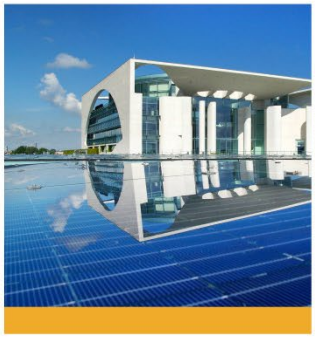
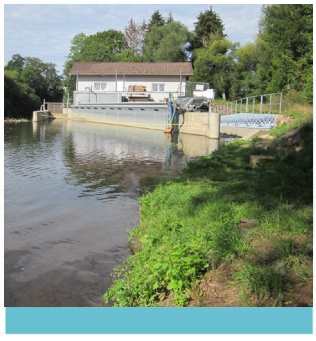
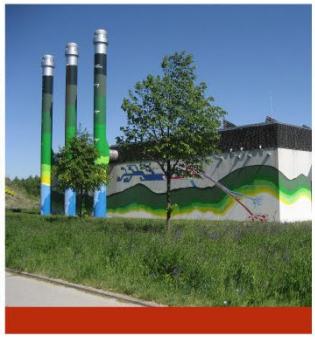
Bundesverband
Erneuerbare Energie e.V.

BEE-Positionspapier zum Verteilernetzpaket

Netze effizienter nutzen - Optimierung, Digitalisierung und Flexibilität als Grundlage moderner Verteilnetze

Berlin, 05. November 2026



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 2
Vorbemerkung 3
1 NO… - Netzoptimierung 5
Netze effizienter planen 5
Datengrundlage und Digitalisierung 7
Netze effizient nutzen 8
Verantwortung und Anreize 10
2 …X… - Flexibilisierung: Netzdienlichkeit fördern 12
3 …VA - Verstärkung und Ausbau: Infrastruktur leistungsfähiger machen 15
4 Standardisierung und Kooperation 15
Vereinheitlichung der TAB 16
Gemeinsame Beschaffung 16
Skalierung durch Kooperation 17
Ansprechpartner*innen 18

Vorbemerkung

Im “Programm für Aufschwung und Beschäftigung” heißt es: Mit dem Verteilnetzpaket soll ein Gesetz kommen, “um den Netzausbau zu beschleunigen, die Modernisierung und Digitalisierung voranzutreiben und die Finanzierungsmöglichkeiten zu verbessern.”.[1]

Die Koalition hat das zugrunde liegende Problem also zutreffend benannt: Der Erfolg und die Bezahlbarkeit der Energiewende hängen maßgeblich von einer Verbesserung des Rahmens für die Netze ab. Mehr Übertragungskapazität − besser mehr nutzbare Übertragungskapazität − verringert den Abregelungsbedarf und senkt die Kosten. Da die Verteilnetze hier zusehends zum Nadelöhr werden, ist auch der Handlungsdruck entsprechend hoch.[2] Zur Behebung des Problems hat der Ausschuss drei Säulen benannt, auf denen die Reform ruhen soll:

1. Finanzierungsbedingungen verbessern
2. Standardisierung und Digitalisierung im Verteilnetz
3. Planung und Genehmigung erleichtern

Die Entwürfe des BMWE zum Verteilnetzpaket werden sich also an diesen vorgegebenen Grundsätzen messen lassen müssen. Der BEE wird darlegen, inwieweit sich vor allem mit der Umsetzung der Punkte zwei und drei das Ziel erreichen lässt, unser Stromsystem effizienter zu nutzen und Kosten einzusparen.

Der heutige Handlungsdruck ist nicht allein auf den zu langsamen Netzausbau der vergangenen 15 Jahre zurückzuführen. Insbesondere die unzureichende Digitalisierung der Verteilnetze hat dazu beigetragen. Große Teile der Infrastruktur werden von den Netzbetreibern weiterhin statisch und gewissermaßen im analogen Blindflug betrieben.

Die Antworten darauf sollten sich eng an den Beschlüssen des Koalitionsausschusses orientieren. Der Fokus des Pakets darf daher nicht allein auf Erleichterungen bei Planung und Genehmigung liegen. Es muss auch die Netzbetreiber stärker in die Pflicht nehmen.

Darum ist es umso wichtiger, rational und effizient zu handeln. Das NOXVA-Prinzip, also Netzoptimierung vor Flexibilisierung vor Verstärkung vor Ausbau ist bereits im EnWG, sowohl für die ÜNB (s. § 11 Abs. 1 und § 12b EnWG) als auch für die VNB (s. § 14d EnWG) gesetzlich als Planungsgrundsatz implizit verankert, wenn auch nicht explizit benannt. Zudem ist es als Optimierungsmechanismus im Netzausbau allgemein anerkannt.

---

[1] Vgl. Programm für Aufschwung und Beschäftigung des Koalitionsausschusses von CDU/CSU und SPD vom 02. Juli 2026.

[2] Nach Auswertung der BNetzA gab es im zweiten Quartal 2026 erstmals mehr Abregelung im Verteilnetz als im Übertragungsnetz.

Die Bedarfe unseres Energiesystems entwickeln sich aber stetig weiter. Die fortschreitende Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors lässt die Last im Netz steigen und erfordert zusätzlich mehr Erzeugung. Der Netzbetrieb wird also immer anspruchsvoller:

- es gilt langfristige Engpässe zu vermeiden
- Prognosen werden durch mehr Netznutzer immer schwieriger
- die langfristige Veränderung des Klimas selbst erhöht die Intensität von Klimaeffekten/Wetterereignissen

Diese Entwicklungen machen deutlich, dass der Netzausbau allein nicht mehr das volkswirtschaftliche Optimum bilden kann. Ein höherer Kapazitätsbedarf im Netz verschiebt also den Schnittpunkt zwischen Kosten und Nutzen zusätzlichen Flexibilitätseinsatzes nach unten. Die Instrumente und Technologien sind bekannt und vorhanden. Nun bedarf es ihrer konsequenten Anwendung.[3]

Grundsätzlich sollte also der Planungsgrundsatz um den Zusatz des Flexibilitätseinsatzes ergänzt werden. So lassen sich mit kurativen Maßnahmen bestehende Netze besser auslasten und Kosten effektiv sparen, wie in Abbildung 1 dargestellt.

