



Stellungnahme

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)

Öffentliche Anhörung zu Vorlagen zum Netzanschlusspaket auf BT-Drucksachen 21/7866, 21/8121, 21/7906, 21/3911, 21/8299

Dem Ausschuss ist das vorliegende Dokument in nicht barrierefreier Form zugeleitet worden.

Siehe Anlage

BEE-Positionspapier

zum Netzanschlusspaket

Berlin, 30. September 2026



Inhaltsverzeichnis

Das Wichtigste in Kürze	3
1 Netzanschlusspaket gefährdet Erneuerbare Energien als Investitionsmotor und Beschäftigungsgarant	4
2 Empfehlungen des BEE im Detail	7
2.1 Zielgenaue Steuerung statt pauschaler Mehrfachbelastungen: Redispatch- Vorbehalt streichen	7
2.2 Bestehende Netze besser nutzen: Recht auf Überbauung stärken durch FCAs	12
2.3 Einspeisung flexibilisieren – Am NVP statt an der Anlage abregeln.....	14
2.4 Verbindlichkeit, Fristen und Druck auf Netzbetreiber beim Netzanschluss	16
2.5 Digitalisierung der Netzinfrastruktur voranbringen	17
2.6 Nutzen statt Abregeln stärken	19

Das Wichtigste in Kürze

- **Zielgenaue Steuerung statt pauschaler Mehrfachbelastungen:** Der geplante Redispatch-Vorbehalt (§ 14 Abs. 1d EnWG) bedroht die Finanzierbarkeit von Projekten, indem er Erlösausfälle von bis zu 20 Prozent unentschädigt provoziert. Er stellt eine Umkehrung des Verursacherprinzips dar, verstößt gegen EU-Recht und greift unzulässig in die kommunale Flächenplanung ein. Der Redispatch-Vorbehalt sollte daher ersatzlos gestrichen werden.
- **Bestehende Netze besser nutzen und Überbauung stärken:** Das Recht zur Überbauung von Netzverknüpfungspunkten (NVP), also die Nutzung desselben NVP von mehreren Technologien, über flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCAs) muss gesetzlich abgesichert werden. Es braucht eine grundsätzliche Vermutung der Unerheblichkeit von Mehrkosten sowie einen Bestandsschutz der gebuchten Anschlusskapazität bei Rückbau oder Repowering von Bestandsanlagen.
- **Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt statt an der Anlage abregeln:** Um die Verschwendung erneuerbaren Stroms und hohe Redispatch-Kosten zu vermeiden, müssen Netzbetreiber im Engpassfall Sollwerte für den NVP vorgeben. Die Steuerung hinter dem NVP – etwa durch Zwischenspeicherung in Batterien oder Power-to-Heat – muss den Betreibern ermöglicht werden. Dadurch würden Investitionsanreize gesetzt und ein erhebliches zusätzliches Erzeugungspotenzial mit bestehenden Infrastrukturen genutzt werden.
- **Verbindlichkeit, Fristen und Druck beim Netzanschluss durchsetzen:** Gegenüber säumigen Netzbetreibern fehlen bisher wirksame Anreize und Sanktionen. Der BEE fordert verbindliche Bearbeitungsfristen mit gesetzlichen Pönalen bei Verzögerungen, automatische Abschläge bei den Erlösobergrenzen in der Qualitätsregulierung sowie einen gesetzlichen Ausbauauftrag mit 24 Monaten Frist bei Kapazitätsengpässen.
- **Digitalisierung der Verteilnetze konsequent voranbringen:** Die überwiegend analoge Steuerung der Verteilnetzbetreiber bremst Flexibilitäten und Investitionen und verunmöglicht eine marktliche Steuerung. Notwendig sind der flächendeckende Einsatz von Smart-Metern und digitalen Ortsnetztransformatoren, die Verpflichtung zu tagesaktuellen Netzauslastungsdaten sowie die Harmonisierung von Netzausbauplänen und digitalen Netzzwillingen über alle Spannungsebenen.
- **Das Instrument „Nutzen statt Abregeln“ (§ 13k EnWG) praxistauglich gestalten:** Die Zusätzlichkeitskriterien müssen pragmatischer ausgestaltet werden, um mehr Teilnahme zu ermöglichen. Zugleich muss die Wirtschaftlichkeit verbessert werden, indem eine Öffnung gegenüber anderen Vermarktungsoptionen außerhalb des § 13k EnWG eingeräumt wird.

Das vorliegende Papier konzentriert sich gezielt auf die Kernpunkte unserer Forderungen zum Netzanschlusspaket (NAP) sowie deren Wechselwirkungen mit der EEG-Novelle 2027. Detailliertere Bewertungen und weitere Änderungsvorschläge des BEE sind in der ausführlichen BEE-Stellungnahme zum Netzanschlusspaket 2027 dargestellt.

1 Netzanschlusspaket gefährdet Erneuerbare Energien als Investitionsmotor und Beschäftigungsgarant

Das deutsche Energiesystem befindet sich in einem historisch präzedenzlosen Transformationsprozess hin zu einer **auf erneuerbaren Energien basierenden, dezentralen und hochflexiblen Versorgungsinfrastruktur**. Die geopolitischen Verwerfungen, die fossilen Preisrisiken auf den internationalen Märkten sowie die veränderten weltwirtschaftlichen Rahmenbedingungen der vergangenen Jahre zeigen unmissverständlich, dass die Beschleunigung des Ausbaus heimischer Erzeugungskapazitäten nicht nur eine umwelt- und klimapolitische Notwendigkeit ist, sondern eine **Kernbedingung für die nationale Resilienz, die industrielle Wettbewerbsfähigkeit und die Souveränität des Wirtschaftsstandorts Deutschland**.

Die Branche der Erneuerbaren Energien ist dabei längst aus ihrer Nische herausgewachsen und hat sich zu einem **zentralen Stabilisierungsanker** sowie zu einem **volkswirtschaftlichen Beschäftigungsmotor** der Bundesrepublik entwickelt. Mit rund **436.000 hochqualifizierten Beschäftigten** gewährleistet sie verlässliche, sozialversicherungspflichtige Arbeitsplätze in Industrie, Mittelstand und Handwerk. Sie sichert eine nachhaltige regionale Wertschöpfung in Milliardenhöhe, die gerade in strukturschwachen ländlichen Räumen als entscheidender Wirtschaftsimpuls wirkt. Allein für die Jahre 2027 und 2028 stehen in den unterschiedlichen Sparten **transformative Investitionsentscheidungen in zweistelliger Milliardenhöhe** an.

Das zusätzliche Potenzial ist erheblich. Eine aktuelle Szenarioanalyse der GWS im Auftrag der Bertelsmann Stiftung kommt zu dem Ergebnis, dass die Beschäftigung bei einem Ausbau entlang der energiepolitischen Zielpfade bis 2035 auf rund **706.100 Personen** steigen könnte. Bei einem gebremstem Ausbau würden davon **186.600 Arbeitsplätze** verloren gehen.¹

Im prägnanten Gegensatz zu klassisch-fossilen Industriezweigen oder strukturell unter starkem Anpassungsdruck stehenden Transformationsbranchen – deren Restrukturierung von geopolitischem Wettbewerbskampf und historischen Anpassungslasten geprägt ist – präsentieren sich die Erneuerbaren Energien als **ausgeprägtes Gewinner- und Zukunftsfeld**. Es handelt sich um eine Innovationsbranche mit einem dynamischen heimischen Markt, der bei geeigneten politisch-regulatorischen Rahmenbedingungen als **globaler Technologieführer** fungieren kann.

