

Positionspapier zum Netzanschlusspaket

22.07.2026



Stellungnahme des Bündnis Bürgerenergie e.V. zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens vom 17.07.2026

Inhalt

Einleitung	3
Zusammenfassung der zentralen Positionen	3
1. Redispatch-Vorbehalt (§§ 13a Abs. 6, 14 Abs. 1d EnWG-E; § 8 Abs. 4 EEG-E)	4
2. Generelle Spitzenkappung am Netzverknüpfungspunkt (§ 8 Abs. 1 S. 4 EEG-E; § 11 Abs. 2 EnWG-E)	7
3. Netzanschlussverfahren (§§ 14e, 17a–17f EnWG-E)	9
4. Baukostenzuschuss (§ 17 EEG-E; § 8 Abs. 3 KraftNAV-E)	13
5. Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung und Mieterstrom (§§ 42a, 42b EnWG)	14
6. Weitere Regelungen im Netzpaket	15
7. Zusatzforderungen zu Energy Sharing (§ 42c EnWG)	16

Einleitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) hat am 17.07.2026 den Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaues mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens (sog. Netzpaket) vorgelegt. Das Bündnis Bürgerenergie e.V. (BBEn) bewertet den Entwurf kritisch. Zwar enthält er punktuell begrüßenswerte Ansätze zur Modernisierung und Digitalisierung von Netzanschlussverfahren. In seiner Gesamtschau vollzieht er jedoch einen grundlegenden Systemwechsel im Bereich des Netzanschlusses und -zugangs, der zu Lasten der Akteure der dezentralen Energiewende geht.

Der Entwurf deutet den Koalitionsvertrag einseitig um: Statt den Netzausbau mit dem Ausbau erneuerbarer Energien zu synchronisieren, sollen Erneuerbare-Energien-Projekte sich dem schleppenden Netzausbau unterordnen. Die eigentlichen Ursachen für den stockenden Netzausbau bleiben im Entwurf unberücksichtigt. Soweit der Entwurf die vorhandene Netzinfrastuktur besser auslasten will, setzt er dabei einseitig auf Beschränkungen zu Lasten der Erzeuger, statt den Vorrang von Netzoptimierung und bedarfsgerechtem Netzausbau zu verankern.

Stattdessen werden Netzbetreiber gestärkt und erhalten weitreichende neue Ermessensspielräume, während die Risiken eines unzureichenden Netzausbaus auf Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber und Projektierer verlagert werden. Das BBEn lehnt diesen Ansatz ab und fordert eine grundlegende Überarbeitung der zentralen Regelungselemente des Entwurfs. Das BBEn erwartet von Netzbetreibern, dass sie ihre gesetzlichen Pflichten vollständig, einheitlich und ohne weitere Verzögerung erfüllen. Vorbilder müssen zum verbindlichen Maßstab werden — mit wirksamen Sanktionen für jene, die dahinter zurückbleiben.

Zusammenfassung der zentralen Positionen

1. Redispatch-Vorbehalt streichen: Der Redispatch-Vorbehalt gefährdet den EE-Ausbau, ist nach übereinstimmender Einschätzung unabhängiger Rechtsgutachten europarechtswidrig und verlagert systemische Infrastrukturprobleme und Finanzierungsrisiken auf einzelne Anlagenbetreiber. Der Kompromiss bedeutet unnötigen bürokratischen Aufwand. Das BBEn fordert seine vollständige Streichung.
2. Spitzenkappung am Netzverknüpfungspunkt prüfen: Die geplante pauschale, unvergütete Einspeisebegrenzung (70 % für PV-Freiflächen, 280 W/m² für Wind an Land) trifft auch Standorte ohne Netzengpass und gefährdet die Wirtschaftlichkeit. Installiertes Potenzial von PV- und Windkraftanlagen bleibt ungenutzt. Das Instrument konnte innerhalb der eingeräumten Beteiligungsfrist nicht abschließend bewertet werden, die nachfolgend benannten Bedenken sind im weiteren Verfahren jedoch zu berücksichtigen.
3. Netzanschlussverfahren bundeseinheitlich standardisieren: Statt 866 individueller Netzbetreiber-Verfahren braucht es ein einheitliches, digitales Netzanschlussverfahren mit verbindlichen Standards, Fristen und Sanktionen. Die BNetzA muss mit den nötigen Ressourcen ausgestattet werden, um diese Standards auch durchzusetzen. Flexible Netzanschlussvereinbarungen müssen durch ein gesetzliches Standardregelwerk ersetzt werden — individuelle Verhandlungen mit einzelnen Netzbetreibern sind für Bürgerenergiegesellschaften weder leistbar noch bankfähig.

4. Baukostenzuschüsse nicht gesetzlich vorwegnehmen: Die mögliche Einführung von Baukostenzuschüssen gehört in den laufenden AgNes-Prozess der BNetzA – nicht in diesen Referentenentwurf. Zuvor muss eine vollständige Analyse der kumulativen Kostenbelastung für EE-Projekte vorliegen.
5. Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung und Mieterstrom stärken: Die gesetzlichen Grundlagen bestehen – an der Umsetzung scheitert es. Das BBEn fordert eine Anpassung des Messstellenbetriebsgesetzes zur Senkung der Messkosten sowie eine aktivere Aufsicht der Bundesnetzagentur gegenüber säumigen Verteilnetzbetreibern.
6. Zusatzforderung – Energy Sharing nachbessern: § 42c EnWG schafft erstmals einen gesetzlichen Rahmen für Energy Sharing in Deutschland – das BBEn begrüßt dies ausdrücklich. Die Ausgestaltung weist jedoch erhebliche Lücken auf, die das Instrument für Bürgerenergiegesellschaften in der Praxis unwirtschaftlich oder undurchführbar machen. Das BBEn fordert Nachbesserungen bei Wirtschaftlichkeit, Anlagenzahl, Musterverträgen, Stromlieferantenpflichten und räumlichem Anwendungsbereich.