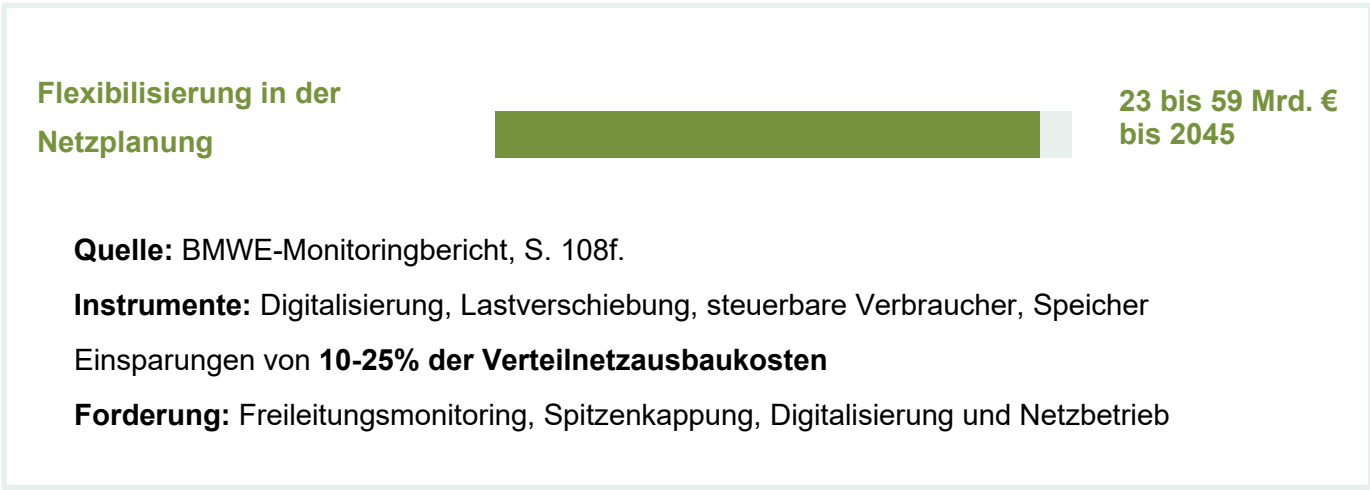


Abbildung 1: Kosteneinsparungspotential durch konsequente Anwendung eines um Flexibilisierung ergänztes NOVA-Prinzips

[3] Der VDE FNN stützt diese Einschätzung ebenfalls in einem Impuls, wobei der BEE sich explizit für eine Anwendung von Flexibilitätsoptionen als Grundsatz in der Netzplanung, über die Niederspannung hinaus, auf alle Spannungsebenen ausspricht. Vgl. VDE (2025).

1 NO… - Netzoptimierung

Netze effizienter planen

Der erste Schritt des NOXVA-Prinzips sieht vor, dass zuerst das bestehende Netz bestmöglich ausgenutzt werden muss, bevor eine Leitung neu gebaut wird. Allgemein gängig werden hier Maßnahmen wie z. B. der temperaturabhängige Betrieb bzw. Freileitungsmonitoring angeführt, deren Einführung vorab zu prüfen und ggf. umzusetzen ist. Solche Maßnahmen sind grundlegend richtig und unterstützenswert, doch es lassen sich bereits wesentlich früher Effizienzgewinne heben, folgt man einfach unternehmerischen Grundsätzen – eine gute Planung bildet die Grundlage für effektives Wirtschaften. So werden Ressourcen effizient genutzt, Risiken minimiert und Erfolge lassen sich messen.

Effiziente Auslegung

Ein falsch oder unterdimensioniert geplantes, bzw. ausgelegtes Netz kann seiner Aufgabe nicht effizient nachkommen. Dadurch führen notwendige Maßnahmen wie das Anschließen neuer Erzeugungsanlagen oder größerer Verbraucher plötzlich zu mangelnden Netzanschlusskapazitäten. Maßnahmen zur Laststeuerung bzw. zur Verhinderung von Überlastungen (Redispatch) werden notwendig und es entsteht zusätzlicher Übertragungskapazitäts- bzw. Ausbaubedarf. Ist das Netz/der Netzstrang dagegen bereits von Beginn an effizient ausgelegt, verschiebt sich der Punkt des konkreten Handlungsbedarfs in der Betriebsführung und der damit notwendig werdende Handlungsdruck nach hinten.

Auslegungsregeln und Netzverträglichkeitsprüfungen vereinheitlichen und transparent machen

Bisher hat jeder VNB sein eigenes Regelwerk für die Auslegung der Hochspannungs-(HS), Mittelspannungs- (MS) und Niederspannungsnetze (NS). Die Anwendungsregel VDE-AR-N-4121 der technischen Normungsorganisation VDE FNN bietet bereits harmonisierte Planungsgrundsätze für das HS-Netz. Die Netzbetreiber müssen sie jedoch nicht einhalten. Zudem fehlen bisher für die anderen Spannungsebenen jegliche Vereinheitlichungen und damit auch die Transparenz über die Annahmen der Auslegung (Rückspeisung in vorgelagerte Netzebenen, Gleichzeitigkeitsfaktoren, usw.). Durch den Mangel an Transparenz über die Auslegung sind die verfügbaren Netzkapazitäten und das Ergebnis einer Netzverträglichkeitsprüfung oft nicht nachvollziehbar.

Der VDE sollte daher ermächtigt werden, harmonisierte transparente Auslegungsregeln für die drei Spannungsebenen des Verteilnetzes und damit verknüpft die Regeln für die Netzverträglichkeitsprüfung verbindlich zu erstellen, die die VNB dann einhalten müssen, in Anlehnung an die allgemein anerkannten Regeln der Technik für Erzeuger (§49 EnWG). Die Anwendungsregeln des VDE sollten darüber hinaus nicht nur die technischen

Bewertungsgrundlagen vereinheitlichen, sondern auch festlegen, welche Informationen Netzbetreiber im Rahmen einer Prüfung bereitstellen müssen. Dazu gehören insbesondere die zugrunde gelegten Netzdaten und Modellannahmen, die untersuchten Anschlussvarianten, die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen sowie deren Kosten und voraussichtliche Umsetzungszeiträume. Die Netzdaten müssen dabei eine ausreichende Qualität und Detailtiefe aufweisen, um die Bewertung nachvollziehbar zu machen. Verbindliche Anforderungen an Datenqualität, Mindestinhalte und Bereitstellungsfristen sollen gewährleisten, dass Anschlussnehmende die Ergebnisse und die Auswahl des Netzverknüpfungspunktes (NVP) nachvollziehen und überprüfen können. Der BEE spricht sich daher dafür aus, die VDE-AR-N-4105, 4110 4120 und 4130 (bzw. die verbindliche Anwendung des VDE-Hinweises zur Ermittlung des Netzanschlusspunktes nach dessen Novellierung) explizit gesetzlich als Grundsatz zu verankern, um so den abschwächenden Konditionalcharakter der bisherigen Auslegung aufzuheben.[4]

Spitzenkappung als verbindliches Kosteneinsparungsinstrument nutzen

Einen weiteren Schritt effizienter Auslegung stellt eine konsequente verpflichtende Anwendung der Spitzenkappung in der Netzberechnung dar. Derzeit wenden nur 6 von 82 VNB die Spitzenkappung wirklich an – vorwiegend in ländlichen Räumen mit hoher EE-Leistung. Das Instrument ist zwar bereits fakultativ im EnWG angelegt, sollte aber durch eine einfache Anpassung von § 11 Abs. 2 EnWG gesetzlich verpflichtend anzuwenden sein. Dadurch muss das Netz nicht für absolute Höchstleistungen ausgelegt werden, die nur sehr selten auftreten, und der Netzausbaubedarf wird reduziert.