In dieser doppelten Weichenstellung müssen das **Gesetz zur Neuregelung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2027)** und das **Netzanschlusspaket (NAP)** sowie das ausstehende Verteilnetz- und Digitalisierungspaket als **gut aufeinander abgestimmtes Reformpaket** wirken. Während das EEG 2027 verlässliche Investitionsbedingungen schaffen, bestehende Ausbauziele und Flächenzuweisungen sichern, sowie marktnahe Anreize setzen muss, obliegt dem Netzanschlusspaket die drängende Aufgabe, für eine **echte synchrone Abstimmung von Netz- und Erneuerbarenausbau** und Flexibilität im Netz zu sorgen. Ein dynamischer Zubau an Erzeugungsanlagen verpufft wirkungslos, wenn die netzseitige Transport- und Aufnahmekapazität fehlerhaft eingeschätzt oder blockiert wird.

¹ <https://www.bertelsmann-stiftung.de/de/themen/aktuelle-meldungen/2026/neue-gesetze-weniger-investitionen-jobpotenzial-der-energiewende-bleibt-ungenutzt>.

Die vorliegenden Regierungsentwürfe **verfehlen nicht nur diesen Anspruch einer vorausschauenden Synchronisation** sondern auch den Anspruch die Systemkosten zu senken in eklatanter Weise. Anstatt den physikalischen Netzausbau, die netztechnische Ertüchtigung sowie die Digitalisierung der Netzinfrastruktur mit Nachdruck voranzutreiben und moderne, flexible Steuerungsinstrumente zu verankern, **greift der Entwurf des Netzpakets einseitig und invasiv in die Erlössituation der Erzeuger ein**. Durch das ungesteuerte, punktuelle Nebeneinander isolierter Einzelmaßnahmen droht Unsicherheit im Markt und eine **erhebliche, kumulative Mehrfachbelastung** für Erneuerbare-Energien-Projekte.

Diese Entwicklung wird durch parallele Regulierungsvorhaben der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Rahmen des **AgNes-Prozesses** zur Neugestaltung der Netzentgelt- und Anbindungsstrukturen zusätzlich verschärft. Die Diskussionen über die Einführung von **Baukostenzuschüssen (BKZ)** für Erzeuger sowie das In-Aussicht-Stellen laufender **Einspeisenentgelte** führen in Kombination mit gesetzlichen Erzeugungskapungen zu einer **scherenartigen Verschlechterung der Investitionsbedingungen**. Ein und dasselbe Anlagenprojekt würde zeitgleich unter anderem durch ein abgesenktes Ertragsniveau (Wirkleistungsbegrenzung), den Verzicht auf Entschädigung im Netzengpassfall (Redispatch-Vorbehalt) sowie einmalige und laufende netzseitige Sonderabgaben (BKZ und Einspeiseentgelte) belastet. Die Abbildung 1 zeigt exemplarisch die kumulative wirkenden regularischen Belastungen.

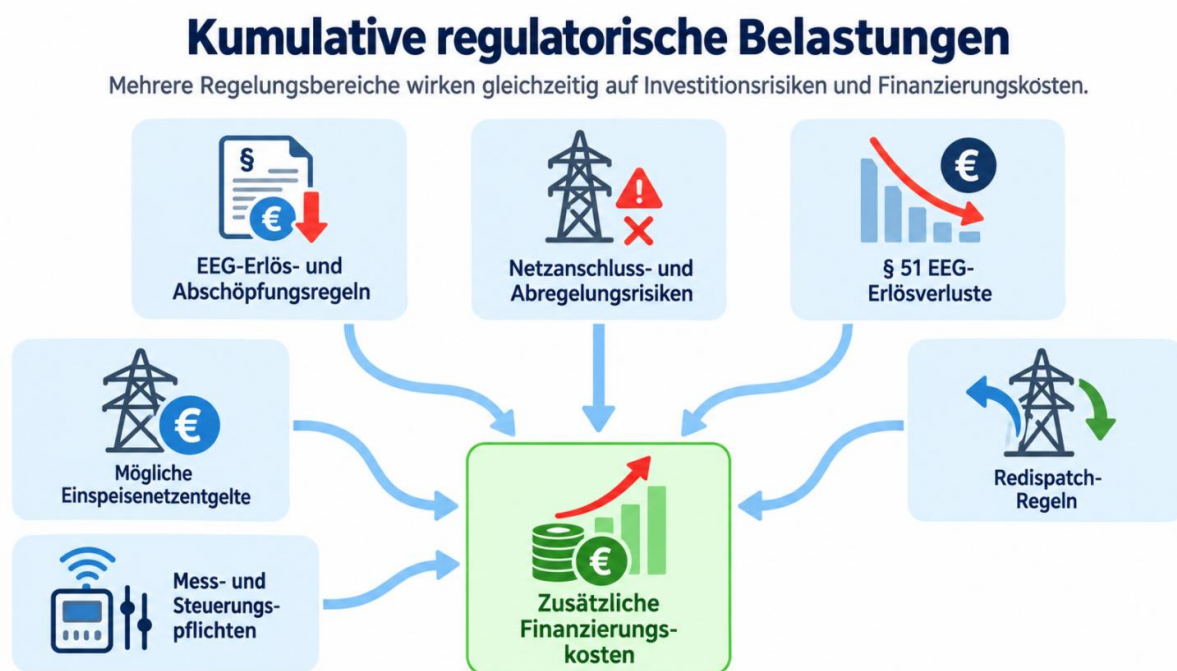


Abbildung 1: Übersicht über kumulative regulatorische Belastungen bei EE-Projekten (KI generiert)

Ebenso erfordern die Schnittstellen zum Verteilnetzpaket, den Digitalisierungsvorhaben sowie den Gesetzesinitiativen im Wärmemarkt eine kohärente Gesamtschau. Für die **Biomasse** ist der Erhalt flexibler Erzeugungskapazitäten als **steuerbares, wetterunabhängiges Backup** für das Gesamtsystem unverzichtbar. Kurzsichtige Deckelungsentscheidungen im EEG in Kombination mit bürokratischen Anschlusshemmnissen im Netzpaket **gefährden diesen Anlagenbestand unwiederbringlich**.

Projektspezifische Hemmnisse bei der Genehmigung, Flächensicherung und beim Netzzugang müssen abgebaut werden. Bei der Finanzierung von Neuprojekten verlangen kreditgebende Banken einen strikten Nachweis des Schuldendienstdeckungsgrads (**Debt**

Service Coverage Ratio). Kann die Einnahmenseite einer Anlage aufgrund von unentschädigten Abregelungsvorbehalten und Abgabenrisiken nicht mehr verlässlich kalkuliert werden, reagieren Finanzierungsinstitute mit **massiven Risikoaufschlägen oder verweigern die Kreditvergabe vollständig**. Ohne verlässliche Rahmenbedingungen droht der Ausbau der Erneuerbaren Energien ins Stocken zu geraten, was Deutschland sehenden Auges in eine **strukturelle Stromlücke** manövriert und die volkswirtschaftlichen Risiken durch den Import fossiler Brennstoffträger nachhaltig verschärft.

2 Empfehlungen des BEE im Detail

2.1 Zielgenaue Steuerung statt pauschaler Mehrfachbelastungen: Redispatch-Vorbehalt streichen

Der im Regierungsentwurf verankerte **Redispatch-Vorbehalt stellt einen fundamentalen Fehlsatz dar**, der die Investitions- und Finanzierungsbedingungen der Erneuerbaren Energien an ihren Grundlagen erschüttert. Durch die geplante Regelung im **§ 14 Abs. 1d EnWG** sollen Netzbetreiber sogenannte **kapazitätslimitierte Netzgebiete** ausweisen können, in denen der unbedingte Netzanschlussertrag entfällt und stattdessen an einen **pauschalen Verzicht auf finanzielle Entschädigung im Redispatchfall von bis zu 20 Prozent des Jahresertrags** geknüpft wird. Dieser Mechanismus löst kein einziges netztechnisches Problem, sondern **wälzt die volkswirtschaftlichen Kosten und das Betriebsrisiko verzögerter Ausbaumaßnahmen einseitig auf die Erzeuger ab**.