Die für die Verbändebeteiligung eingeräumte Frist von nur drei Tagen wird der Tragweite des Entwurfs nicht gerecht. Eine sachgerechte fachliche Prüfung war in dieser Zeit nicht möglich. Dieses Positionspapier ist daher als vorläufige Stellungnahme zu betrachten; wir erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

1. Redispatch-Vorbehalt (§§ 13a Abs. 6, 14 Abs. 1d EnWG-E; § 8 Abs. 4 EEG-E)

Regelungsinhalt

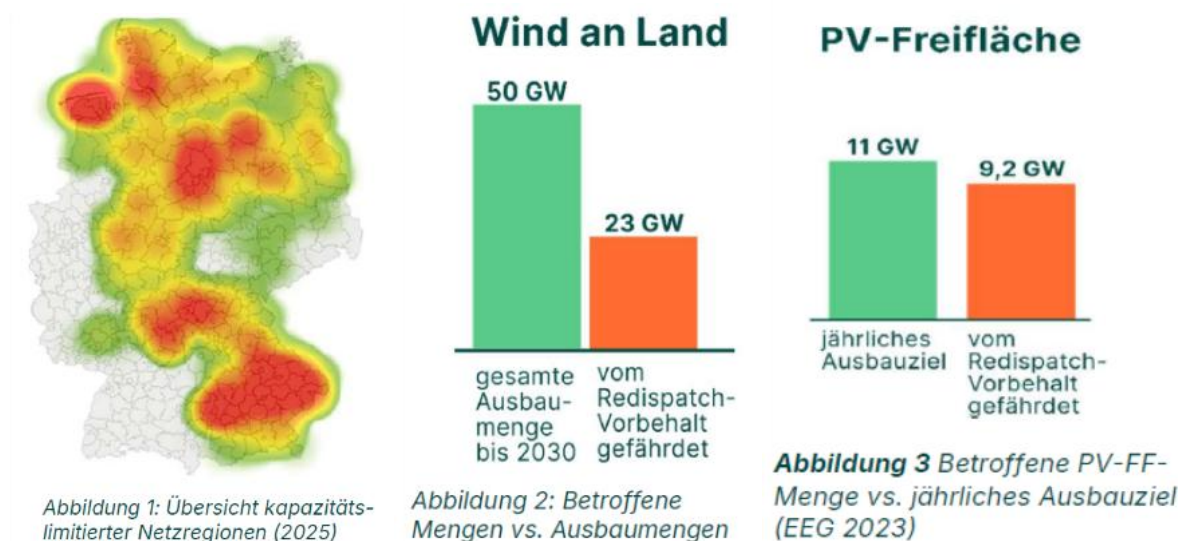
Das Kerninstrument des Entwurfs ist der sogenannte „Redispatch-Vorbehalt“. Netzbetreiber können einzelne Umspannanlagen und die sie verbindenden Leitungsabschnitte als „kapazitätslimitiert“ ausweisen, wenn im Vorjahr die Wirkleistungserzeugung der angeschlossenen Anlagen durch Redispatch-Maßnahmen nach § 13a Abs. 1 EnWG um insgesamt mehr als fünf Prozent reduziert wurde. Die Ausweisung soll technologiespezifisch getrennt für Solaranlagen des ersten Segments (PV-Freiflächenanlagen) und für Windenergieanlagen an Land erfolgen und kann bis zu sechs Jahre gelten. Die Ausweisung ist erst dann aufzuheben, wenn ihre Voraussetzungen im Durchschnitt von drei aufeinanderfolgenden Kalenderjahren nicht mehr vorliegen (§ 14 Abs. 1d S. 6 EnWG-E); ein Gebiet bleibt damit auch dann limitiert, wenn der Engpass faktisch bereits abgebaut ist. Anzumerken ist zudem ein Widerspruch innerhalb des Entwurfs: Während § 14 Abs. 1d von „bis zu sechs Jahren“ spricht, geht die Begründung (Erfüllungsaufwand, Ziffer 7) von „bis zu 10 Jahren“ aus.

In diesen kapazitätslimitierten Netzgebieten entfällt für neu angeschlossene EE-Anlagen der unbedingte Anschlussanspruch nach § 8 EEG. Der Netzbetreiber ist stattdessen verpflichtet, unverzüglich einen Netzanschlussvertrag anzubieten, der den Verzicht auf den finanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 2 EnWG vorsieht. Der Entschädigungsentfall ist dabei auf [10-20 %] des jährlich durch die Anlage erzeugten Stroms begrenzt; der genaue Wert innerhalb dieser Spanne ist im Entwurf noch offen.

Bewertung des BBEn

Das BBEn lehnt den Redispatch-Vorbehalt in seiner vorgeschlagenen Form entschieden ab. Folgende Problemlagen sind dabei hervorzuheben:

- Massive Gefährdung genehmigter EE-Projekte:
Der Entwurf bedeutet mit der bedingten Anschlussverweigerung für den EE-Ausbau einen Rückschritt vor das Jahr 2000. Über eine neue bürokratische Vertragspflicht können Netzbetreiber in großräumigen Netzengpassgebieten den Anschluss neuer EE-Anlagen verweigern. Die von Green Planet Energy in Auftrag gegebene Enervis-Studie [Wo das Netzpaket Wind- und Solarprojekte ausbremst](#) zeigt, dass durch den Redispatch-Vorbehalt rund 32 GW bereits genehmigter oder im Genehmigungsverfahren befindlicher EE-Projekte gefährdet werden – darunter ca. 23 GW Windenergie an Land und 9,2 GW Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Damit stehen Investitionen in Höhe von rund 45 Milliarden Euro auf dem Spiel. Die Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele wäre ernsthaft gefährdet.



Quelle: Enervis-Studie: *Wo das Netzpaket Wind- und Solarprojekte ausbremst*. Die Karte zeigt welche Landkreise nach den Plänen des Ministeriums „kapazitätslimitierte Netzgebiete“ wären. Dort dürften neue Wind- und Solaranlagen gebaut werden, die Betreiber würden jedoch keine Entschädigung für Abregelung erhalten. Damit steht die Wirtschaftlichkeit der Projekte (sowohl genehmigter als auch noch im Genehmigungsverfahren befindlicher Projekte) in Frage.

- Besondere Betroffenheit von Bürgerenergiegesellschaften:
Für Bürgerenergiegesellschaften kommt ein strukturelles Problem hinzu: Ihr Geschäftsmodell ist auf eine Region ausgerichtet. Sie arbeiten mit und für die lokale Gemeinschaft, nicht als überregionale Projektierer. In einem kapazitätslimitierten Netzgebiet haben sie entsprechend keine Alternative. Das Ausweichen auf andere Standorte, das für große, überregional tätige Unternehmen eine Option wäre, scheidet für sie aus – konzeptionell wie wirtschaftlich. Damit trifft der Redispatch-Vorbehalt genau jene Akteure am härtesten, die gesellschaftliche Teilhabe an der Energiewende ermöglichen.