Bedeutung von Netzausbauplänen und Regionalszenarien stärken

Verbindliche Regionalszenarien und Netzausbaupläne würden eine einheitliche und nachvollziehbare Basis für die Annahmen zu Erzeugung, Verbrauch, Speichern und Flexibilität schaffen – vergleichbar mit dem Netzentwicklungsplan der ÜNB und dessen Szenariorahmen. Wichtig ist dabei aber, dass sie einem vergleichbaren Prüf-, Konsultations- und Genehmigungsverfahren unterliegen, d.h. von der Bundesnetzagentur (BNetzA) geprüft und freigegeben werden müssen. So würden Ausbauvorhaben, besonders in der HS- und MS-Ebene, verbindlicher und könnten über Netzbetreiber- und Gebietsgrenzen hinweg besser aufeinander abgestimmt werden. Zugleich ließe sich vor neuen Investitionen systematisch prüfen, ob Netzoptimierung, flexible Anschlüsse, Spitzenkappung oder eine bessere Steuerung bestehender Kapazitäten den Bedarf effizienter decken können. Netze würden dadurch gezielter verstärkt und vorhandene Infrastruktur besser genutzt, was unnötige Ausbaukosten begrenzen kann. Dabei sollten bestehende und künftig flexibilisierte Biogas- und Biomethan-BHKW mit ihren realistisch verfügbaren, zeitlich steuerbaren Leistungen und Betriebsprofilen berücksichtigt werden.

[4] S. Aktualisierung des VDE FNN Hinweises zur praxisgerechten Ermittlung von technisch und wirtschaftlich sinnvollen Netzanschlusspunkten.

Datengrundlage und Digitalisierung

Digitalisierung der Infrastruktur

Um Prozesse und Anwendungen zu digitalisieren oder gar zu automatisieren, braucht es mehr als den reinen Smart-Meter-Rollout. Sollte das BMWE sich in einer künftigen Novelle des MsBG jedoch nur darauf konzentrieren, verkennt es das wirkliche Potential der Digitalisierung. Eine breite und flächendeckende Anwendung digitaler Prozesse schafft Beschleunigung, spart Ressourcen und hilft Netzkosten und Netzausbaubedarf effektiv zu senken. Dafür braucht es aber zuerst eine umfassende Digitalisierung der gesamten Infrastruktur.

Das Netz besser beobachten

Das BMWE sollte verbindliche Ziele gesetzlich verankern und mit ambitionierten Meilensteinen voranbringen – insbesondere bei der echtzeitnahen Beobachtung von Netzzuständen und der laufenden Auslastungsprognose. Der Grund erschließt sich dabei logisch – wie soll ein Netz effizient genutzt werden, wenn man nicht weiß, was darin zu jeder Zeit passiert?

Die überarbeitete Datenerhebung der BNetzA macht den eklatanten Nachholbedarf deutlich. So zeigte das diesjährige Monitoring bspw., dass in weiten Teilen des Niederspannungsnetzes keine echtzeitnahen Zustandsdaten zentral erfasst werden und mehr als 80% der Netzbetreiber keine Software zur automatisierten Netzplanung nutzen. Ohne eine belastbare digitale Netzdatenbasis können wichtige Potenziale für kurativen Redispatch, Freileitungsmonitoring oder flexible Netzanschlussvereinbarungen nicht genutzt werden. Der BEE fordert deshalb, überprüfbare Umsetzungsschritte und wirksame regulatorische Anreize, die an bestehenden Vorgaben im MsBG und zur Digitalisierung des Netzanschlusses anknüpfen. Es braucht vollständige Echtzeitdaten des Netzzustands sowie Prognosedaten zur Netzauslastung in der Hoch- und Mittelspannung.

Digitalisierung des Netzbetriebs- und der Prozesse

Zentrale Plattform für Netzdaten und Netzplanung schaffen

Das BMWE sollte die bestehende gemeinsame Internetplattform der Verteilnetzbetreiber – VNB-Digital − zur zentralen Plattform für die standardisierten Netzdaten und Betriebsprozesse weiterentwickeln und § 14e EnWG entsprechend ausbauen. Bisher dient die Plattform hauptsächlich der Veröffentlichung der Regionalszenarien und Netzausbaupläne sowie seit 2025 für die Technischen Anschlussbedingungen und zur Ausweisung der nicht vorhandenen Nutzungsstatistik von § 14a EnWG. Der BEE spricht sich dafür aus, die eingeforderten Datenerhebungen zur Netzauslastung sowie alle Redispatchmaßnahmen zentral zu veröffentlichen. Die Datensicherheit kann durch ein mehrstufiges System für berechtigte Nutzer (z.B. Marktrollen im Redispatch 2.0-Prozess) sichergestellt werden. Visuell aufbereitete verfügbare und reservierte Netzanschlusskapazitäten und geplante Netzausbaumaßnahmen

inklusive des Inbetriebnahmedatums und der Kapazitätserhöhung schaffen zusätzliche Transparenz. Auf dieser Plattform sollten auch die Auslegungsregeln der Netzbetreiber für die unterschiedlichen Spannungsebenen sowie die für die Durchführung einer Netzverträglichkeitsprüfung hinterlegten methodischen Standards veröffentlicht werden. Nur so wird die Antwort des Netzbetreibers auf den Anschlussantrag für die Projektierer nachvollziehbar. Dadurch entsteht auch die Möglichkeit für Projektierer, die Ergebnisse der Netzverträglichkeitsprüfung anhand der Netzdaten zu prüfen, die der Netzbetreiber nach §8 Abs. 6 Satz 2 EEG auf Antrag zur Verfügung stellen muss. Mehr Transparenz führt wiederum zu gezielteren Netzanschlussanfragen und kann so durch eine bessere Nutzung bzw. einen besseren Netzbetrieb in erheblichem Maß Netzkosten einsparen. Zugleich schafft eine zentrale Plattform Druck, Prozesse zu standardisieren und zu vereinfachen. Weitere Überlegungen zur Standardisierung werden im Kapitel „Standardisierung und Konsolidierung“ besprochen.

Die Anwendung digitaler Netzzwillinge in der Netzplanung und dem Netzbetrieb sollte verpflichtend werden.