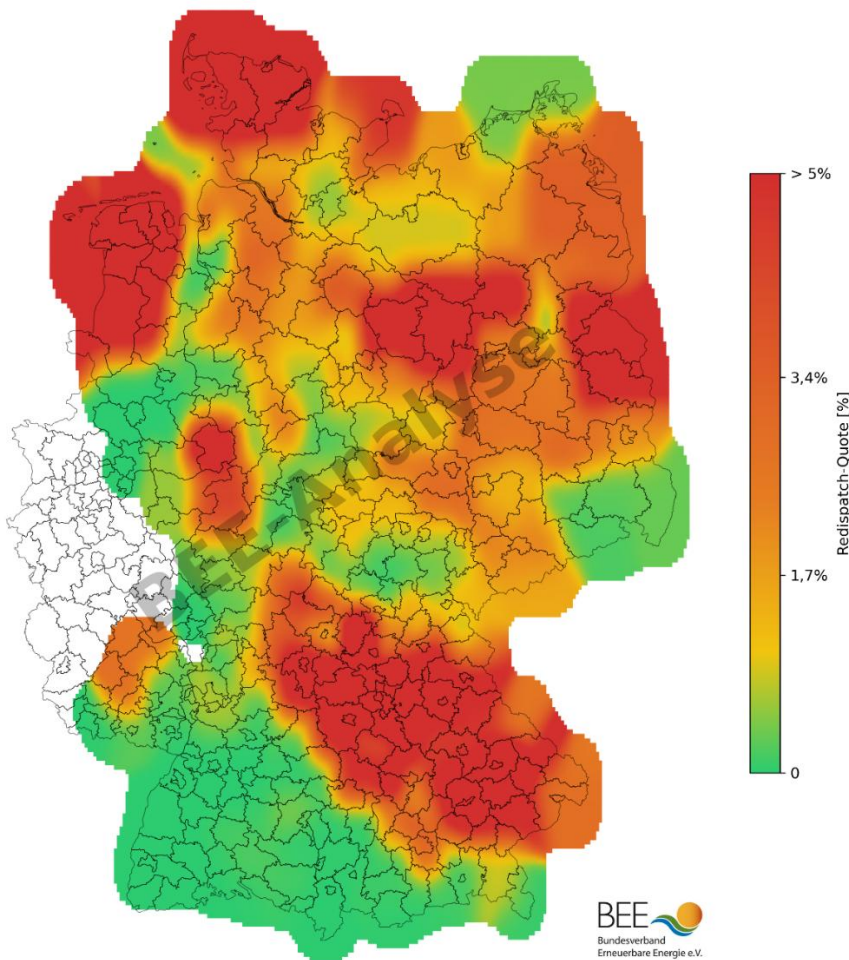
Dass der Regierungsentwurf den Entschädigungsverzicht für Windenergieanlagen an Land in ausgewiesenen Windenergiegebieten nach § 2 Nr. 1 WindBG auf 18 Prozent abgesenkt hat, ändert nichts an den strukturellen Risiken des Instruments. Gegenüber dem Referentenentwurf ist zudem eine Verlängerungsmöglichkeit hinzugekommen. Liegen die Voraussetzungen für die Ausweisung eines kapazitätslimitierten Netzgebiets nach deren Ende weiterhin vor, kann sich der vertragliche Entschädigungsverzicht einmalig um bis zu 18 Monate verlängern. Die Verlängerung gilt allerdings nicht, wenn der Netzbetreiber den nicht vollzogenen Netzausbau zu verschulden hat. Auch mit dieser Einschränkung kann sich der Zeitraum regulatorischer Unsicherheit für Projektierer und Finanzierer verlängern.

Empirische Evidenz der BEE-Redispatch-Analyse und Gefahren der Einjahresbetrachtung

Die BEE-Analyse auf Basis historischer Einspeisungs- und Abregelungsdaten der Jahre 2023 bis 2025 sowie einer Prognose für 2026 verdeutlicht, **welche räumliche Reichweite der geplante Redispatch-Vorbehalt bei Anwendung der vorgesehenen Schwellenwerte entfalten könnte**. Der geplante Redispatch-Vorbehalt mit seiner gesetzlichen **5%-Schwelle** führt zu einer **flächendeckenden Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete** (siehe Abbildung 2 und Abbildung 3). Von dieser Ausweisung wären **rund 40 Prozent des künftigen Zubaus von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unmittelbar betroffen**.

Anstatt eine effiziente Synchronisierung von Anlagenzubau und Netzausbau zu erreichen, **verfehlt das Instrument seine klimapolitischen und ökonomischen Ziele vollständig**. Unberechenbare **Erlösausfälle von bis zu 20 Prozent des Jahresertrags** entziehen Investoren und Banken jegliche Kalkulationsgrundlage. Mangels zeitlicher und lokaler Planbarkeit entfällt jede Steuerungswirkung, während große Teile Deutschlands durch die drohende Unwirtschaftlichkeit **für bis zu sechs Jahre faktisch von neuen Einspeise- und Netzkapazitäten abgeschnitten werden**.

Effekt nach drei Jahren Redispatch-Vorbehalt (2023-2025)



Quelle: BEE-Analyse auf Basis von Daten der Netzbetreiber sowie der BNetzA

Hinweis: Diese Abbildung ist das Ergebnis einer Modellierung, um Lücken in der heterogenen Datenlage der Netzbetreiber durch Berechnungen zu schließen. Die Trends dienen der Visualisierung und sind nicht für Finanzierungs- oder Investitionsentscheidungen geeignet. Haftung ausgeschlossen.

Abbildung 2: Effekt nach drei Jahren Redispatch-Vorbehalt (2023-2025). Quelle: BEE.

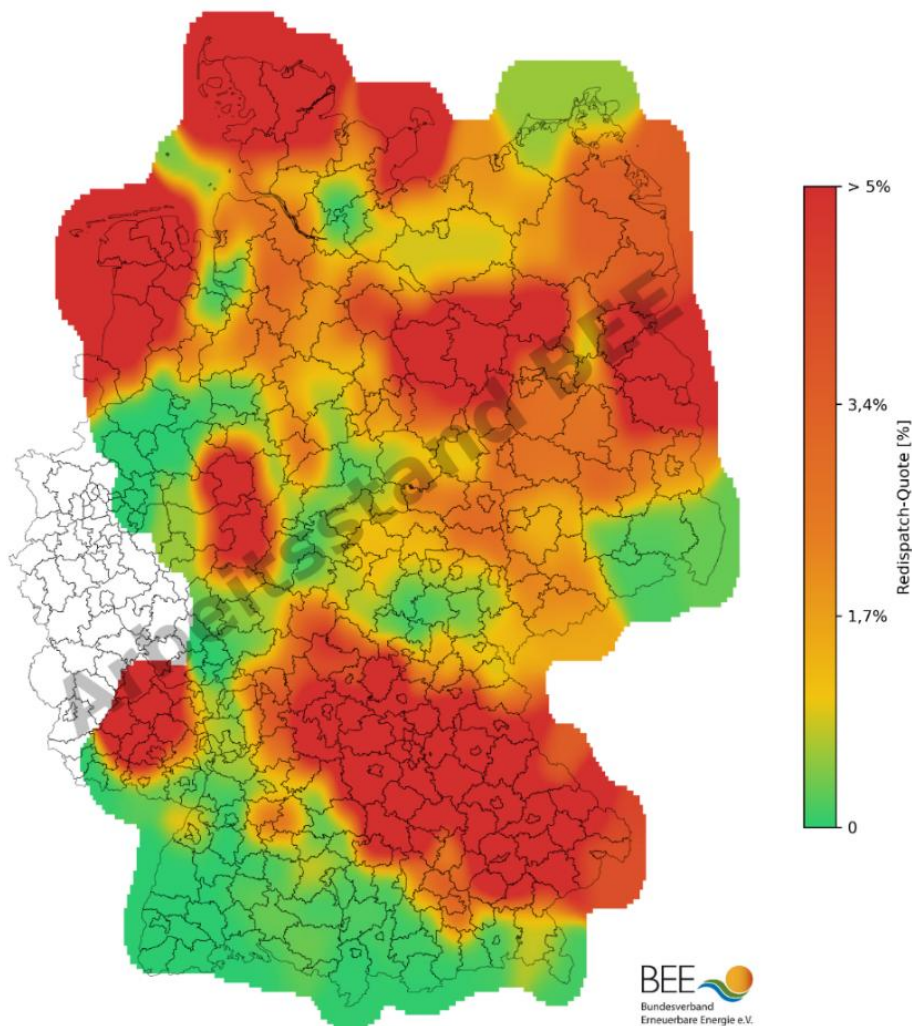
Die methodische Bewertung der Realität zeigt, dass eine rein **einzeljahrbezogene Betrachtung von Redispatch-Daten die tatsächliche Reichweite und den wirtschaftlichen Schaden des Vorbehalts massiv verharmlost**. Reine Einjahresuntersuchungen, wie z.B. von E-Bridge **unterschätzen die realen Netzbelastungen im Bundesgebiet um etwa den Faktor 5**. Solche unzureichenden Modellierungen beschränken sich auf ein einziges isoliertes Betrachtungsjahr (wie das Ausreißerjahr 2024) und beziehen Risikogebiete mit Abregelungen zwischen 3 % und 5 % nicht mit ein.

