Positionspapier

BWE
Bundesverband WindEnergie

Verteilnetze stärken

Forderungen für das Verteilnetzpaket: Netze zügig digitalisieren, optimieren und ausbauen

November
2026



1 Das Wichtigste in Kürze

Wir begrüßen:

- den Beschluss des Koalitionsausschusses zur Halbierung der Netzausbaudauer, zur Digitalisierung und Höherauslastung der Bestandsnetze sowie zur Schaffung von Kooperationsanreizen.
- das konstruktive Auftaktgespräch zum Verteilnetzpaket.
- die BNetzA-Festlegungen zur Verbesserung der Datengrundlage und Energiewendekompetenz.

Wir kritisieren:

- die bestehenden Hemmnisse zur flexiblen Stromnutzung vor dem Netzverknüpfungspunkt.
- die unzureichenden Anreize der aktuellen Anreizregulierung für Digitalisierung, Optimierung und zügige Netzanschlüsse

Wir regen an:

- Netze zügig zu digitalisieren, insbesondere im Bereich der Netzzustandserfassung und Auslastungsprognose.
- den Netzausbau und -betrieb zu vereinfachen, zu harmonisieren und zu digitalisieren.
- Die Spitzenkappung und das Freileitungsmonitoring verpflichtend anzuwenden, um Bestandsnetze nach dem NOXVA-Prinzip besser auszulasten.
- am Netzverknüpfungspunkt statt der „Erzeugung“ die „Einspeisung“ zu steuern.
- Genehmigungsverfahren für die Netzertüchtigung in Koordination mit dem European Grids Package zu beschleunigen.
- die Anreizsystematik mit Bonus-Malus für Netzbetreiber zu überarbeiten: Digitalisierung, Standardisierung und Optimierung sollten belohnt, vermeidbare Anschlussverzögerungen und Pflichtverletzungen sanktioniert werden.

Inhalt

1 Das Wichtigste in Kürze 2

2 Einleitung 4

3 Netzbetrieb – Digitalisierung und Standardisierung 5

3.1 Digitalisierung und Echtzeitmessung der Netze 5
3.2 Vereinfachung und Standardisierung von Prozessen und Betriebsmitteln 7
3.3 Zentrale Plattform für Netzdaten und Netzplanung 7

4 Optimierung – Bestandsnetz besser ausnutzen 8

4.1 Verpflichtende Anwendung der Spitzenkappung 8
4.2 Verpflichtende Anwendung des NOXVA-Prinzips am Beispiel des Freileitungsmonitorings 9

5 Flexibilitäten – Stromnutzung vor dem Netzverknüpfungspunkt 10

5.1 Recht auf Netzanschluss bei Überbauung schaffen 10
5.2 Redispatch 2.0 vereinfachen – Einspeisung statt Erzeugung steuern 11
5.3 § 13k EnWG auf Grundlage der Erprobungsphase überarbeiten 12
5.4 Europäische Entwicklungen zur Absicherung der Kundenanlage und Direktleitung 12
5.5 Einspeiseinfrastruktur ermöglichen 13
5.6 Nachbarbelieferung (Abnahme in unmittelbarer räumlicher Nähe) 14

6 (Netz-)Verstärkung – Genehmigungsverfahren beschleunigen 15

6.1 Beschleunigung von Ertüchtigungsmaßnahmen im EnWG und UVPG 15
6.1.1 Anpassung der Schwellenwerte in § 43 EnWG und der Anlage 1 Abschnitt 19 des UVPG 15
6.1.2 Erweiterung des Anzeigeverfahrens durch Anpassungen in § 43f EnWG 17
6.1.3 Praxisnahe Anpassung der Schwellenwerte im Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) 19
6.2 EU Grids Package 20

7 Ausbau – Finanzierung absichern und Anreize nachschärfen 21

7.1 Integrierte Netzplanung stärken 21
7.2 Standardisierung, Digitalisierung und Optimierung anreizen 22
7.3 Erfüllung gesetzlicher Pflichten sicherstellen 22
7.4 Finanzierung von Netzinvestitionen 23

2 Einleitung

Erneuerbarer Strom und daraus erzeugte Energieträger wie grüner Wasserstoff sind mit Blick auf das Klimaneutralitätsziel 2045 die zentralen Säulen des Energiesystems der Zukunft. Für die Elektrifizierung von Industrie, Wärmeversorgung und Verkehr ist eine verlässliche Versorgung mit klimafreundlichem Strom unerlässlich. Heimische Erneuerbare Energien verringern darüber hinaus die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten und internationalen Energiepreiskrisen.