Netze effizient nutzen

Das BMWE sollte sicherstellen, dass Netzbetreiber bestehende Optimierungspotenziale gemäß dem NOXVA-Prinzip vorrangig nutzen. Die Praxis zeigt Handlungsbedarf, da erhebliche Potenziale zur besseren Netzauslastung bislang ungenutzt bleiben. Nur 19 von 62 Verteilnetzbetreibern mit Hochspannungsnetz setzen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb („Freileitungsmonitoring“) ein – obwohl sich damit die Leitungsauslastung um bis zu 50 Prozent steigern lässt. Studien beziffern das Potenzial zudem auf eine Reduktion der Redispatchmenge um 95 Prozent bei winddominierten Höchstspannungsleitungen und auf jährliche Einsparungen von vier Milliarden Euro beziehungsweise 5,5 Prozent der Systemkosten in einem vollständig dekarbonisierten Stromsystem. Der BEE fordert daher, Freileitungsmonitoring systematisch zu prüfen und überall dort einzusetzen, wo es technisch geeignet und wirtschaftlich ist.[5] Zusätzlich können dynamische Netzauslegung und kurativer Netzbetrieb helfen, bestehende Kapazitäten besser zu nutzen. Mit der Ausarbeitung der Auslegungskriterien sollte das VDE-FNN beauftragt werden.

Flexible Netzanschlussvereinbarungen

Die Nutzung flexibler Netzanschlussvereinbarungen (FCA) ist ein zentrales Element für eine effiziente Netznutzung und relevant für alle Erzeugungsanlagen. Hierzu gehört insbesondere die Verpflichtung des Anschlussnetzbetreibers, einen Vertrag über eine flexible Netzanschlussvereinbarung anzubieten, welcher den wirtschaftlichen Anlagenbetrieb technologiespezifisch ermöglicht. So wird verhindert, dass pauschale Sperrfenster den Anschluss flexibler, dargebotsunabhängiger Erzeugungsanlagen wie flexibilisierter

[5] Vgl. dena (2010) und Pant/Hamacher/Tonkoski Jr. (2026) sowie. Glaum/Hofmann (2023).

Biogasanlagen faktisch blockieren. Diese benötigen zeitweise höhere Einspeiseleistungen, als ihnen bisher dauerhaft am NVP zur Verfügung stehen. Dafür ist eine entsprechende Anpassung des § 8a EEG erforderlich. Allerdings muss das BMWE hier bei der Verpflichtung zum bedarfsgerechten Netzausbau zwischen dauerhafter leistungsbezogener Überbauung −bei der mangels höherer Leistungsspitzen keine Ausbaupflicht notwendig ist − und temporären FCA zur Ermittlung des gesetzlichen NVP nach § 8 EEG unterscheiden. Im letzteren Fall dient die FCA zur Beschleunigung des Netzanschlusses der Anlage und sollte daher mit einer Verpflichtung zu Netzausbau einhergehen. Übergreifend muss aber für alle Fälle gelten, dass die Annahme flexibler Netzanschlussvereinbarungen für Anschlussnehmende immer freiwillig bleiben muss.

Aus Sicht des BEE müssen die regulatorischen Rahmenbedingungen so ausgestaltet werden, dass flexible Netzanschlussvereinbarungen tatsächlich zu einer effizienteren Nutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur beitragen. Starre Einspeisemodelle, die beispielsweise pauschale Sperrzeiten von vor Sonnenaufgang bis nach Sonnenuntergang vorsehen und keinen Spielraum für eine Anpassung an die tatsächliche Netzsituation lassen, werden diesem Anspruch nicht gerecht. Sie verhindern eine bedarfsgerechte Einspeisung und schränken insbesondere flexible Erzeugungsanlagen wie Biogasanlagen unnötig ein. Gerade in Zeiten geringer Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie, etwa während sogenannter Dunkelflauten, können diese Anlagen einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. In diesen Zeiten verstärken sie per Definition keinen einspeisebedingten Netzengpass. Flexible Anschlussbedingungen müssen deshalb sicherstellen, dass vorhandene Erzeugungskapazitäten auch innerhalb ansonsten vorgesehener Sperrzeiten zur Stromversorgung beitragen können, sofern es die konkrete Netzsituation zulässt.

Der BEE spricht sich daher für dynamische Netzanschlussmodelle aus, die sich an der tatsächlichen Netzauslastung orientieren und eine Einspeisung immer dann ermöglichen, wenn die Netzkapazitäten dies zulassen. Ziel muss es sein, die vorhandene Netzinfrastruktur möglichst effizient zu nutzen, unnötige Einspeisebeschränkungen zu vermeiden und die Flexibilität erneuerbarer Erzeugungsanlagen, insbesondere flexibel betreibbarer Bioenergieanlagen, systemdienlich einzusetzen.

Regulatorisches Ziel sollte daher sein, Netzbetreiber vorrangig zur Bereitstellung dynamischer Netzanschlussmodelle zu verpflichten, die eine Einspeisung im Rahmen der jeweils verfügbaren Netzkapazitäten ermöglichen. Sofern kurzfristig technische oder operative Hindernisse einer flächendeckenden Umsetzung entgegenstehen, müssen Netzbetreiber zumindest verpflichtet werden, statische Modelle mit transparenten, klar definierten und sachgerechten Einspeisefenstern anzubieten, bis die dynamischen Modelle verfügbar sind. Voraussetzung für dynamische FCAs ist zudem die Verfügbarkeit der Netzzustände in Echtzeit, die erst durch die Digitalisierung der Netze geschaffen wird. Diese FCA sollten so ausgestaltet sein, dass sie die tatsächlichen Möglichkeiten zur Netznutzung berücksichtigen und die Flexibilität der angeschlossenen Erzeugungsanlagen möglichst wenig einschränken. Bereits gesicherte Anschlussrechte dürfen durch ergänzende freiwillige Flexibilitätsvereinbarungen nicht ohne Zustimmung des Anschlussnehmers eingeschränkt werden.

Bei der Flexibilisierung bestehender Biogas- und Biomethananlagen müssen Netzbetreiber verpflichtet werden, neben einer dauerhaft höheren Netzanschlussleistung auch dynamische Netzanschlussvereinbarungen zu prüfen und anzubieten, die eine zeitweise Erhöhung der zulässigen Einspeiseleistung entsprechend den tatsächlich verfügbaren Netzkapazitäten

ermöglichen. Die hierfür erforderliche Netzverträglichkeitsprüfung soll vereinfacht und fristgebunden erfolgen; Anforderungen an Netzschutz und Netzsicherheit bleiben unberührt.

Verantwortung und Anreize

Der Betrieb eines Netzes verpflichtet auch zur Einhaltung des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens. Doch oftmals bleiben Nichtbeachtung oder Verstöße ohne Konsequenz und führen so zu Zeitverlust, der in höheren Kosten resultiert.