Für eine verlässliche gesetzliche Folgeneinschätzung sind solche geglätteten Einjahresauswertungen ohne Berücksichtigung von Vorwarnstufen gänzlich ungeeignet. Werden die Abregelungsmengen stattdessen methodisch sauber und wie in der BEE-Analyse **kumuliert über einen Dreijahreszeitraum (2023–2025) bewertet sowie Risikozonen mit Abregelungsquoten zwischen 3 % und 5 % berücksichtigt, verdreifacht bis verfünffacht sich die betroffene Landkreisfläche schlagartig**.

Die **Prognose für das Jahr 2026** zeigt eine weitere Intensivierung der Lage mit einem geschätzten **Mengenanstieg des Redispatch um rund 10% gegenüber 2025**. Für die

kumulierte Vier-Jahres-Karte für den Zeitraum 2023 bis 2026 ergeben sich dadurch die gleichen Veränderungen und eine Zunahme der rot gefärbten Flächen (siehe Abbildung 3: Prognose der Gebietsausweisungen für 2026). Der daraus resultierende Einbruch der Ausbaudynamik **bremst das Erreichen der gesetzlichen Klimaziele aus** und **treibt durch das geschwächte Angebot an günstigem Grünstrom die Systemkosten und Strompreise** für Haushalte und Industrie in die Höhe. Zudem birgt der Entwurf durch die bloße Anzeigepflicht bei der Bundesnetzagentur ohne verbindliche materielle Regulierungsprüfung **erhebliche Missbrauchsgefahren**.

Effekt nach vier Jahren Redispatch-Vorbehalt (2023-2026)



Quelle: BEE-Analyse auf Basis von Daten der Netzbetreiber sowie der BNetzA

Hinweis: Diese Abbildung ist das Ergebnis einer Modellierung, um Lücken in der heterogenen Datenlage der Netzbetreiber durch Berechnungen zu schließen. Die Trends dienen der Visualisierung und sind nicht für Finanzierungs- oder Investitionsentscheidungen geeignet. Haftung ausgeschlossen.

Abbildung 3: Effekt nach vier Jahren Redispatch-Vorbehalt (2023-2026). Quelle: BEE.

Wirtschaftliche und finanzierungsrechtliche Risiken

Wirtschaftlich führt der Redispatch-Vorbehalt zu **unkalkulierbaren Risiken bei der Projektfinanzierung**. Da die Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete auf volatilen historischen Abregelungsmengen basiert, sind **künftige Erträge nicht mehr bankfähig darstellbar**. Wetterbedingte Schwankungen – wie ein außergewöhnlich windreiches Jahr – können eine Gebietsausweisung auslösen, deren Aufhebung nach der gesetzlichen Systematik erst nach einem dreijährigen Mittelwert möglich ist. Das Redispatchvolumen ist schlicht zu volatil, um als verlässlicher Indikator für Projektfinanzierungen zu dienen. Banken und Finanzierungspartner werden gezwungen sein, **pauschale maximale Risikoaufschläge auf das Fremdkapital** zu erheben, was **Projekte erheblich verteuert oder unfinanzierbar macht**. Die großen Jahresunterschiede verdeutlicht auch die BEE-Analyse für 2023, 2024 und 2025.

Zudem gibt es gravierende Wechselwirkungen mit den **bilanziellen Ausgleich nach § 13a Absatz 1a EnWG**. Solange eine Anlage im Prognosemodell verbleibt – was derzeit auf weit über 90 Prozent aller steuerbaren Anlagen zutrifft –, **verbleibt das Intraday-Preisrisiko bei abregelungsbedingten Nachbeschaffungen vollumfänglich beim Direktvermarkter**, der dieses Risiko über erhöhte Risikoaufschläge direkt an den Anlagenbetreiber durchreicht. Dieser bilanzielle Risikokanal wird im Redispatch-Vorbehalt überhaupt nicht adressiert.

Europarechtswidrigkeit und Eingriff in die kommunale Planung

Rechtlich wirft der Redispatch-Vorbehalt unüberwindbare Bedenken auf und verstößt nach vorliegenden juristischen Gutachten (unter anderem der Kanzlei RAUE) **eklatant gegen europarechtliche Vorgaben**. Er verletzt das Recht auf Netzanschluss gemäß Artikel 6 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (EBM-RL), den Vorrang flexibler Netzanschlussvereinbarungen nach Artikel 6a EBM-RL sowie den **strikten Anspruch auf angemessene finanzielle Entschädigung bei nicht-marktbasiertem Redispatch** gemäß Artikel 13 Absatz 7 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EBM-VO). Ein vertraglicher Entschädigungsverzicht ist europarechtlich **nur auf echter, freiwilliger Basis** im Rahmen nicht gesicherter Anschlüsse zulässig, nicht aber als erpresserische Kondition für die überhaupt erst gewollte Gewährung eines Netzanschlusses.

Darüber hinaus greifen die Festlegungen privater Netzbetreiber **unzulässig in die hoheitliche Raumordnungs- und Flächenplanung der Länder und Kommunen ein**. Indem Netzbetreiber Gebiete faktisch mit Anschlussmängeln belegen können, werden die demokratisch legitimierten **Flächenziele nach dem Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) ausgehöhlt** und planerisch ausgewiesene Windenergiegebiete entwertet.

Weitere Mechanismen im Gesetzesentwurf von erheblicher Tragweite

Gleichermaßen abzulehnen ist die geplante **flächendeckende Wirkleistungsbegrenzung nach Paragraph 8 Absatz 1 Satz 4 EEG**. Die pauschale Begrenzung der Einspeisung auf **70 Prozent der installierten Leistung bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen** sowie auf **280 Watt pro Quadratmeter Rotorfläche bei Windenergieanlagen an Land** entfaltet keinerlei lokale Steuerungswirkung. Sie mindert die Erträge bundesweit flächendeckend, ohne Engpässe gezielt dort zu adressieren, wo sie entstehen. Sollte eine Wirkleistungsbegrenzung als Steuerungsinstrument zum Einsatz kommen, darf sie **ausschließlich lokal innerhalb europarechtskonform und durch die Bundesnetzagentur genehmigter Engpassgebiete**

angewendet werden. Der Redispatch-Vorbehalt sowie die pauschale Erzeugungskappung sind daher ersatzlos zu streichen.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Um eine tatsächliche regionale Steuerungswirkung zu erzielen, ohne die Wirtschaftlichkeit der Projekte und die Ausbauziele zu gefährden, bedarf es eines zielgenaueren Instruments. Der BEE empfiehlt daher, **die entschädigungsfreie Abregelung (Redispatch-Vorbehalt) gänzlich zu streichen** sowie die **Limitierung der maximalen Wirkleistungseinspeisung auf tatsächliche Engpassgebiete zu begrenzen** und um eine **angemessene Übergangsregelung zu ergänzen**.