Während die Genehmigungsverfahren für Erneuerbare Energien in den letzten Jahren erfolgreich beschleunigt wurden, hinkt der Netzausbau sowie die effizientere Nutzung der bestehenden Netze hinterher. Überlastete Netze, fehlende Netzanschlusskapazitäten, langwierige und umfangreiche Genehmigungsverfahren sowie unzureichende Daten verhindern dringend benötigte Investitionen.

Die Verteilnetze sind vielerorts zum Flaschenhals der wirtschaftlichen Transformation und der Energiewende geworden. Hier müssen neue Windparks, Speicher, Industrie- und Gewerbebetriebe, Rechenzentren, Wärmepumpen und Ladepunkte schnell und verlässlich angeschlossen werden.

Die Politik hat den Handlungsbedarf erkannt. Mit dem aktuell im Bundestag diskutierten Netzanschlusspaket werden die Risiken von Netzengpässen in weiten Teilen jedoch nur umverteilt und nicht strukturell behoben. Der BWE begrüßt daher den Beschluss des Koalitionsausschusses vom 2. Juli 2026, ein Verteilnetzpaket auf den Weg zu bringen, und unterstützt die darin formulierten Ziele für Ausbau, Modernisierung, Digitalisierung, Finanzierung und bessere Auslastung der Verteilnetze[1].

Der Netzausbau und die dafür erforderlichen Planungs- und Genehmigungsverfahren müssen deutlich beschleunigt werden. Da Netzausbauvorhaben auch bei beschleunigten Verfahren mehrere Jahre benötigen, braucht es parallel kurzfristig wirksame und kosteneffiziente Maßnahmen. Wie im Beschluss des Koalitionsausschusses vorgesehen, müssen die Modernisierung und Digitalisierung vorangetrieben und die bestehenden Netze besser ausgelastet werden. Es gilt, das NOXVA-Prinzip konsequent anzuwenden: **N**etz**O**ptimierung vor Fle**X**ibilitäten vor Netz**V**erstärkung vor Netz**A**usbau.

Eine belastbare, standardisierte Datengrundlage ermöglicht eine bessere Netzauslastung und zusätzliche Anschlüsse. Echtzeitmessungen, Auslastungsprognosen und einheitliche Schnittstellen müssen pauschale Sicherheitsannahmen durch belastbare Daten ersetzen. Eine zentrale Netzkarte muss verfügbare und reservierte Anschlusskapazitäten sowie geplante Kapazitätserweiterungen und deren Inbetriebnahmetermine transparent machen. Vorhandene Kapazitäten müssen durch Spitzenkappung, Freileitungsmonitoring, ein Recht auf Überbauung sowie erleichterte Speicherung und Stromnutzung vor dem Netzverknüpfungspunkt besser genutzt werden. Reservierungen ohne ausreichende Projektreife sind regelmäßig zu überprüfen und mit Ausnahme von unverschuldeten Härtefällen gegebenenfalls freizugeben. So werden zusätzliche Anschlüsse ermöglicht und unnötiger Netzausbau vermieden. Eine aktuelle Studie der Agora Energiewende beziffert das Einsparpotenzial bis 2045 auf 66 Milliarden Euro.[2]

[1] Ergebnisse des Koalitionsausschusses (07/2026): Ein Programm für Aufschwung und Beschäftigung.

[2] Agora Energiewende, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) und Consentec GmbH (2026): Kosteneffizienter Ausbau des Verteilnetzes. Den Ausbautreibern einen Schritt voraus.