Der BEE fordert wirksame wirtschaftliche Anreize für Digitalisierung, Standardisierung und Optimierung, wenn sie die Netzauslastung und Anschlusskapazität erhöhen und vermeidbaren Netzausbau ersetzen. Werden Anschlussbegehren abgelehnt oder erschwert, obwohl geeignete Maßnahmen zur besseren Nutzung des Bestandsnetzes nicht umgesetzt wurden, ist ein Malus-System zu prüfen. Bei Verstößen gegen wesentliche Pflichten gegenüber Anschlussnehmern braucht es pauschale Ausgleichsansprüche, die nicht über die Netzentgelte auf die Netznutzer abgewälzt werden können – insbesondere bei verspäteten Antworten auf Anschlussbegehren, verweigerten Netzdaten, verspäteter oder fehlerhafter Messwertübermittlung an Lieferanten oder TAB, die über gesetzliche Anforderungen hinausgehen.

Zudem braucht es ein verbindliches Monitoring der Umsetzung flexibler Netzanschlussvereinbarungen, das durch wirksame Sanktionen bei Nichterfüllung der regulatorischen Vorgaben flankiert wird. Es darf nicht genügen, dass Netzbetreiber ihrer Angebotspflicht lediglich formal nachkommen, ohne praxistaugliche und an der tatsächlichen Netzsituation orientierte Lösungen bereitzustellen. Vielmehr müssen geeignete Anreiz- und Sanktionsmechanismen sicherstellen, dass Netzbetreiber dynamische Anschlussmodelle aktiv anbieten und deren Umsetzung vorantreiben. Ziel muss es sein, eine effiziente Netznutzung nicht nur regulatorisch vorzuschreiben, sondern auch deren tatsächliche Umsetzung wirksam durchzusetzen.

Erfüllung gesetzlicher Pflichten sicherstellen

Das Energierecht verpflichtet Netzbetreiber zur Einhaltung zahlreicher Fristen und Verfahrensvorgaben. Werden diese Pflichten verletzt, bleiben die Verstöße bislang jedoch weitgehend folgenlos: Anschlussnehmer müssen einen konkreten Schaden nachweisen und ihre Ansprüche zivilrechtlich durchsetzen, während aufsichtsrechtliche Verfahren der BNetzA häufig zu spät greifen, um im Einzelfall wirksam zu helfen. Für Anlagenbetreiber gilt dagegen ein deutlich strengerer Maßstab: Bei Pflichtverletzungen kann sich ihr Zahlungsanspruch ohne Nachweis eines konkreten Schadens pauschal um bis zu 10 Euro pro Kilowatt und Kalendermonat verringern.

Diese unterschiedliche Behandlung ist nicht sachgerecht. In der Praxis kommt es beispielsweise vor, dass Netzbetreiber die Ergebnisse von Steuerbarkeitstests erst Monate später übermitteln oder Netzanschlussbegehren über längere Zeit nicht beantworten. Für Anlagenbetreiber und Anschlussnehmer können daraus erhebliche wirtschaftliche Nachteile entstehen. Der BEE fordert daher pauschale Ausgleichsansprüche für Verstöße gegen wesentliche Pflichten der Netzbetreiber. Diese Ausgleichszahlungen dürfen nicht über die

Netzentgelte auf die Netznutzer umgelegt werden, sondern müssen einen unmittelbaren Anreiz schaffen, gesetzliche Pflichten und Fristen zuverlässig einzuhalten.[6]

NOXVA auch im Regulierungsrahmen berücksichtigen

Auch wenn die BNetzA den Regulierungsrahmen für die Netzbetreiber in erheblichem Maße umgestaltet und modernisiert hat, besteht weiterhin Anpassungsbedarf, um strukturelle Fehlanreize aufzulösen. Zusätzliche Investitionen erhöhen die regulierte Kapitalbasis und damit die Verzinsungsmöglichkeiten der Netzbetreiber, während vermiedener Netzausbau durch Spitzenkappung keine vergleichbare unmittelbare Vergütung auslöst. Zwar können Effizienzvergleich und zeitweise beim Netzbetreiber verbleibende Kosteneinsparungen diesen Zielkonflikt teilweise abmildern. Sie bilden aber derzeit keine gleichwertige Kompensation, um das Ungleichgewicht in der Anreizwirkung auszugleichen. Auch die ab 2029 vorgesehene stärkere Berücksichtigung von Redispatchkosten im Effizienzvergleich setzt zusätzliche Anreize für Effizienz, beseitigt den grundsätzlichen Vorteil investitionsbedingter Verzinsung aber nicht automatisch. Ein weiterer Hebel liegt in der Messung der Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers. Sie ist in der Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung bereits angelegt und wird über Kennzahlen erfasst, hat aber noch keinen verbindlichen Einfluss. Die Qualitätsregulierung der BNetzA sollte die Anforderungen der Energiewende stärker abbilden und Netzbetreiber zu einem vorausschauenden, digitalen und effizienten Netzbetrieb anreizen. Der BEE plädiert daher dafür, das vorgesehene Bonus-Malus-System nicht erst mit Beginn der fünften Regulierungsperiode 2029, sondern schnellstmöglich festzulegen und umzusetzen. Dabei müssen sowohl Defizite bei der Erfüllung energiewendebezogener Qualitätsanforderungen sanktioniert als auch überdurchschnittliche Leistungen und nachweisbare Effizienzgewinne angemessen belohnt werden. Nur ein ausgewogenes System aus Negativ- und Positivanreizen schafft die Voraussetzungen dafür, dass Netzbetreiber ihre Energiewendekompetenz zügig ausbauen und so Investitionen in Digitalisierung, Flexibilität und moderne Netzführung tatsächlich umsetzen.

Clearingstelle Netze einführen

Mit der Clearingstelle EEG|KWKG existiert bereits eine stattlich beauftragte Anlaufstelle, die Anwendungsfälle und Streitigkeiten zwischen Anlagen- und Netzbetreibern verlässlich schlichtet und so hilft, juristische Kosten einzusparen. Lernend aus diesem Best-Practice-Beispiel, fordert der BEE die Einrichtung einer Clearingstelle Netze. Neben dem EEG werden immer mehr Gesetze, Verordnungen und Regelwerke für die EE-Branche relevant, die außerhalb des Aufgabenbereichs der Clearingstelle EEG|KWKG liegen. Für die Klärung damit einhergehender Fragestellungen stehen lediglich zivilgerichtliche Verfahren und damit Einzelfallentscheidungen zur Verfügung. Eine Clearingstelle Netze könnte aus Sicht des BEE Fragen zum Redispatch 2.0 beantworten und klären, bspw. fehlerhafte Abrechnungen und verspätete Entschädigungen. Ebenso würde in ihren Wirkungsbereich Netzanschlussverfahren

[6] Regelmäßig auftretende Pflichtverstöße sind unter anderem die Verletzung der achtwöchigen Frist zur Beantwortung von Netzanschlussbegehren aus § 8 Abs. 6 EEG oder die Verweigerung der Herausgabe von Netzdaten zur Überprüfung des gesetzlichen Netzverknüpfungspunktes nach § 8 Abs. 6 EEG.

fallen (lückenhafte Netzverträglichkeitsprüfung), Steuerbarkeitstests oder die Anwendung der VDE Anwendungsregeln AR-N 41xx, i.e. durch den Netzbetreiber falsch erhobene Anforderungen, die über die VDE-Regeln hinausgehen.