- **Fehlende Transparenz über kapazitätslimitierte Gebiete:**
Der Schwellenwert von 5% dürfte einen Großteil des deutschen Bundesgebiets erfassen. Das BBEn lehnt den Redispatch-Vorbehalt jedoch unabhängig vom konkreten Schwellenwert grundsätzlich ab. Gleichzeitig fehlt es an Transparenz darüber, welche Gebiete tatsächlich betroffen wären – nicht einmal dem BMWEL liegen hierzu die erforderlichen Daten vor (vgl. Kleine Anfrage, MdB Dr. Alaa Alhamwi, 6. Februar 2026). Allein die Netzbetreiber verfügen über diese Informationen. Für Projektierer und Anlagenbetreiber ist es damit faktisch unmöglich zu erfahren, wo EE-Anlagen wirtschaftlich realisierbar sind.
- **Netze sind Monopole – kein Anschluss, kein Projekt:**
Der Netzanschluss ist keine verhandelbare Ressource, sondern die zwingende Voraussetzung für jedes wirtschaftliche EE-Vorhaben. Anders als in wettbewerblichen Märkten können Projektierer nicht auf einen alternativen Anbieter ausweichen: Wer keinen Netzanschluss erhält oder nur zu wirtschaftlich untragbaren Bedingungen, kann sein Projekt nicht realisieren. Einschränkungen des Anschlussanspruchs führen somit dazu, dass die Projekte nicht umgesetzt werden.
- **Gefährdung der Fremdkapitalfinanzierung:**
Der Wegfall der Netzanschlussgarantie und gesicherter Entschädigungsansprüche macht eine Projektfinanzierung über Fremdkapital de facto unmöglich. Banken müssten die entstehenden Erlösunsicherheiten mit erheblichen Risikoaufschlägen belegen, die einen wirtschaftlichen Betrieb von EE-Anlagen in „kapazitätslimitierten“ Gebieten ausschließen.
- **Europarechtswidrigkeit:**
Zwei Rechtsgutachten kommen zu dem Schluss, dass der Redispatch-Vorbehalt mit EU-Recht nicht vereinbar ist (Kanzlei RAUE im Auftrag des Bundesverbands Wind-Energie; Würzburger Bericht zum Umweltenergierecht Nr. 60, Stiftung Umweltenergierecht, Oktober 2025). Das europäische Recht schützt den diskriminierungsfreien Netzanschluss und erlaubt Einschränkungen nur auf Grundlage einer konkreten, einzelfallbezogenen Prüfung – die pauschale Ausweisung ganzer Netzgebiete anhand einer Abregelungsquote genügt diesem Anspruch nicht. Zudem lässt das EU-Recht einen Verzicht auf Entschädigungsansprüche nur zu, wenn dieser freiwillig geschieht. Das Netzpaket macht den Netzanschluss vom Verzicht auf Entschädigungsansprüche abhängig, sodass nicht von einer freiwilligen Entscheidung gesprochen werden kann. Der Entwurf umgeht damit zentrale Schutzrechte des europäischen Energiebinnenmarkts. Der Entwurf beruft sich in § 8 Abs. 4 EEG-E ausdrücklich auf Artikel 13 Absatz 7 der Verordnung (EU) 2019/943, um den Entschädigungsverzicht zu rechtfertigen. Diese Norm setzt jedoch einen freiwilligen Verzicht sowie eine einzelfallbezogene Prüfung voraus – beides ist bei einer an eine Abregelungsquote geknüpften, pauschalen Ausweisung ganzer Netzgebiete gerade nicht gegeben.
- **Konflikt mit dem Windenergieflächenbedarfsgesetz:**
Die Bundesländer haben auf Grundlage des Windenergieflächenbedarfsgesetzes erhebliche Flächen für den Windausbau ausgewiesen, ohne „kapazitätslimitierte“ Netzgebiete dabei zu berücksichtigen. Es droht ein erheblicher Widerspruch zwischen Raumordnung und Anschlussrecht: Ausgewiesene Windeignungsgebiete könnten in „kapazitätslimitierten“ Netzgebieten liegen und dadurch faktisch nicht nutzbar sein.

- Fehlende Kontroll- und Sanktionsmechanismen:
Der Entwurf sieht keine wirksamen Kontrollmechanismen vor, die sicherstellen, dass Netzbetreiber in „kapazitätslimitierten“ Gebieten tatsächlich den gebotenen prioritären Netzausbau vorantreiben.

Bewertung des BBEn

Das BBEn fordert die komplette Streichung des Redispatch-Vorbehalts. Solange dieser nicht erfolgt ist, müssen EE-Anlagen bei Redispatch-Abregelungen vollständig entschädigt bleiben – der Entschädigungsanspruch nach §§ 13 und 14 EnWG ist zu erhalten. Eine strukturell geeignetere Alternative zum Redispatch-Vorbehalt ist die konsequente Weiterentwicklung flexibler Netzanschlussvereinbarungen nach § 8a EEG.

Als konstruktiven Gegenvorschlag verweist das BBEn auf das [Optionenmodell der BET Consulting GmbH \(März 2026\)](#), das technologieübergreifend für Wind und Solar anstelle eines pauschalen Redispatch-Vorbehalts ein Optionenmodell mit verbindlichen Netzausbaufristen und Sanktionsmechanismen für Netzbetreiber vorsieht. Das BBEn begrüßt den Ansatz grundsätzlich, weist jedoch darauf hin, dass einzelne Elemente — insbesondere die Kostenbeteiligung der Anlagenbetreiber in Option 3 — für Bürgerenergiegesellschaften mit begrenzten Finanzierungskapazitäten einer Nachschärfung bedürfen.

2. Generelle Spitzenkappung am Netzverknüpfungspunkt (§ 8 Abs. 1 S. 4 EEG-E; § 11 Abs. 2 EnWG-E)

Regelungsinhalt

Der Entwurf begrenzt ab dem 1. Januar 2027 für alle Neuanschlüsse die maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt. Für Solaranlagen des ersten Segments (nach der Begründung vorrangig PV-Freiflächenanlagen) wird sie auf 70 Prozent der installierten Leistung je Anlage begrenzt, für Windenergieanlagen an Land auf 280 Watt je Quadratmeter der vom Rotor überstrichenen Fläche je Anlage. Sind mehrere Anlagen am selben Netzverknüpfungspunkt angeschlossen, gilt die Grenze für die gesamte gleichzeitig eingespeiste Wirkleistung. Nach § 11 Abs. 2 EnWG-E dürfen Netzbetreiber ihrer Netzplanung diese reduzierten Anschlussleistungen zugrunde legen; der Entwurf bezeichnet dies ausdrücklich als „Spitzenkappung“. Anders als bei Abregelungen im Redispatch ist für die nicht einspeisbare Energiemenge keine Entschädigung vorgesehen. Die Regelung gilt flächendeckend, unabhängig davon, ob am jeweiligen Standort ein Netzengpass besteht.

