK](#))
- **§ 8d Besondere Regelungen zu Netzanschlussbegehren für Stromspeichern** ([LINK](#))
- **§ 8e Reservierung von Netzanschlusskapazität** ([LINK](#))

Diese Verbesserungen im Netzanschlussprozess sind nötig, um die mit dem „Solarspitzenpaket“ hinzugekommenen Regelung für flexible Netzanschlussvereinbarungen (aktuell § 8a EEG) sinnvoll anwenden zu können. Wie ursprünglich angedacht, sollte die Regelung zu flexible

Netzanschlussvereinbarungen der § 8f EEG werden, der auf den verbesserten Regeln zum Netzanschlussbegehren aufsetzt. Nur ein reservierter Netzanschluss sichert eine Investition in eine Erzeugungsanlage (oder einen Speicher) ab. Nur ein reservierter Netzanschluss kann mit einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung versehen werden.

### Überwachung der Rückerstattung der finanziellen Beteiligung der Kommunen

(zu §85 Abs. 1 Nr. 3 EEG)

Die BNetzA sollte überwachen, ob und wie die Verteilungsnetzbetreiber die Kommunalbeteiligung gegenüber erstattungsberechtigten Anlagenbetreibern erstatten. Dies war im früheren Entwurf vorgesehen, wurde aber nicht umgesetzt. Die Auflistung im §85 Abs. 1 Nr. 3c EEG sollte um den § 6 Absatz 5 EEG ergänzt werden. Wir denken, dass eine Frist für die Erstattung (z.B. acht Wochen nach Antrag) im EEG enthalten sein sollte (siehe Empfehlungen zu § 6 EEG).

### Problem bei Solarparks auf benachteiligten Flächen (bzgl. Landschaftselementen)

(zu §37 Abs. 1 Nr. 2 h und i EEG)

Mit dem Solarpaket 1 wurde die Flächenkulisse für Solarparks auf benachteiligten Flächen erweitert (Opt-Out-Regelung). Solarparks auf Flächen in benachteiligten Gebieten können nun grundsätzlich an den EEG-Ausschreibungen teilnehmen, was positiv ist. Die Formulierung im § 37 Abs. (1) Nummer 2 h und i EEG definiert diese Flächen genauer und sieht dabei vor, dass sich auf den Flurstücken selbst *keine* geschützten Landschaftselemente befinden dürfen. Dieser Ganz-oder-Garnicht-Ansatz führt je nach Region in Deutschland zur Unmöglichkeit der Projektentwicklung, z.B. in Schleswig-Holstein. Dort enthalten zahlreiche Flurstücke z.B. Knicks – als Landschaftselemente. Auch in anderen Bundesländern finden sich oft auf kleinen Teilflächen der Flurstücke oder am Rand regelmäßig hochwertige Lebensräume (Säume, Tümpel, Rasen, ...). So kann ein Element am Rand führen dazu, dass eine für Solarparks geeignete Fläche im Gesamten nicht mehr nutzbar ist. Das ist auch und gerade in Sinne des Natur- und Landschaftsschutzes kontraproduktiv. Denn gerade Solarparks sind mit hochwertigen Lebensräumen für die Natur kompatibel (vgl. bne-Studie: Artenvielfalt im Solarpark<sup>3</sup>). Dies zeigt die ebenfalls mit dem Solarpaket 1 beschlossene Förderbedingung zu den Mindestkriterien für die Naturverträglichkeit nach § 37 Abs. (1a) EEG. Das Auflösen dieser Widersprüche im § 37 EEG sollte vorgenommen werden, bevorzugt mit einer Übergangsregelung die alle Solarparks adressiert, die unter Kenntnis der Mindestkriterien für die Naturverträglichkeit geplant wurden. Untergesetzlich kann das Problem nicht allein z.B. durch eine Konkretisierung der Umsetzung der Mindestkriterien gelöst werden. Denn der Anspruch auf den anzulegenden Wert entfällt generell, weil die Flächen schon von vornherein ausscheiden, bzw. nicht nutzbar waren. Für die Lösung empfiehlt sich eine Änderung der Formulierung im § 37 Abs. (1) Nummer 2 h und i EEG.

---

<sup>3</sup> 2025, bne: Artenvielfalt im Solarpark, <https://sonne-sammeln.de/biodiversitaet/biodiversitaets-studie>

Dabei gibt es mehrere Ansätze:

- a. Die Formulierung könnte weiterentwickelt werden, sodass zu einem gewissen Prozentsatz der Flächen geschützte Landschaftselemente nicht zu einem Flächenabschluss führen. (Vorzugsvariante)
- b. Die Formulierung zu den Biotoperelementen nach § 37 Abs. (1a) Nummer 4 EEG könnten verbessert werden. Aktuell müssen Biotoperelemente nach § 37 Abs. (1a) Nummer 4 EEG „angelegt“ werden, d.h. schon bestehende Biotoperelemente scheiden aus.

**Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)**

**Der bne verbindet marktwirtschaftlich Wettbewerb und Innovation mit erneuerbaren Energien und fördert so eine günstige und resiliente Energieversorgung.**