2 …X… - Flexibilisierung: Netzdienlichkeit fördern

Nach effizienterer Netzplanung und -nutzung ist es notwendig, Flexibilitäten wie Batteriespeicher (BESS), flexibel betriebene Biogas- und Biomethan-BHKW, flexibel betreibbare Holzenergieanlagen, Elektrolyseure, steuerbare Verbraucher und weitere Sektorkopplungstechnologien besser einzubinden bzw. bestehende Hindernisse abzubauen. Dabei ist bereits eine Reihe von Instrumenten angelegt worden, deren breite Nutzung aber häufig durch zu eng ausgelegte Kriterien oder gegenläufige Anreize blockiert oder behindert wird. An anderer Stelle erfolgt die Nutzung aus nicht nachvollziehbaren Gründen, wie bspw. bei der Ausschreibung von netzdienlichen Batteriespeichern nach §11a EnWG. Der BEE spricht sich dafür aus, die Nutzung zu intensivieren. Verbindliche gesetzliche Quoten im EnWG könnten helfen, mehr netzdienlich betriebene BESS ans Netz zu bringen.

Potential flexibler Verbraucher besser nutzen

Die Bereitstellung der vorhandenen Flexibilität von Verbrauchern muss attraktiver werden. Um das Verteilnetz effizienter zu nutzen, sollten wirtschaftliche Anreize verstärkt werden, die flexibles, an die Netzsituation angepasstes Nutzerverhalten attraktiv machen. Dies kann durch die Einführung variabler Netzentgelte für Verbraucher geschehen, denn diese machen die Nutzung des Verteilnetzes zu Zeiten geringer Netzbelastung wirtschaftlich attraktiv, während sie die Nutzung unattraktiv machen, wenn das Netz überlastet ist.

§ 13k EnWG „Nutzen statt Abregeln“ überarbeiten

Das Instrument „Nutzen statt Abregeln“ soll prognostizierte Abregelungen in Entlastungsregionen durch zusätzliche Lasten nutzbar machen. In den ersten 14 Monaten bis Dezember 2025 wäre die Nutzung von 5 TWh abgeregeltem Strom möglich gewesen. Der einzige Teilnehmer, eine Power-to-Heat-Anlage in Hamburg, nutzte davon nur 0,06 Prozent. Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber scheiterten zahlreiche Interessenten an restriktiven und bürokratischen Anforderungen sowie unattraktiven Preisen. Da die Übertragungsnetzbetreiber nur den Mindestpreis anpassen können, sind Gesetzgeber und BNetzA gefordert, das Instrument und die Zusätzlichkeitskriterien zu entbürokratisieren. Weil die Redispatchmengen im Verteilnetz im zweiten Quartal 2026 erstmals die im Übertragungsnetz übertrafen, sollte nach der Überarbeitung auch eine Ausweitung auf das Verteilnetz geprüft werden.

Redispatch 2.0 vereinfachen – Einspeisung statt Erzeugung steuern

Das BMWE muss klarstellen, dass Redispatch-Maßnahmen die Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt regeln und nicht die Stromerzeugung an der Anlage. Co-located Batteriespeicher könnten Wind- und PV-Strom bei Netzengpässen vor dem Netzverknüpfungspunkt zwischenspeichern und später engpassfrei einspeisen. Das senkt Redispatchkosten und Strompreise und verdrängt konventionelle Erzeugung. Europarechtlich darf selbst erzeugter, nicht eingespeister Strom nach Artikel 13 Absatz 6 Buchstabe c der Verordnung (EU) 2019/943 nur als Ultima Ratio abgeregelt werden. § 13a EnWG verweist seit Dezember 2025 ausdrücklich auf diesen Schutz. Dennoch lehnen Netzbetreiber entsprechende Speicherkonzepte ab und berufen sich auf den Wortlaut „Wirkleistungserzeugung“. Der BEE fordert daher eine gesetzliche Klarstellung in §§ 13, 13a und 14 EnWG, dass die „Wirkleistungseinspeisung“ am Netzverknüpfungspunkt geregelt wird. Zudem sollte die BNetzA die Einhaltung stärker prüfen und Verstöße sanktionieren. Bei Biogasanlagen sind im Redispatch die Gasspeicherkapazitäten, der Wärmelieferbedarf und die Möglichkeiten einer zeitlichen Verschiebung der Verstromung sachgerecht zu berücksichtigen.

Netzkapazitäten durch die Ausschreibung netzdienlicher Batteriespeicher freisetzen

An vielen Umspannwerken wird die Nennleistung der Transformatoren nur in wenigen Stunden vollständig genutzt. Zeitgleich begrenzen statische Anschlussgrenzen weitere Anschlüsse, da sie vermeintlich Netzausbaubedarf verursachen. Intelligent gesteuerte Batteriespeicher können lokale Einspeisespitzen aufnehmen und zeitversetzt wieder abgeben. Berechnungen von Fraunhofer-IEE und BSW ergeben bspw. bei der Untersuchung von 1.313 ländlichen, EE-geprägten Umspannwerken ein zusätzliches, theoretisches Anschlusspotential von rund 150 GW zusätzlicher PV sowie 60 GW beziehungsweise 240 GWh BESS.[7] Die Ergebnisse zeigen, inwieweit bestehende Netzkapazitäten durch eine bessere Kenntnis über dynamisches Verhalten genutzt werden können, ohne durch Netzausbau erweitert werden zu müssen. Durch die Nutzung solcher Flexibilitäten lassen sich Abregelungen effektiv verringern und Netzausbaumaßnahmen reduzieren oder zeitlich verschieben. Damit Speicher gezielt dort eingesetzt werden, wo sie Engpässe am Umspannwerk entlasten, fordert der BEE ein einfaches Ausschreibungssystem der BNetzA.