Bewertung des BBEn

Das mit der Spitzenkappung verfolgte Ziel — vorhandene Netze besser auszulasten und den Netzausbaubedarf zu senken — teilt das BBEn ausdrücklich. Die vorgesehene Ausgestaltung gibt jedoch in mehrfacher Hinsicht Anlass zu Bedenken.

Die Begrenzung greift pauschal und flächendeckend, auch dort, wo kein Netzengpass besteht. In diesen Fällen entsteht eine Ertragseinbuße ohne jeden lokalen Netznutzen. Die gekappte Energiemenge bleibt unvergütet — anders als bei Abregelungen im Redispatch —,

was die Erlössicherheit und damit die Finanzierbarkeit von Projekten schwächt und Bürgerenergiegesellschaften mit ihren begrenzten Finanzierungsspielräumen besonders trifft. Die Höhe der Grenzwerte von 70 Prozent bzw. 280 W/m² ist im Entwurf nicht nachvollziehbar hergeleitet und differenziert weder nach Standort noch nach Anlagenauslegung. Hinzu kommt, dass die Spitzenkappung sich mit weiteren geplanten Belastungen — dem Redispatch-Vorbehalt und möglichen Einspeiseentgelten bzw. Baukostenzuschüssen aus dem AgNes-Prozess — summiert, ohne dass die kumulative Wirkung analysiert wird. Der Anwendungsbeginn zum 1. Januar 2027 trifft zudem Projekte, deren Wirtschaftlichkeit bereits auf Basis einer vollständigen Einspeisung kalkuliert wurde. Vor allem aber nimmt das Instrument die Einspeisebegrenzung als gegeben hin, statt zunächst die Optimierungs- und Flexibilitätspotenziale des Netzes auszuschöpfen — und widerspricht damit dem Vorrang der Netzoptimierung, den der Entwurf an anderer Stelle unberücksichtigt lässt.

Ob und in welcher Form das Instrument tragfähig ausgestaltet werden könnte, konnte das BBE innerhalb der eingeräumten Beteiligungsfrist nicht abschließend beurteilen. Offen bleiben insbesondere die fehlende Engpassbezogenheit der Begrenzung, der fehlende finanzielle Ausgleich für die gekappte Energiemenge, die Herleitung der Grenzwerte, die kumulative Wirkung mit den übrigen geplanten Belastungen sowie der Vertrauensschutz für Projekte, die auf Basis einer vollständigen Einspeisung kalkuliert wurden.

Forderungen des BBE

- Bedenken vor der weiteren Verfolgung ausräumen:
Die generelle Einspeisebegrenzung am Netzverknüpfungspunkt (§ 8 Abs. 1 S. 4 EEG-E) und die darauf gestützte Planungsermächtigung (§ 11 Abs. 2 EnWG-E) sind nicht weiterzuverfolgen, solange die in der Bewertung benannten Punkte nicht geklärt sind.
- Herleitung und Folgenabschätzung nachliefern:
Die Grenzwerte von 70 Prozent bzw. 280 W/m² sind nachvollziehbar herzuleiten. Die kumulative Wirkung mit dem Redispatch-Vorbehalt sowie möglichen Einspeiseentgelten und Baukostenzuschüssen aus dem AgNes-Prozess ist belastbar zu analysieren, bevor über eine pauschale Einspeisebegrenzung entschieden wird.
- Vorrang der Netzoptimierung prüfen:
Zu prüfen ist, inwieweit das verbindliche NOXVA-Prinzip, ein verbindliches Recht auf Überbauung von Netzverknüpfungspunkten sowie gesetzlich standardisierte flexible Netzanschlussvereinbarungen die verfolgten Ziele engpassbezogen und unter Wahrung des finanziellen Ausgleichs erreichen können.

3. Netzanschlussverfahren (§§ 14e, 17a–17f EnWG-E)

Regelungsinhalt

Der Entwurf sieht vor, dass jeder Verteilernetzbetreiber für alle denkbaren Netzanschlusskonstellationen – Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbrauchseinrichtungen – ein individuelles Netzanschlussverfahren festlegen kann. Eine bundesweite Standardisierung oder Vereinheitlichung dieser Verfahren ist damit nicht vorgesehen.

Netzanschluss an das Übertragungsnetz (§§ 17a, 17b EnWG-E)

Für den Anschluss an das Übertragungsnetz sieht der Entwurf folgende Regelungen vor:

- Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) entwickeln bis Anfang 2027 gemeinsam transparente und effiziente Netzanschlussverfahren, die der Bundesnetzagentur zur Bestätigung vorzulegen sind.
- ÜNB können den Netzanschluss bei absehbaren Kapazitätsengpässen vom Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung abhängig machen.
- ÜNB können im Rahmen ihrer Verfahren eine Priorisierung von Netzanschlussbegehren vorsehen. Als Kriterien kommen in Betracht: Sicherheit der Energieversorgung, gesetzliche EE-Zielvorgaben, Annahmen aus dem Szenariorahmen der Bundesnetzagentur, Bedarfe von Betreibern benachbarter oder nachgelagerter Netze, effiziente gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten sowie Ausweisungen in Raumordnungs- oder Bauleitplänen.

Netzanschluss im Verteilnetz (§§ 17b, 17f EnWG-E)

Für das Verteilnetz stellen die Netzbetreiber die Vorgaben zur Reservierung und Freigabe von Netzanschlusskapazität – einschließlich Reservierungsdauer, Projektfortschrittsnachweisen und Reservierungsgebühr – selbst auf (§ 17f). Diese Vorgaben sind der Bundesnetzagentur zur Bestätigung vorzulegen. Zusätzlich dürfen Verteilernetzbetreiber die von der Bundesnetzagentur bestätigten Grundsätze zur Priorisierung von Netzanschlussbegehren in ihrem Netzgebiet entsprechend anwenden (§ 17b Abs. 2).