2.2 Bestehende Netze besser nutzen: Recht auf Überbauung stärken durch FCAs

Neben dem Beschleunigen des physikalischen Netzausbaus bildet die **effizientere Auslastung der bestehenden Infrastruktur durch Überbauung** den zentralen Hebel zur Senkung der Netzausbau- und Systemkosten. Unter Überbauung wird die **gemeinsame Nutzung eines Netzverknüpfungspunktes (NVP)** durch komplementäre Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbraucher sowie die leistungsmäßige Überbauung eines Anschlusses verstanden. Der Regierungsentwurf greift dieses Anliegen in **Paragraf 8 Absatz 2 EEG** mit dem Recht zur Wahl eines bereits genutzten Netzverknüpfungspunktes in Verbindung mit **flexiblen Netzzanschlussvereinbarungen (FCAs)** grundsätzlich auf.

Der Regierungsentwurf verbessert die Voraussetzungen für die Überbauung, indem Anlagenbetreiber künftig ausdrücklich auch einen Netzverknüpfungspunkt wählen können, der bereits von einer bestehenden oder noch in Betrieb zu nehmenden Anlage genutzt wird, sofern deren Betreiber der Mitnutzung zustimmt. Zudem wird die Unerheblichkeit der daraus resultierenden Mehrkosten vermutet, wenn sich der Anlagenbetreiber verpflichtet, die bisherige Einspeise- und Bezugskapazität des Netzverknüpfungspunktes nicht zu überschreiten. Aus Sicht des BEE reicht diese widerlegliche Vermutung jedoch nicht aus. Für Projektierer und finanzierende Banken verbleibt das Risiko, dass der Netzbetreiber im Einzelfall dennoch erhebliche Mehrkosten geltend macht. Um echte Rechtssicherheit für die Überbauung zu schaffen, sollte die Unerheblichkeit der Mehrkosten in diesen Fällen unwiderleglich vermutet werden.

Zudem fehlt im Entwurf der notwendige **Bestandsschutz für die Anschlusskapazität** bei einem teilweisen Rückbau, einer Stilllegung oder dem Repowering von Bestandsanlagen. Wer eine 10 oder 15 Jahre alte Anlage überbaut, muss derzeit befürchten, mit deren Rückbau auch den Netzzugang für die Neuanlage zu verlieren. Ohne die gesetzliche Garantie, dass die **vereinbarte Kapazität dem Verknüpfungspunkt dauerhaft zugeordnet bleibt**, lässt sich die Überbauung älterer Standorte durch neue Anlagen nicht finanzieren.

Der Regierungsentwurf stärkt flexible Netzzanschlussvereinbarungen, indem die Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur auf Erzeugungsanlagen aller Art ausgeweitet wird. Dies ist ein sinnvoller Schritt hin zu einer einheitlicheren Anwendung, reicht jedoch nicht aus. Flexible Netzzanschlussvereinbarungen müssen als Regelinstrument gestärkt werden. Netzbetreiber sollten verpflichtet werden, Anschlussbegehrenden auf Anfrage eine flexible Netzzanschlussvereinbarung anzubieten, die einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb technologiespezifisch ermöglicht.

Die Verweigerung einer solchen Vereinbarung darf **nur aus nachgewiesenen technischen Gründen zulässig sein** und bedarf einer schriftlichen Begründung. Um die Einspeisung dargebotsunabhängiger Erzeuger und Speicher zu optimieren, sollten **vorrangig volldynamische Regelungen sowie transparente Messkonzepte** am gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt angewendet werden.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Eine **unwiderlegliche Vermutung der Unerheblichkeit der Kosten** wäre das geeignetere rechtliche Mittel, um das Recht auf Überbauung tatsächlich zu verankern.

Zudem muss der Bestandsschutz der Anschlusskapazität bei Rückbau sichergestellt werden. Die vereinbarte Einspeise- und Bezugskapazität muss dem Netzverknüpfungspunkt zugeordnet sein und bei Rückbau, Stilllegung oder Ende des Weiterbetriebs einer mitnutzenden Anlage erhalten bleiben. Ohne diese Klarstellung ist die Überbauung von Bestandsanlagen nicht finanzierbar.

Für Batteriespeicher ist zudem entscheidend, dass Netzbetreiber nach § 17 Abs. 2a EnWG-Batteriespeicher an bestehenden NVP nicht nur nicht mehr ablehnen dürfen, sondern ihnen **vorrangig auch Bezugsleistung zur Verfügung stellen** müssen. Nur so können Batteriespeicher wirtschaftlich betrieben werden und ihren vollen Nutzen für das Stromsystem entfalten.

Änderungsvorschläge:

Anpassung von §8a Abs 2 EEG

(2) Anlagenbetreiber dürfen einen anderen Verknüpfungspunkt dieses oder eines anderen im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten Netzes wählen, es sei denn, die daraus resultierenden Mehrkosten des Netzbetreibers sind nicht unerheblich. (...) Die Wahl nach Satz 1 oder Satz 2 kann mit dem Angebot einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach § 8a verbunden werden. Im Fall des Satzes 2 wird die Unerheblichkeit der Mehrkosten **unwiderleglich** vermutet, wenn der Anlagenbetreiber sich verpflichtet, die bisherige Einspeise- und Bezugskapazität des Netzverknüpfungspunktes nicht zu überschreiten.

§ 17 Absatz 2 EnWG:

Betreiber von Energieversorgungsnetzen können einen Netzanschluss nach Absatz 1 Satz 1 verweigern, soweit sie nachweisen, dass ihnen die Gewährung des Netzanschlusses aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen unter Berücksichtigung des Zwecks des § 1 nicht möglich oder nicht zumutbar ist. **Verfügt der anzuzeigende Netzverknüpfungspunkt nicht über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung, so ist hierauf hinzuweisen und anzuzeigen, dass die Möglichkeit zum Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach § 17 Absatz 2b dieses Gesetzes oder § 8a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes besteht...**

§17 Absatz 2b EnWG:

Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen **sind verpflichtet, dem Anschlussbegehrenden auf Anfrage eine flexible Netzanschlussvereinbarung nach Absatz 2b anzubieten.** Die flexible Netzanschlussvereinbarung muss dem Anschlussnehmer einen wirtschaftlich sinnvollen Betrieb der Anlage ermöglichen. Eine Ablehnung ist nur aus technischen Gründen zulässig und bedarf der schriftlichen Begründung nach Maßgabe des § 17 Abs. 2.

2.3 Einspeisung flexibilisieren – Am NVP statt an der Anlage abregeln

Einspeisung flexibilisieren – Am NVP statt an der Anlage abregeln

Das derzeitige Redispatch-Regime **greift unmittelbar in die Betriebsführung einzelner Erzeugungsanlagen ein**, indem bei Netzengpässen die Erzeugung gedrosselt wird. Dieser Ansatz führt dazu, dass **wertvoller erneuerbarer Strom vernichtet wird** und hohe finanzielle Kompensationsansprüche entstehen. Für die Netzstabilität ist jedoch **nicht die interne Erzeugung der einzelnen Anlage maßgeblich**, sondern **ausschließlich die reale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt (NVP)**.

Historischer Rückgriff und Grundprinzip

Dabei lohnt sich ein Blick zurück: Bereits das **EEG 2014** sah ausdrücklich vor, dass mehrere Anlagen hinter demselben Netzverknüpfungspunkt nicht zwingend einzeln geregelt werden mussten. Eine **gemeinsame technische Einrichtung am Netzverknüpfungspunkt** war laut damaliger Gesetzesbegründung ausreichend, sofern der Netzbetreiber damit die gesamte Einspeiseleistung reduzieren und die gesamte Ist-Einspeisung erfassen konnte.