Europäische Entwicklungen zur Kundenanlage und Direktleitung

Seit dem EuGH-Urteil vom November 2024 ist die deutsche Regelung zur Kundenanlage unionsrechtswidrig. Der EuGH lässt als Abgrenzungskriterien nur Spannungsebene und Kundeneigenschaft zu, nicht aber Distanz oder Wettbewerbserheblichkeit. Für Bestandsanlagen gilt eine Übergangsfrist bis Ende 2028; neue Konzepte lassen sich derzeit nicht rechtssicher auf die Kundenanlage stützen. Im European Grids Package wird eine europarechtliche Absicherung verhandelt, die voraussichtlich Ende 2026 abgeschlossen sein soll. Der BEE fordert, die Kundenanlage danach unverzüglich anzupassen und neue Spielräume zu nutzen. Zudem hat der EuGH im September 2026 den Begriff der Direktleitung weit ausgelegt: Sie kann mehrere Kunden beliefern und einen Reserveanschluss an das

[7] Für weitere Zahlen und eine detaillierte Betrachtung verweist der BEE auf die Studie des BSW und Fraunhofer IEE (2026), Mehr PV durch intelligente Batteriespeicher an Umspannwerken.

Verteilnetz haben. Diesen Spielraum sollte das BMWE durch eine Klarstellung der Definition im EnWG nutzen.

Einspeiseinfrastruktur

Es braucht einen rechtssicheren Rahmen für Leitungsinfrastruktur vor dem Netzverknüpfungspunkt. Wegen des weiten Netzbegriffs im EnWG kann nahezu jede Leitung, über die Strom an Dritte geht, als Energieversorgungsnetz gelten. Das gilt selbst dann, wenn diese Bezieher Speicher- oder Ladepunktbetreiber sind. Anlagenbetreiber, die solche Anlagen an ihre Leitung anschließen, riskieren damit eine Einstufung als Netzbetreiber und würden so den umfangreichen regulatorischen Pflichten unterliegen. Dabei sparen gerade solche hybriden Konzepte Netzausbaukosten und fördern die Sektorenkopplung. Der BEE fordert daher, Einspeiseinfrastruktur vor dem Netzverknüpfungspunkt ausdrücklich vom regulierten Netzbetrieb auszunehmen und auch mögliche Neuregelungen des Netzanschlusspakets – insbesondere hier der Bezug zur Regelung der Einspeisenetze – entsprechend anzupassen.[8]

Nachbarbelieferung

Die Nachbarbelieferung erlaubt es, EE-Strom ohne Wechsel der Vermarktungsform und ohne Fristen an Dritte abzugeben was die Netze entlastet. Der Überschuss kann über die gewählte Vermarktungsform weitervermarktet werden. Dabei gelten drei Kriterien: 1. der Verbrauch muss in unmittelbarer, räumlicher Nähe erfolgen; 2. der Strom darf nicht durch ein Netz geleitet werden und 3. kein Bezug einer Einspeisevergütung. Der unbestimmte Rechtsbegriff der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ ist hier problematisch und verhindert eine effiziente Nutzung, etwa wenn Straßen oder Kanäle dazwischenliegen. Für das Netz und den Markt ist die Distanz unerheblich, solange kein Netz genutzt wird; Baukosten und Leitungsverluste begrenzen sie ohnehin. Der BEE fordert daher, das Kriterium der räumlichen Nähe ersatzlos zu streichen, sodass nur noch die Nichtdurchleitung durch das Netz maßgeblich ist. So erhöht sich der Anreiz zur Nutzung solcher netzsparenden Konzepte, mit denen sich Ausbaukosten reduzieren lassen. Dies erleichtert insbesondere eine lokale Nutzung steuerbar erzeugten Stroms aus Biogas- und Biomethananlagen für Gewerbe, Ladeinfrastruktur und weitere Sektorkopplung.

[8] Der BEE verweist hier auf seine Stellungnahme zum Netzanschlusspaket und auf das BWE-Positionspapier (01/2026): Einspeiseinfrastruktur: Investitionen ermöglichen, Kosten senken.

3 …VA - Verstärkung und Ausbau: Infrastruktur leistungsfähiger machen

Beschleunigung von Ertüchtigungsmaßnahmen und kleineren Leitungserweiterungen

Sind alle zuvor benannten Maßnahmen ausgeschöpft, kommen logischerweise Verstärkungs- und weitere Ausbaumaßnahmen zum Einsatz. Der BEE stimmt dem Branchenkonsens zu, dass die schnellere Umsetzung von Verstärkungsmaßnahmen und Netzausbau zusätzlich zu den bereits aufgeführten Maßnahmen notwendig ist.

Verstärkungen wie der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen ermöglichen mehr Übertragungskapazität. Wo dazu tragfähigere Masten erforderlich sind, gilt es Genehmigungen zu erleichtern.

Das BMWE sollte also ebenfalls die Ertüchtigung der Verteilnetze durch Anpassungen im EnWG, UVPG und NABEG beschleunigen. Kleine Leitungserweiterungen und Anpassungen an den Stand der Technik lösen wegen niedriger Schwellenwerte regelmäßig Planfeststellungsverfahren und UVP-Vorprüfungen aus, obwohl sie keine erheblichen Umweltauswirkungen haben. Der BEE empfiehlt daher die Berücksichtigung der konkreten Vorschläge des gemeinsamen Positionspapiers von BWE und VKU zur Beschleunigung der Ertüchtigung der Verteilnetze.[9]

4 Standardisierung und Kooperation

Der BEE fordert verbindliche, bundesweit harmonisierte Standards für Netzanschluss und Netzbetrieb. Die Vielzahl individueller Lösungen verlangsamt und verteuert Netzanschlüsse wie Netzausbau gleichermaßen. Es gilt also, Abweichungen auf nachgewiesene netztopologische Besonderheiten zu beschränken und im breiten Maße zu vereinfachen und zu vereinheitlichen. Besonders bei den mehr als 750 kleineren Netzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden liegen große Kooperations- und Skalierungspotenziale. Zudem stellt sich die Frage, ob so viele einzelne Beschaffungsstrategien und Prozesse wirklich kosteneffizient sind.

Standardisierungsgrad in allen Bereichen erhöhen

Einheitliche Prozesse und Datenformate wären je nach Bedarf gesetzlich oder durch BNetzA-Festlegungen zu regeln, etwa bei einheitlichen Daten und Schnittstellen für Netzbetrieb und

[9] Vgl. BWE/VKU (02/2026): Beschleunigter Verteilnetzausbau durch Regulierungsänderungen.

Redispatch 2.0. Die Standardisierung von Netzbetriebsmitteln, wie bspw. einem Deutschland-Umspannwerk, kann ebenfalls helfen, Kosten zu reduzieren. Wiederverwendbare Planung und gebündelte Bestellungen können Projektierungsaufwand und Lieferzeiten senken. Ein technischer Baukasten braucht dabei keine pauschale Genehmigungsfreiheit: standortbezogene Anforderungen könnten weiterhin berücksichtigt werden.