Bewertung des BBEn

Der Entwurf enthält eine Reihe von Regelungen zur Modernisierung des Netzanschlussverfahrens, die das BBEn grundsätzlich begrüßt¹:

- Gemeinsame Internetplattform (§ 14e Abs. 2 S. 2 EnWG-E):
Ab dem 1. Januar 2028 sollen alle Netzanschlussbegehrenden für Erzeugungsanlagen, Verbrauchseinrichtungen und Energiespeicheranlagen auf allen Spannungsebenen über die gemeinsame Internetplattform der Verteilernetzbetreiber zum zuständigen Netzbetreiber gelangen und dort den Netzanschlussprozess über ein digitales Portal abwickeln können.
- Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten für Netzanschlüsse (§ 17c EnWG-E):
Netzbetreiber müssen verfügbare Netzanschlusskapazitäten (einspeise- und lastseitig) auf einer geografischen Karte auf den Umspannebenen Höchst-/Hochspannung und Hoch-/Mittelspannung veröffentlichen und monatlich aktualisieren. Bis zum 1. Januar 2028 ist ein Online-Tool (s. vorherigen Punkt) für eine unverbindliche

Netzanschlussauskunft bereitzustellen, das Projektierern vor Stellung eines förmlichen Begehrens eine schnelle Orientierung über Netzverknüpfungspunkte ermöglicht. Das Tool gilt für Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbrauchseinrichtungen ab 135 kW; Verteilernetzbetreiber können es freiwillig auf weitere Spannungsebenen und kleinere Anlagen ausweiten. Es besteht kein Rechtsanspruch auf die Verfügbarkeit der veröffentlichten Kapazitäten oder die ermittelten Netzverknüpfungspunkte.

- Informationspflichten bei Netzanschlussbegehren (§ 17d EnWG-E):
Netzbetreiber sind künftig verpflichtet, innerhalb von drei Monaten nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens klare und transparente Informationen zum Bearbeitungsstand zu übermitteln. Zusätzlich sind allgemeine Informationen zum Ablauf des Prüfungsverfahrens auf der Internetseite bereitzustellen.
- Digitale Netzanschlussportale (§ 17e EnWG-E):
Bis 2028 sollen alle Verteilernetzbetreiber digitale Netzanschlussportale einrichten, über die der gesamte Kommunikationsprozess von der Einreichung des Begehrens bis zur Inbetriebnahme abgewickelt werden kann. Verteilernetzbetreiber sollen gemeinsame Standards für Prozesse, Formate und Inhalte sowie rollenspezifische Zugänge entwickeln.

Das BBE sieht darüber hinaus bei der Ausgestaltung des Netzanschlussverfahrens jedoch erhebliche strukturelle Defizite:

- Keine Vereinheitlichung und Standardisierung:
Da jeder Verteilernetzbetreiber sein eigenes Netzanschlussverfahren festlegen kann, droht ein Flickenteppich aus 866 individuellen Lösungen. Für bundesweit tätige Projektierer bedeutet dies einen erheblichen Mehraufwand. Bürgerenergiegesellschaften mit ihren begrenzten Kapazitäten wären wiederum von ihrem lokalen Verteilernetzbetreiber abhängig und seinem hoffentlich einfachen Verfahren
- Umsetzungsdefizite sind kein strukturelles Problem:
Einzelne Verteilernetzbetreiber zeigen bereits heute, dass schnelle, transparente und digitale Netzanschlussverfahren möglich sind. Die Defizite der übrigen Netzbetreiber sind damit keine Frage der technischen oder organisatorischen Machbarkeit, sondern des fehlenden Vollzugs.
- Mangelnde Kapazitäten der BNetzA:
Die Bundesnetzagentur ist bereits heute mit einer Vielzahl von Regulierungsaufgaben ausgelastet. Die Prüfung der einzelnen Netzanschlussverfahren würde erhebliche zusätzliche personelle und institutionelle Ressourcen erfordern.
- Lückenhafte Transparenz auf Niederspannungsebene:
Die Pflicht zur Veröffentlichung von Netzanschlusskapazitäten (§ 17c) beschränkt sich auf die Umspannebenen Höchst-/Hochspannung und Hoch-/Mittelspannung. Für Bürgerenergiegesellschaften, die typischerweise auf Niederspannungsebene anschließen, wäre ein übergreifender Überblick über verfügbare Kapazitäten weiterhin nicht möglich.

- Sehr weiter Ermessensspielraum der Netzbetreiber:
Die Priorisierungskriterien nach § 17b EnWG-E sind weit gefasst und eröffnen Netzbetreibern erhebliche Ermessensspielräume in der Ausgestaltung der eigenen Netzanschlussbedingungen. Für Projektierer entsteht dadurch erhebliche Rechtsunsicherheit und mangelnde Vorhersehbarkeit – beides ist für die Investitionsplanung abträglich. Bürgerenergiegesellschaften mit ihrer Abhängigkeit vom lokalen Netzbetreiber trifft dies wieder besonders. Hinzu kommt eine leistungsbezogene Hürde: Zentrale Entlastungsinstrumente – die unverbindliche Netzanschlussauskunft (§ 17c Abs. 2 EnWG-E) und der verpflichtende Reservierungsmechanismus (§ 17f EnWG-E) – greifen erst ab einer Nennleistung von 135 kW. Viele Bürgerenergie-Dach- und Kleinfreiflächenanlagen liegen darunter und profitieren daher von diesen Verbesserungen nicht. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Entwurf Zugang und Belastung koppelt: Wer unter den Reservierungsmechanismus fällt, erhält Planungssicherheit, unterliegt zugleich aber Nachweispflichten und einer nach § 17f Abs. 1 S. 4 EnWG-E möglichen Reservierungsgebühr. Eine schlichte Absenkung der Schwelle würde kleinere Anlagen daher auch mit Verfahrensaufwand belasten.