Dieser pragmatische Gedanke muss für ein Energiesystem mit großen Mengen erneuerbarer Energien und zunehmend verfügbaren Speichern wieder aufgegriffen und konsequent weiterentwickelt werden. Statt an einem nicht flächendeckend funktionierenden System nachzubessern, muss das Gesamtsystem so umgestellt werden, dass der Netzbetreiber im Engpassfall einen **temporären, zeitabhängigen Soll- bzw. Grenzwert für die reale Einspeisung am NVP vorgibt** (z. B. „An diesem NVP dürfen zwischen 13:00 und 15:00 Uhr maximal 20 MW eingespeist werden“), **anstatt einzelne Erzeugungsanlagen starr herabzuregeln**.

Die Einhaltung dieser Grenze ist verbindlich. **Wie sie jedoch hinter dem Netzverknüpfungspunkt umgesetzt wird, obliegt dem Anlagenbetreiber**. Steht am selben Punkt ein Batteriespeicher, eine Power-to-Heat-Anlage oder eine sonstige Sektorkopplungsoption zur Verfügung, kann die **überschüssige Erzeugung aufgenommen und zwischengespeichert werden**.

Ein Beispiel verdeutlicht den Unterschied:

- **Klassischer Fall:** Ein Solarpark könnte 50 MW erzeugen, das Netz kann aber nur 20 MW aufnehmen. Bislang werden 30 MW Solarleistung abgeregelt und vernichtet, woraus Entschädigungsansprüche und Redispatchkosten resultieren.
- **NVP-basiertes Modell:** Steht am selben NVP ein Batteriespeicher oder ein flexibler Verbraucher, erzeugt der Solarpark weiterhin 50 MW. 20 MW werden in das Netz eingespeist und **30 MW laden den Speicher. Die abregelungsbedingten Redispatchkosten können in diesem Fall vermieden bzw. deutlich reduziert werden**, die Energie bleibt dem System erhalten und für den Netzbetreiber bleibt das Ergebnis am NVP mit punktgenauen 20 MW Einspeisung identisch.

Technische Umsetzung über EZA-Regler

Technisch lässt sich dieser Ansatz über einen **zentralen EZA-Regler bzw. Parkregler** realisieren. Dieser erhält vom Netzbetreiber den zulässigen Einspeisewert für den Netzverknüpfungspunkt und regelt innerhalb der Kundenanlage Erzeugungsanlagen, Speicher sowie flexible Verbraucher dynamisch so, dass der **Zielwert jederzeit nachweisbar eingehalten wird. Der Netzbetreiber steuert somit den Netzverknüpfungspunkt – der Anlagenbetreiber optimiert alles dahinter.**

Wissenschaftliche Nachweise und Erzeugungspotenziale

Die wissenschaftlichen Grundlagen für diesen Ansatz bestätigt eine Kurzstudie des **Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE)**. Die Untersuchung von Betriebsdaten realer Umspannwerke zeigt, dass die Transformatoren zwischen Mittel- und Hochspannung die meiste Zeit des Jahres aufgrund der konservativen Worst-Case-Auslegung nicht voll ausgelastet sind.

Eine Erzeugungsleistung aus Bestandsanlagen und neuer Photovoltaik in Höhe von **200 Prozent der Transformatornennleistung** lässt sich in Kombination mit einem **Großbatteriespeicher von 40 Prozent der Trafoleistung** (bei vier Stunden Speicherdauer) problemlos anschließen. Die trafobedingte Abregelung der zugebauten Photovoltaikanlagen sinkt bei einer markt- und trafooptimierten Betriebsweise des Speichers auf **im Mittel rund ein Prozent der Jahresenergie**.

Für eine Fokusgruppe von **1.313 ländlichen, durch Erneuerbare Energien geprägten Umspannwerken** in Deutschland ergibt sich aus diesem Steuerungskonzept ein additives Erzeugungspotenzial von **rund 150 Gigawatt Photovoltaik-Leistung sowie 60 Gigawatt Batteriespeicherleistung**.

Systemische Vorteile und notwendiger Gesetzgebungsbedarf

Aus diesem NVP-basierten Steuerungskonzept ergeben sich vier zentrale systemische Vorteile:

1. **Weniger Abregelung Erneuerbarer Energien:** Erneuerbare Energie wird nicht vernichtet, sondern bei lokaler Flexibilität direkt gespeichert oder vor Ort genutzt.
2. **Geringere Redispatchmengen und -kosten:** Jede vermiedene Abregelung reduziert abregelungsbedingte Ausgleichs- und Folgekosten im Gesamtsystem.
3. **Maximale Netzauslastung ohne Netzüberlastung:** Netzreserven werden effizienter genutzt, wodurch der Netzausbaubedarf sinkt.
4. **Investitionssicherheit und Flexibilitätsanreize:** Anlagenbetreiber erhalten den Anreiz, Erzeugung, Speicher und Sektorkopplung eigenverantwortlich zu kombinieren.

Um diese gewaltigen Potenziale rechtlich zu heben, sind punktgenaue Anpassungen im Energiebetriebsrecht erforderlich. Konkret müssen **§ 13a Abs. 1 EnWG, § 14 Abs. 1c EnWG sowie § 34 Abs. 1 MsbG** so ergänzt werden, dass sich **Redispatch-Maßnahmen ausdrücklich auf die Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt beziehen**. Damit wird der Weg frei für eine intelligent gesteuerte Einspeisung, die Netzkosten weit stärker senkt, als es ein Redispatch-Vorbehalt jemals könnte.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Um Redispatch-Mengen zu reduzieren, sollte die Abregelungsmaßnahme **am NVP statt an der Anlage** möglich sein.

Änderungsvorschlag:

Erweiterung § 13 a Abs.1 EnWG:

Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nenn-leistung ab 100 Kilowatt, **die Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen**, sowie von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, sind verpflichtet, auf Aufforderung durch den Betreiber von Übertragungsnetzen die Wirkleistungs- oder **Blindleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung** oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden.

Dementsprechend **Ergänzung der §14 Abs.1c EnWG, §34 Abs. 1 MsbG** mit dem Begriff „**Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung**“, und Klarstellung in §9 EEG.

2.4 Verbindlichkeit, Fristen und Druck auf Netzbetreiber beim Netzanschluss

Ein grundlegendes Problem der bisherigen Praxis und eine zentrale Schwachstelle des vorliegenden Netzanschlusspakets ist das **eklatante Durchsetzungsdefizit gegenüber säumigen Netzbetreibern**. Während Projektierer und Erzeugungsanlagenbetreiber mit drastischen Sanktionen, straffen Fristen und entschädigungslosen Abregelungsvorbehalten belegt werden, **fehlen im Gesetzentwurf wirksame Sanktionsmechanismen, Regresspflichten oder Pönalen für Netzbetreiber**, wenn diese Netzauskünfte verschleppen, Anschlussprüfungen verzögern oder den gesetzlich gebotenen Netzausbau nicht vorausschauend tätigen.

Aus Sicht des BEE zeigt sich, dass der Netzausbau an vielen Stellen nicht mit der Dynamik des Erneuerbaren-Zubaus Schritt hält. Das Verteilnetzpaket mag zwar bei administrativen Beschleunigungen auf der Planungsebene helfen, das Netzanschlusspaket muss jedoch den **rechtlich verbindlichen Verpflichtungsrahmen** schaffen, der den Netzbetreibern den nötigen Druck auferlegt.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Um diese Einseitigkeit aufzuheben und eine echte Verbindlichkeit beim Netzanschluss durchzusetzen, fordert der BEE folgende gesetzliche Nachbesserungen:

- **Verbindliche Fristen und gesetzliche Pönalen:** Die gesetzlichen Bearbeitungsfristen für Netzanschlussbegehren (§ 17d EnWG-E) müssen mit **klaren Pönaleregulungen** hinterlegt werden. Lässt ein Netzbetreiber die 2 Monats-Frist für Statusinformationen oder die Frist zur Übermittlung des konkreten Netzanschlusspunkts ohne

nachweisbaren, von der BNetzA bestätigten technischen Ausnahmegrund verstreichen, muss eine **gesetzliche Pönale fällig werden**, die direkt an den Anschlussbegehrenden als Kompensation für Projektverzögerungen ausbezahlt wird.