Vereinheitlichung der TAB

Bundeseinheitliche technische Anschlussbedingungen (TAB) erleichtern den Einsatz kompatibler Mess-, Steuerungs- und Kommunikationstechnik. So können Netzbetreiber vorhandene Kapazitäten besser nutzen, Anschlussprozesse vereinfachen und unnötige Sonderlösungen sowie zusätzliche Ausbaukosten vermeiden. Es wurde bereits viel vereinheitlicht, doch es gibt noch weiteres Standardisierungs- bzw. Kosteneinsparpotential. Der BEE fordert deshalb einheitliche TAB nach Spannungsebene und Anlagenklasse – insbesondere für Zählerplätze, Fernwirktechnik und die Kommunikation mit Netzleitstellen. § 19 Abs. 1a und 1b EnWG muss konsequent vollzogen werden: Zusätzliche Anforderungen dürfen nur bei nachgewiesenen technischen Besonderheiten oder aufgrund gesetzlicher Vorgaben gelten und die Grauräume sind durch bundesweite Muster zu konkretisieren. Alle Ergänzungen müssen begründet sein und sollten, auch in der Hoch- und Höchstspannung, in einer zentralen, durchsuchbaren Übersicht mit Versionsstand veröffentlicht werden. Eine Harmonisierung könnte dabei durch den VDE FNN koordiniert werden.

Das BMWE sollte dafür verbindliche Ziele und Fristen setzen oder entsprechende Bemühungen mit einem zeitlich begrenzten Förderrahmen anreizen. Das Einsparpotential durch Standardisierung ist enorm.

Gemeinsame Beschaffung

Das Prinzip ist einfach und spiegelt einen Grundsatz ökonomischen Handelns wider – qua Definition folglich nutzenmaximierend. Eine gemeinsame Beschaffung komplexer Assets bündelt Kräfte und schont knappe Ressourcen.

Eine gemeinsame Beschaffungsstrategie ermöglicht es also, Bedarfe zu bündeln, Skaleneffekte zu nutzen und Beschaffungsprozesse zu standardisieren. Dadurch lassen sich Kosten senken, personelle Ressourcen schonen, Lieferketten stabilisieren und insbesondere technische Standards vereinheitlichen. Besonders für kleinere und mittlere VNB entstehen so Vorteile bzw. Kosteneinsparungen. Zugleich verbessert die Bündelung die Planbarkeit von Investitionen, die Verhandlungsposition gegenüber Lieferanten und die Übertragbarkeit erfolgreicher Lösungen auf weitere Projekte.

Konsequent weitergedacht, geht dieser Ansatz weit über eine standardisierte Marktkommunikation mittels gemeinsam beschaffter und integrierter Software hinaus.

Skalierung durch Kooperation

Gerade kleinere Verteilnetzbetreiber können durch eine stärkere Zusammenarbeit bei Prozessen, Betriebsmitteln und IT-Lösungen erhebliche Effizienzpotenziale heben. Der BEE spricht sich daher dafür aus, Kooperationen im Netzbetrieb gezielt zu fördern und bspw. gemeinsame Betriebsführung, Netzplanung, Abwicklung von Redispatch-Prozessen und Beschaffung von IT-Systemen zu ermöglichen. Eine solche Zusammenarbeit kann über gemeinsame Betriebsgesellschaften erfolgen, ohne dass sich die Eigentumsverhältnisse der beteiligten Netzbetreiber ändern müssen. Eine solche Betriebsgesellschaft könnte so einige oder auch alle betriebsrelevanten Aufgaben übernehmen, die sonst für kleinere Netzbetreiber aufgrund zu hoher Anschaffungs- oder Umsetzungskosten eine negative Rendite zur Folge hätten. Durch die Bündelung von Aufgaben und gemeinsame Nutzung technischer Lösungen erreicht man zusätzlich eine Standardisierung von Prozessen. So lassen sich Kosten weiter senken, Ressourcen effizienter einsetzen und die Digitalisierung des Netzbetriebs beschleunigen.

Um diese Potenziale zu heben, sollte der Bund gezielte Anreize für die Kooperation und Konsolidierung des Netzbetriebs setzen. Denkbar wäre beispielsweise ein befristetes Förderprogramm für die Einführung gemeinsamer Softwarelösungen und standardisierter IT-Infrastrukturen, beschränkt auf einen Zeitraum von zwei Jahren. So könnten insbesondere kleinere Netzbetreiber bei der Umstellung unterstützt werden. Zudem sendet man ein positives Anreizsignal, anstatt zu drohen, was die Kooperationsbereitschaft erhöhen sollte. Internationale Beispiele, etwa aus Belgien, können dabei Hinweise auf geeignete Modelle und mögliche Effizienzgewinne liefern. Ziel sollte es sein, durch geeignete Anreize die freiwillige Bündelung von Betriebsaufgaben zu erleichtern, Doppelstrukturen abzubauen und Skaleneffekte zu nutzen, ohne die regionale Verankerung und die Verantwortung der Netzbetreiber für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb infrage zu stellen.

Ansprechpartner*innen

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

Dr. Matthias Stark
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energie-systeme
0151 17123012
matthias.stark@bee-ev.de

Paul Jannaschk
Referent für Energienetze und Erneuerbare Energiesysteme
0151 17123023
paul.jannaschk@bee-ev.de

Weitere Autor*innen

Florian Strippel, Fachverband Biogas e.V.
florian.strippel@biogas.org

Martin Rothert, Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
rothert@bsw-solar.de

Marine Joos, Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
joos@bsw-solar.de

Tristan Stengel, Bundesverband WindEnergie e.V.
T.Stengel@wind-energie.de

Als Dachverband vereint der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) Fachverbände und Landesorganisationen, Unternehmen und Vereine aller Sparten und Anwendungsbereiche der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei seiner inhaltlichen Arbeit deckt der BEE Themen rund um die Energieerzeugung, die Übertragung über Netz-Infrastrukturen, sowie den Energieverbrauch ab. Der BEE ist als zentrale Plattform aller Akteur:innen der gesamten modernen Energiewirtschaft die wesentliche Anlaufstelle für Politik, Medien und Gesellschaft.

Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität.

Impressum
Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 2758170 0
info@bee-ev.de
www.bee-ev.de
V.i.S.d.P. Dr. Christine Falken-Großer

Haftungshinweis
Dieses Dokument wurde auf Basis abstrakter gesetzlicher Vorgaben, mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Da Fehler jedoch nie auszuschließen sind und die Inhalte Änderungen unterliegen können, weisen wir auf Folgendes hin:
Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) übernimmt keine Gewähr für Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der in diesem Dokument bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen oder durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, ist eine Haftung des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE) ausgeschlossen. Dieses Dokument kann unter keinem Gesichtspunkt die eigene individuelle Bewertung im Einzelfall ersetzen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen.
Den Eintrag des BEE finden Sie hier.

Datum
05. November 2026