Forderungen des BBEn

- Transparenz auf alle Spannungsebenen und Leistungsklassen ausweiten:
Die Veröffentlichungspflichten für verfügbare Netzanschlusskapazitäten und die unverbindliche Netzanschlussauskunft nach § 17c EnWG-E sind verbindlich auf die Niederspannungsebene und auf Anlagen unterhalb von 135 kW zu erstrecken. Nur so können auch Bürgerenergiegesellschaften, die typischerweise in der Niederspannung anschließen, die neuen Instrumente nutzen.
- Reservierung auch unterhalb von 135 kW zugänglich machen:
Der in § 17f EnWG-E vorgesehene einheitliche Mechanismus mit befristeten, an den Projektfortschritt gebundenen Reservierungsabschnitten ist im Grundsatz sachgerecht. Er ist auch für Anlagen unterhalb von 135 kW zugänglich zu machen, damit Bürgerenergieprojekte in der Niederspannung dieselbe Planungssicherheit erhalten.
- Zugang nicht mit Verfahrenslast verknüpfen:
Nachweispflichten und die nach § 17f Abs. 1 S. 4 EnWG-E mögliche Reservierungsgebühr dürfen für kleinere Anlagen nicht zur Zugangshürde werden. Für sie ist die Reservierung als Option auszugestalten, nicht als zusätzliche Verfahrensstufe.
- Netzanschlussbegehren standardisieren und digitalisieren:
Die Digitalisierung muss alle Prozessschritte bis zur Inbetriebnahme erfassen. Um Verbindlichkeit zu schaffen, müssen gesetzlich Fristen und Pönalen bei Nichterfüllung eingeführt werden. Die Standardisierung muss der Digitalisierung hierbei vorausgehen – die Digitalisierung von über 800 verschiedenen Bearbeitungsvarianten wäre ohne einheitliche Standards unangemessen aufwendig und kostspielig.
- Best Practice als verbindlichen Standard etablieren:
Einzelne Verteilnetzbetreiber erfüllen bereits heute eine Vorbildfunktion in der Erfüllung gesetzlicher Standards. Die Bundesnetzagentur muss ein systematisches

Benchmarking einführen, das diese Best Practices als Maßstab für alle Netzbetreiber fest schreibt. Netzbetreiber, die dauerhaft dahinter zurückbleiben, müssen mit wirksamen Sanktionen rechnen.

- Wirkleistungsbegrenzung am Netzanschlusspunkt umsetzen:
Seit Oktober 2021 wird mit Redispatch 2.0 die Steuerung von der Einspeisung auf die Erzeugung verlagert – damit wird auch Strom abgeregelt, der gar nicht durch das Netz müsste, etwa bei Direktlieferung oder Zwischenspeicherung. EE-Anlagen müssen wieder einspeise- statt erzeugungssteuernd geregelt werden, d. h. am Netzverknüpfungspunkt.
- Smart-Meter-Rollout vorantreiben und praxisnah gestalten:
Preisobergrenzen für intelligente Messsysteme sind essenziell – werden sie aufgehoben, tragen Anlagenbetreiber unverhältnismäßig hohe Kostenrisiken. Der Rollout für Steuerungsanwendungen darf nicht verpflichtend werden, bevor die Technik marktfähig ist. SMGW-Administratoren müssen gesetzlich für Schadensfälle und Folgekosten haften.
- NOXVA-Prinzip konsequent umsetzen:
Ein Kernproblem des Entwurfs ist, dass er Kapazitätsengpässe als gegeben hinnimmt, statt ihrer Beseitigung Vorrang einzuräumen. Was fehlt, ist die gesetzliche Pflicht für alle Netzbetreiber, zunächst alle Optimierungs- und Flexibilitätspotenziale auszuschöpfen, bevor Anschlüsse eingeschränkt werden – das sogenannte NOXVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Flexibilitäten vor Verstärkung vor Ausbau). Das BBEn fordert, diesen Vorrang verbindlich im Gesetz zu verankern. Bemerkenswert ist, dass der Entwurf diesen Vorrang bereits selbst anerkennt: § 14 Abs. 1d EnWG-E verpflichtet die Netzbetreiber, kapazitätslimitierte Gebiete „prioritär bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen“. Es fehlt jedoch jede Frist- und Sanktionsbewehrung. Der Entwurf kennt den Vorrang also – er macht ihn nur unverbindlich.
- Überbauung von Netzverknüpfungspunkten ermöglichen:
Bestehende Netzverknüpfungspunkte werden derzeit häufig nicht optimal ausgelastet. Würde man es Anlagenbetreibern ermöglichen, sie durch weitere Erzeugungs- oder Speicheranlagen zu ergänzen – solange die vereinbarte Maximalleistung am Anschlusspunkt nicht überschritten wird –, könnten vorhandene Netzkapazitäten deutlich besser genutzt und der Druck auf neue Anschlüsse gemindert werden. § 8a EEG und § 17 Abs. 2b EnWG (Solarspitzengesetz, Februar 2025) ermöglichen die Überbauung bereits, jedoch nur als Kann-Regelung. Das BBEn fordert, daraus ein verbindliches Recht der Anlagenbetreiber zu machen.
- Flexible Netzanschlussvereinbarungen gesetzlich standardisieren:
Flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCAs) nach § 8a EEG ermöglichen Anlagenbetreibern den Anschluss auch bei begrenzter Netzkapazität – gegen die Bereitschaft, bei Engpässen abgeregelt zu werden. Das Instrument ist grundsätzlich sinnvoll, scheitert in der Praxis jedoch daran, dass die Bedingungen individuell mit jedem Netzbetreiber ausgehandelt werden müssen und es keine Augenhöhe zwischen projektierendem Unternehmen und Netzbetreiber gibt.
Für Bürgerenergiegesellschaften, die nicht über die personellen und rechtlichen Ressourcen großer Projektierer verfügen, sind solche Einzelverhandlungen faktisch nicht leistbar – zudem sind individuell verhandelte Konditionen für die Projektfinanzierung

kaum bankfähig. Das BBEn fordert, FCAs durch ein gesetzliches Standardregelwerk zu ersetzen, das einheitliche, verbindliche und finanzierbare Bedingungen schafft².

4. Baukostenzuschuss (§ 17 EEG-E; § 8 Abs. 3 KraftNAV-E)

Regelungsinhalt

Der Entwurf sieht vor, dass Netzbetreiber künftig berechtigt sind, von Anschlussnehmern einen angemessenen Baukostenzuschuss (BKZ) zur teilweisen Finanzierung der Kosten der Netzoptimierung, -verstärkung und des Netzausbaus zu verlangen. Die Bundesnetzagentur erhält die Kompetenz, Vorgaben zu diesen Baukostenzuschüssen zu machen (§ 17 EEG-E; § 8 Abs. 3 KraftNAV-E).