- **Qualitätsregulierung und Erlösobergrenzen:** Im Rahmen des Qualitätsregulierungs- und NEST-Prozesses der Bundesnetzagentur muss die Einhaltung der Digitalisierungs- und Anschlussfristen als direkter Leistungsindikator verankert werden. Verfehlungen bei der Digitalisierungsquote oder systematische Verzögerungen im Netzananschlussverfahren müssen zu **automatischen Abschlügen bei den zugestandenen Erlösobergrenzen** des jeweiligen Netzbetreibers führen.
- **Verbindlicher Ausbauauftrag bei Netzkapazitätsmängeln:** Liegt an einem Netzverknüpfungspunkt ein Kapazitätsengpass vor, muss der Netzbetreiber gesetzlich verpflichtet werden, **innerhalb von maximal 24 Monaten** die erforderlichen Netzausbau- oder Netzoptimierungsmaßnahmen umzusetzen. Kommt er dieser Pflicht nicht nach, **entfällt jegliches Recht zur Anwendung flexibler Einschränkungen oder pauschaler Abregelungen**.

2.5 Digitalisierung der Netzinfrastruktur voranbringen

Eine Kernursache für steigende Redispatch-Mengen und langwierige Anschlussverfahren liegt in der **unzureichenden Digitalisierung der Verteilnetze**. Große Teile der Infrastruktur werden von den Netzbetreibern nach wie vor **statisch und im analogen Blindflug betrieben**. Das Netzananschlusspaket muss den rechtlichen Rahmen schaffen, um den Übergang zu einer intelligenten, echtzeitnahen Netzführung einzuleiten.

Der Regierungsentwurf sieht mit der Erweiterung der gemeinsamen Internetplattform nach § 14e EnWG sowie der Einführung von Transparenzpflichten und unverbindlichen Netzanchlussauskünften nach § 17c EnWG richtige Schritte vor. Allerdings verfehlen die Regelungen ihre volle Wirkung, wenn die **Hochspannungsebene von den Standardisierungsanforderungen ausgenommen wird** und den Netzbetreibern unverhältnismäßig lange Übergangsfristen eingeräumt werden. Die Bereitstellung von digitalen Netzkarten, Auskünften über reservierte Kapazitäten und Informationen zu bestehenden Anschlussnehmern an Netzverknüpfungspunkten muss **verbindlich für alle Spannungsebenen gelten**.

Die verheerenden Folgen des schleppenden Digitalisierungstempos zeigen sich eindrücklich in der offiziellen Karte der Bundesnetzagentur zum Digitalisierungsgrad der deutschen Netzbetreiber (siehe Abbildung 4). Die geografische Auswertung offenbart eine **tiefgreifende räumliche Fragmentierung und einen eklatanten digitalen Flickenteppich** im Bundesgebiet. Während einzelne grüne Zonen fortgeschrittene digitale Überwachungs- und Automatisierungsstrukturen aufweisen, **dominieren in weiten Teilen Deutschlands orange, rote und graue Flächen**. In diesen Regionen hinken die Verteilnetzbetreiber bei der Messbarkeit von Netzzuständen, der Implementierung intelligenter Messsysteme und der automatisierten Bearbeitung von Netzanchlussanfragen dramatisch hinterher. Dieser analoge Blindflug bremst die Energiewende lokal systematisch aus.

Die BNetzA hat mit ihrer Festlegung zur Qualitätsregulierung und der Erhebung von Kennzahlen (NEST-Prozess) den Weg für mehr Transparenz gewiesen. Dieser Ansatz muss im Gesetzgebungsverfahren konsequent aufgegriffen und verschärft werden.

Verteilnetzbetreiber müssen gesetzlich verpflichtet werden, **tagesaktuelle Daten zur Netzauslastung, zu freien Schaltungsreserven und zu geplanten Netzausbaumaßnahmen** bereitzustellen.

Die **Standardisierung und Automatisierung der Netzanschlussverfahren nach den §§ 17d und 17e EnWG** muss zügig vorangetrieben werden. Die im Gesetzgebungsverfahren vorgesehene Verkürzung der Frist für erste Statusinformationen auf zwei Monate ist ausdrücklich zu begrüßen. Um Verzögerungen beim Netzausbau zu vermeiden, müssen Verteilnetzbetreiber zudem verpflichtet werden, **harmonisierte Netzausbaupläne und digitale Netzwillinge einzusetzen** sowie ihre Verteilnetzplanung nach § 14d EnWG eng mit dem Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber zu verzahnen. Nur durch eine **lückenlose Digitalisierung** lassen sich bestehende Kapazitäten optimal auslasten und Systemkosten nachhaltig senken.

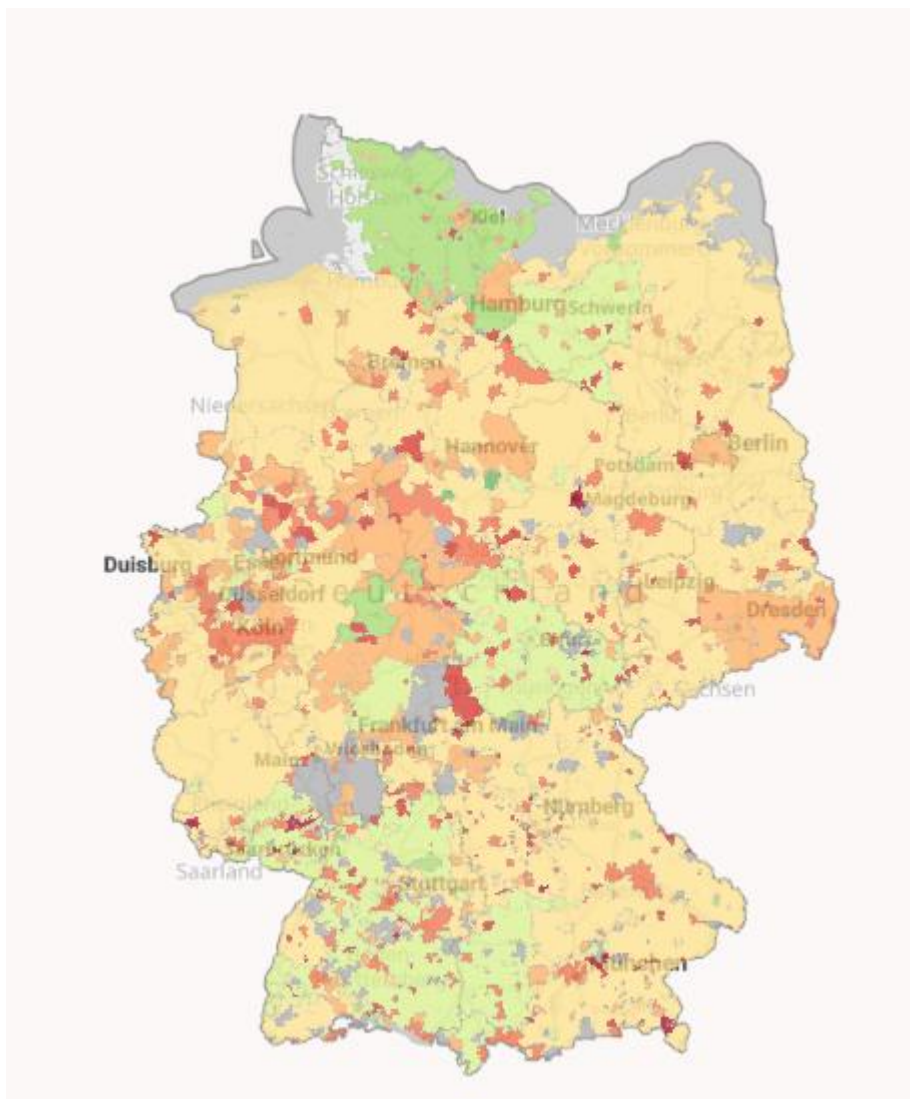


Abbildung 4: Digitalisierungsgrad der Verteilnetzbetreiber gemäß Qualitätsregulierung der BNetzA.
Quelle: BNetzA