Bewertung des BBEn

Das BBEn betrachtet die Einführung von Baukostenzuschüssen für Erzeugungsanlagen mit erheblicher Skepsis. Folgende Gesichtspunkte sind maßgeblich:

- Bis zu 866 verschiedene BKZ-Regelungen:
Da der Entwurf den einzelnen Netzbetreibern erhebliche Spielräume bei der Ausgestaltung der Baukostenzuschüsse eröffnet, droht auch hier ein bundesweiter Flickenteppich aus bis zu 866 unterschiedlichen Regelungen. Dies würde zu erheblicher Intransparenz und Planungsunsicherheit für Projektierer führen.
- AgNes-Prozess beachten:
Die Bundesnetzagentur führt im Rahmen des AgNes-Prozesses (Allgemeine Netzentgeltssystematik Strom) Diskussionen mit der Branche zu Einspeiseentgelten für Erzeugungsanlagen durch. Dabei werden drei Elemente erwägt: ein Kapazitätspreis (Finanzierungsfunktion), ein dynamischer Arbeitspreis (Anreizfunktion I) sowie ein Baukostenzuschuss (Anreizfunktion II). Dem ergebnisoffenen AgNes-Prozess sollte nicht durch eine gesetzliche Einführung des BKZ vorausgegriffen werden.
- Kompetenzrechtliche Bedenken:
Der Europäische Gerichtshof hat im September 2021 entschieden, dass die Bundesnetzagentur für die Neufestlegung der Netzanschlussbedingungen - einschließlich der Erhebung von Baukostenzuschüssen - allein zuständig ist und dabei vor jeglicher Einflussnahme von außen geschützt sein muss. Dies gilt ausdrücklich auch gegenüber dem Gesetzgeber: Er darf der Behörde diese Kompetenz weder entziehen noch inhaltlich vorwegnehmen. Der vorliegende Entwurf tut genau dies, indem er Netzbetreibern unmittelbar das Recht einräumt, Baukostenzuschüsse zu erheben.
- Fehlende ökonomische Wirkungsanalyse:
Baukostenzuschüsse wirken nicht isoliert. Sie kämen zu weiteren geplanten Belastungen hinzu - möglichen Einspeisenetzentgelten aus dem AgNes-Prozess, der Absenkung der Direktvermarktungsgrenze, dem Redispatch-Vorbehalt. Eine Abschätzung dieser kumulativen Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit von EE-Projekten fehlt im

Entwurf vollständig. Das BBEn hält es für politisch nicht vertretbar, ein solches Instrument einzuführen, ohne die Gesamtwirkung aller Maßnahmen zuvor belastbar analysiert zu haben.

Forderungen des BBEn

Das BBEn spricht sich dagegen aus, dass Baukostenzuschüsse für Erzeugungsanlagen eingeführt werden.

- Wirtschaftlichkeit von EE-Projekten erhalten:
Zusammen mit der möglichen Einführung von Einspeisenentgelten im Rahmen von AgNes ist die Projektierung von Projekten erheblich schwerer zu finanzieren. Sollten Baukostenzuschüsse dennoch eingeführt werden, müssen sie eine echte Steuerungswirkung erzielen und dürfen nicht mit weiteren Entgelten – etwa Einspeisenentgelten aus dem AgNes-Prozess – kumuliert werden.
- Kohärenz Netzpaket und AgNes-Prozess:
Das BBEn regt dringend an, einen vollständigen Gesamtüberblick über alle geplanten Kostenbelastungen aus dem Netzpaket und dem AgNes-Prozess zu erstellen. Nur auf dieser Grundlage lässt sich die künftige Wirtschaftlichkeit von EE-Projekten bewerten und sind seriöse politische Entscheidungen möglich.

5. Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung und Mieterstrom (§§ 42a, 42b EnWG)

Regelungsinhalt

Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (§ 42b EnWG) und der Mieterstrom mit virtuellem Summenzähler (§ 42a EnWG) ermöglichen die Nutzung von Solarstrom aus Dachanlagen durch Bewohnende von Mehrfamilienhäusern. Die gesetzlichen Grundlagen für beide Instrumente bestehen bereits.

Bewertung des BBEn

Das BBEn sieht in GGV und Mieterstrom wichtige Instrumente für die dezentrale Energiewende im Gebäudebereich. Ihre breite Anwendung scheitert in der Praxis jedoch nicht an fehlenden gesetzlichen Grundlagen, sondern an zwei strukturellen Problemen: Hohe Smart-Meter-Kosten machen GGV in Mehrfamilienhäusern in den meisten Fällen unwirtschaftlich und Verteilnetzbetreiber setzen die bestehenden gesetzlichen Vorgaben in sehr unterschiedlichem Maße um. Ohne Verbesserungen in beiden Bereichen werden die Potenziale dieser Instrumente weiterhin nur sehr eingeschränkt ausgeschöpft.

Forderungen des BBEn

- Messstellenbetriebsgesetz anpassen:
Der Gesetzgeber sollte im Rahmen dieser Gesetzesnovelle auch das Messstellenbetriebsgesetz so weiterentwickeln, dass die Kosten der Messinfrastruktur in Mehrfamilienhäusern angemessen und dezentrale Stromversorgungsmodelle einfacher und schneller wirtschaftlich sind. Wesentliche Änderungen durch den Gesetzgeber wären:
 - Die Datenbereitstellung durch den gMSB an den PV-Strom-Lieferanten sollte kostenfrei erfolgen, mindestens bei Nutzung der Marktkommunikation (keine 30 EUR/Jahr/Teilnehmer:in für Bereitstellung von Daten an einen ESA-Dienstleister nach § 35 Absatz 1 Nr. 2 MsbG).
 - Die Kosten für die Ausstattung mit Smart Metern (30 EUR/Jahr für den Einbau auf Kundenwunsch + einmalig 100 EUR) sollten bei Mehrfamilienhäusern nur einmal pro Gebäude und nicht für jeden einzelnen Smart Meter anfallen (Anpassung in §35 Absatz 1 Nr. 1).
- Zu den Anforderungen an die Bundesnetzagentur verweisen wir auf unser Positionspapier mit politischen Handlungsempfehlungen [“Umsetzung der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung und Mieterstrom mit virtuellem Summenzähler durch Verteilnetzbetreiber in Deutschland”](#).

6. Weitere Regelungen im Netzpaket

Verbesserungen für Co-Location und netzneutrale Speicher (§ 17 Abs. 2a EnWG-E)

Ausdrücklich positiv bewertet das BBEn die geplante Erleichterung für den Anschluss von Batteriespeichern in Co-Location mit bestehenden Anlagen. Netzbetreiber sollen künftig den Anschluss solcher „netzneutraler Speicher“ an bestehenden Netzverknüpfungspunkten nicht mehr unter Verweis auf Kapazitätsmangel verweigern dürfen, sofern die maximale Leistung am Netzverknüpfungspunkt unverändert bleibt. Diese Begrüßung steht allerdings unter einem Vorbehalt: Die Erleichterung greift nur, solange die bisherige maximale Entnahme- oder Einspeiseleistung unverändert bleibt (§ 17 Abs. 2a EnWG-E). Für genossenschaftliche PV-plus-Speicher-Kombinationen, die einen Netzverknüpfungspunkt gerade besser auslasten wollen, ist dies eine spürbare Grenze.

Einspeisenetz (§ 3 Nr. 18 EEG-E)

Mit dem Konzept des „Einspeisenetzes“ sollen Netzbetreiber auf Grundlage ihrer Prognosen Netzinfrastuktur vorausschauend dort bereitstellen können (z. B. Umspannwerke), wo künftig mit dem Zubau von EE-Anlagen zu rechnen ist. Ziel ist ein koordinierter Anschluss von Wind- und Solarparks, der gegenüber Einzelanschlüssen gesamtwirtschaftliche Vorteile bietet.

Das BBEn bewertet die gesetzliche Verankerung des Einspeisenetzes grundsätzlich als sinnvoll. Die koordinierte Anbindung von Anlagen kann Kosten senken, den Netzausbau beschleunigen und eine geordnetere Planung ermöglichen. Es sei angemerkt, dass dies bereits gängige Praxis ist – die gesetzliche Verankerung schafft hier vor allem Klarheit und Rechtssicherheit.

7. Zusatzforderungen zu Energy Sharing (§ 42c EnWG)

§ 42c EnWG ist nicht Gegenstand dieses Entwurfs. Weil Energy Sharing für die Bürgerenergie zentral ist und die geltende Ausgestaltung in der Praxis kaum tragfähig ist, nutzt das BBEn diese Stellungnahme, um den Handlungsbedarf zu benennen, und fordert, ihn im Rahmen der laufenden Reformvorhaben aufzugreifen.

Regelungsinhalt

§ 42c EnWG wurde mit der EnWG-Novelle vom Dezember 2025 eingeführt und schafft erstmals einen gesetzlichen Rahmen für Energy Sharing in Deutschland. Er ermöglicht Betreibern von EE-Anlagen, erzeugten Strom gemeinschaftlich mit Letztverbrauchern zu teilen, ohne die vollen Stromlieferantenpflichten zu tragen.

Bewertung des BBEn

Das BBEn begrüßt, dass Energy Sharing in Deutschland erstmals einen gesetzlichen Rahmen erhalten hat. Gleichzeitig weist die aktuelle Ausgestaltung erhebliche Lücken auf, die das Instrument für Bürgerenergiegesellschaften in der Praxis weitgehend unwirtschaftlich oder undurchführbar machen.

Forderungen des BBEn

Das BBEn fordert Nachbesserungen in fünf zentralen Punkten:

- Wirtschaftlichkeit sicherstellen:
Energy Sharing muss sich für teilnehmende Letztverbraucher rechnen. Das BBEn fordert reduzierte Strompreisnebenkosten als konkreten Hebel, um die wirtschaftliche Tragfähigkeit des Modells zu sichern.
- Mehrere Anlagen ermöglichen:
Die aktuelle Fassung von § 42c EnWG erfasst dem Wortlaut und der Begründung nach nur einzelne Anlagen. Bürgerenergiegesellschaften betreiben in der Regel mehrere – Gesetzeswortlaut und -begründung müssen angepasst werden, um die Realität des Sektors abzubilden.
- Musterverträge und Beratung bereitstellen:
Die praktische Umsetzung von Energy Sharing scheitert heute oft an fehlenden Standardprozessen. Der Gesetzgeber sollte zentral erarbeitete Musterverträge bereitstellen und eine Informations- und Beratungsstelle einrichten – wie es in Österreich bereits erfolgreich praktiziert wird.
- Stromlieferantenpflichten begrenzen:
Die bestehende Begrenzung der Stromlieferantenpflichten greift zu kurz. Sie muss ausdrücklich auch für Konstellationen mit mehreren gewerblichen Kunden und öffentlichen Verwaltungen gelten.
- Räumlichen Anwendungsbereich ausweiten:

Die gemeinsame Stromnutzung sollte nicht an Netzbetreibergrenzen enden. Möglich sein muss sie in den Bilanzierungsgebieten aller direkt angrenzenden Verteilnetzbetreiber innerhalb derselben Regelzone. Auch virtuelle Bilanzierungsgebiete sollten für Energy Sharing zugelassen werden, s. „[Energy Sharing kommt: Unser Vorschlag für leistungsfähige digitale Prozesse](#)“, ein vom BBE und weiteren elf Verbänden und Unternehmen getragenes Positionspapier.

Impressum

Kontakt

Deborah Ferreira | Referentin für Energiepolitik und -Wirtschaft
Deborah.Ferreira@buendnis-buergerenergie.de

Haftungshinweis

Dieses Dokument stellt eine unverbindliche Meinungsäußerung des Bündnis Bürgerenergie e.V. und seiner Kooperationspartner*innen dar. Es dient ausschließlich der Information und Diskussion zu aktuellen Themen im Bereich der Erneuerbaren Energien. Die Inhalte des Dokuments wurden von fachkundigen Expert*innen verfasst und sorgfältig recherchiert.

Das Bündnis Bürgerenergie übernimmt jedoch keine Gewähr für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Informationen, die in diesem Dokument enthalten sind. Insbesondere übernimmt das Bündnis Bürgerenergie keine Haftung für eventuelle Schäden oder Verluste, die durch die Verwendung oder Nichtverfügbarkeit der bereitgestellten Informationen entstehen. Die Verwendung der Positionspapiere geschieht daher auf eigene Verantwortung.

Das Bündnis Bürgerenergie behält sich ausdrücklich vor, die Positionspapiere jederzeit ohne vorherige Ankündigung zu ändern, zu ergänzen, zu löschen oder die Veröffentlichung zeitweise oder endgültig einzustellen. Das Bündnis Bürgerenergie übernimmt keine Haftung für direkte oder indirekte Schäden, die durch die Änderung, Ergänzung, Löschung oder zeitweilige bzw. endgültige Einstellung der Positionspapiere entstehen.



Bündnis Bürgerenergie e.V.
Marienstraße 19/20
10117 Berlin