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Eine **gute Durchdringung von intelligenten Zählern** (Smart-Meter-Gateway und intelligente Messsysteme) **und digitalen Ortstrafostationen** schafft auf der Niederspannungsebene die Grundvoraussetzung für einen effizienten Netzbetrieb und die marktliche Integration von Prosumern. Redispatchmengen und -kosten könnten effektiv reduziert und mittelfristig Netzausbaukosten eingespart werden. Auf der Mittel- und Hochspannungsebene können Instrumente wie die **Echtzeitdatenerfassung und Netzauslastungsprognose** auch kurzfristig zu erheblichen Effizienzgewinnen führen.

Harmonisierte Netzausbaupläne und digitale Netzzwillinge können die Netzplanung und den Netzbetrieb erleichtern, indem sie ein bisher nicht nutzbares Flexibilisierungspotenzial heben, für eine bessere Integration der Erneuerbaren sorgen und so Netzausbaukosten senken. Hierfür sind regulatorische Maßnahmen erforderlich – insbesondere die Anpassung und verpflichtende Harmonisierung von §12b EnWG sowie die Stärkung der Verteilnetzplanung nach §14d EnWG. Eine abgestimmte Verzahnung von Netzentwicklungsplan und Netzausbauplänen würde Planungssicherheit schaffen und Systemkosten nachhaltig senken.

2.6 Nutzen statt Abregeln stärken

Das Instrument „**Nutzen statt Abregeln**“ nach § 13k EnWG bietet eine marktnahe Möglichkeit, drohende Redispatch-Mengen gezielt abzubauen. Übertragungsnetzbetreiber weisen in definierten Entlastungsregionen potenziell abzuregelnde Strommengen im Voraus aus, die von flexiblen Verbrauchern oder Speichern aufgenommen und entsprechend vergütet werden. Trotz der prinzipiellen Eignung des Instruments **bleibt die praktische Nutzung bisher mangels Teilnehmer weit hinter ihrem Potenzial zurück**.

Kernursachen des praktischen Scheiterns in der Erprobungsphase

Der Hauptgrund für das Scheitern in der bisherigen Erprobungsphase liegt in den **übermäßig restriktiven Zusätzlichkeitskriterien der Bundesnetzagentur (BNetzA)**. Diese Kriterien erschweren den Nachweis, ob ein Stromverbrauch tatsächlich zusätzlich erfolgt, und **schließen breite Anwendungsfelder wie die Sektorkopplung oder den flexiblen Industrieverbrauch faktisch aus**.

Die Detailanalyse der Erprobungsphase legt vier zentrale Hemmnisse offen:

Überregulierte Zusätzlichkeitsnachweise: Die BNetzA verlangt komplexe, historische Referenzprofile, die in dynamischen Industrieprozessen oder neuen Wärmeanwendungen (z. B. Großwärmepumpen, Elektrolyseure) kaum abbildbar sind. Dies erzeugt unverhältnismäßige Bürokratieaufwände und unkalkulierbare auditierungsbedingte Nachzahlungsrisiken für Unternehmen.

Starre Teilnahmebeschränkungen und Ausschluss von Multi-Use: Betreibern flexibler Lasten und Speicher wird die Gleichzeitigkeit mit anderen Markttrollen untersagt. Wer an § 13k EnWG teilnimmt, verliert häufig das Recht, zeitgleich Regelleistung bereitzustellen oder am Spotmarkt zu optimieren.

Fehlende betriebswirtschaftliche Anreizkomponenten: Die finanzielle Vergütung deckt oft nur die reinen variablen Grenzkosten ab. Investitions- und Vorhaltekosten für die

Bereitstellung flexibler Verbrauchsanlagen sowie Netznutzungsentgelt-Systematiken werden nicht sachgerecht berücksichtigt.

Räumlich und zeitlich zu enge Entlastungsregionen: Die Definition der Entlastungsregionen durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt oft zu kurzfristig und hochgradig lokalisiert, was die Planungssicherheit für industrielle Großverbraucher untergräbt.

Paragraf 13k EnWG muss daher im Netzpaket umgehend angepasst werden, um die Anforderungen an die Zusätzlichkeit weniger restriktiv auszugestalten und mehr Verbrauchern die Teilnahme zu ermöglichen.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Konkret bedarf es zweier Anpassungen. Zum einen müssen die **Zusätzlichkeitskriterien weniger restriktiv ausgestaltet** werden, um mehr Verbrauchern die Teilnahme zu ermöglichen. Zum anderen, und damit einhergehend, muss die **Wirtschaftlichkeit für Teilnehmer erhöht** werden, indem die Teilnahme an anderen Vermarktungsoptionen außerhalb des 13k ermöglicht wird. Mit einer entsprechend ausgestalteten Novelle des §13k EnWG könnte dieses bereits vorhandene Instrument einen wirkungsvollen Beitrag zur Reduzierung des negativen Redispatch Bedarfs beitragen. Das BMWi muss dafür eine Novellierung des §13k EnWG vornehmen und die BNetzA mit der Neufestlegung der Zusätzlichkeitskriterien beauftragen, sowie die Evaluierung bereits auf die Erprobungsphase vorziehen.

Änderungsvorschlag des §13k EnWG:

(3) ...Die Bundesregierung kann die Regulierungsbehörde jederzeit mit der Anpassung der Kriterien bezüglich der Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs beauftragen, sollte die Anwendung der Maßnahme durch unzureichende Teilnahme zusätzlicher Verbraucher den Einsatz von Mitteln zur Reduzierung strombedingter Engpässe in den ausgewiesenen Entlastungsgebieten nicht verringern. Die Regulierungsbehörde ist dabei zur Beteiligung der relevanten Stakeholder aufgerufen.

(9) Erstmals zum 01.01.2027 legen die Betreiber der Übertragungsnetze mit Regelzonenverantwortung einen detaillierten Bericht zur bisherigen Anwendung der Maßnahme vor, wobei dieser ebenfalls die Erprobungsphase abbildet. Die Regulierungsbehörde legt auf dieser Basis ebenfalls einen Bericht gegebenenfalls mit Empfehlungen für Anpassungen der Anwendungen der Maßnahme vor. Zum 1. Juli 2028 und anschließend alle zwei Jahre evaluieren die Betreiber der Übertragungsnetze mit Regelzonenverantwortung die Anwendung der Maßnahme nach den Absätzen 1 bis 7 und legen einen Bericht vor. Satz 1 ist für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, die von der Möglichkeit nach Absatz 8 seit mindestens zwölf Monaten Gebrauch machen, mit der Maßgabe anzuwenden, dass sie die Anwendung der Maßnahme nach Absatz 8 evaluieren. Die Regulierungsbehörde legt auf dieser Basis ebenfalls einen Bericht gegebenenfalls mit Empfehlungen für Anpassungen der Anwendungen der Maßnahme vor.

Ansprechpartner*innen:

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

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

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

Björn Pieprzyk
Referent Energiemärkte und Statistik
bjoern.pieprzyk@bee-ev.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.



Bundesverband
Erneuerbare Energie e.V.

Impressum

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

Tel.: 030 2758 1700

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 Energie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen.

Den Eintrag des BEE finden Sie [hier](#).

Datum

30. September 2026