Auf EU-Ebene wird derzeit das European Grids Package im Trilog verhandelt. Es umfasst einen Richtlinienvorschlag zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren, unter anderem für Verteilnetze, durch Änderungen an der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie[3]. Die Richtlinie soll bis Ende 2026 verabschiedet werden und ist anschließend durch die Mitgliedstaaten in nationales Recht umzusetzen. Das Verteilnetzpaket sollte die auf EU-Ebene vorgesehenen Erleichterungen für den Verteilnetzausbau im Blick haben und neue unionsrechtliche Spielräume unmittelbar nutzen.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) hat beim ersten Fachgespräch zum geplanten Verteilnetzpaket am 9. Oktober 2026 ausdrücklich betont, offen für Vorschläge „ohne Denkverbote“ zu sein. Der BWE begrüßt diese Offenheit und legt mit diesem Papier konkrete Vorschläge vor. Diese zielen darauf ab, Netzbetrieb und Netzanschlussprozesse zu digitalisieren und zu standardisieren, vorhandene Kapazitäten durch Optimierung und Flexibilität besser zu nutzen sowie die Genehmigung von Netzertüchtigungen und Netzausbau zu beschleunigen.

3 Netzbetrieb – Digitalisierung und Standardisierung

Beim Fachgespräch des BMWE am 9. Oktober 2026 herrschte branchenübergreifende Einigkeit darüber, dass der Netzbetrieb und -ausbau dringend standardisiert, digitalisiert und automatisiert werden müssen, um den Anforderungen eines modernen, resilienten und leistungsfähigen Stromnetzes zu genügen. Ohne diese Datengrundlage werden Netze weiterhin „blind“ betrieben. Ohne aussagekräftige Messdaten planen Netzbetreiber mit pauschalen Annahmen (Gleichzeitigkeitsfaktoren und Standardlastprofile) und konservativen Sicherheitsaufschlägen. Dadurch bleiben vorhandene Kapazitäten ungenutzt und der Ausbau wird teurer als nötig. Die Kosten dieser Unschärfe trägt die Allgemeinheit durch hohe Netzentgelte und einen EE-Ausbau mit gezogener Handbremse. **Standardisierung, Digitalisierung und Transparenz bilden das Fundament des zukünftigen Stromnetzes.**

3.1 Digitalisierung und Echtzeitmessung der Netze

Der Gesetzgeber sollte getreu dem Motto „digital first“ verbindliche Ziele für Digitalisierung der Netze definieren. Digitalisierung muss dazu führen, dass vorhandene Netzkapazitäten besser genutzt und pauschale Sicherheitsannahmen schrittweise durch belastbare Netzdaten ersetzt werden.

Das betrifft insbesondere die Beobachtbarkeit von Netzzuständen in Echtzeit und die kontinuierliche Auslastungsprognose. Dazu gehört insbesondere der gezielte Einsatz hochauflösender und zeitsynchroner Messtechnik an system-, einspeise- und engpassrelevanten Knoten des Hoch- und Mittelspannungsverteilnetzes. Phasor Measurement Units (PMU) beziehungsweise für Verteilnetze geeignete Micro-PMU können Spannungszeiger, Stromzeiger und Frequenz zeitlich synchronisiert erfassen. Moderne Software kann die Rechendauer für komplexe Lastflussanalysen gegenüber den bisherigen Systemen um 99 Prozent reduzieren.[4] Diese Software kann auch für eine zeitreihenbasierte

[3] Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (konsolidiert).

[4] Energate (22.10.2026): Digitalisierung: Envelio reduziert Netzberechnungen.

Netzverträglichkeitsprüfung – die Grundlage für dynamische FCA – eingesetzt werden. Der Einsatz sollte im ersten Schritt auf Umspannwerke, stark ausgelastete Netzabschnitte sowie Netzregionen mit hoher und volatiler Einspeisung aus erneuerbaren Energien konzentriert werden. Dabei sind bundesweit einheitliche Anforderungen an Datenformate, Schnittstellen und IT-Sicherheit vorzusehen.

Die Bundesnetzagentur überarbeitete im Februar 2026 die Festlegung zur Datenerhebung für Verteilnetzbetreiber (VNB).[5] Durch diesen wichtigen ersten Schritt wird eine Datengrundlage zur Leistungsfähigkeit und Digitalisierung der Netze geschaffen. Der Blick in die Erhebung aus dem Jahr 2026 zeigt jedoch ernüchternd, dass die Beobachtbarkeit von Netzzuständen gerade in den niedrigen Netzebenen ausgesprochen schlecht ist.[6] Für die Mehrheit des Niederspannungsnetzes werden null Prozent der Netzzustandsdaten echtzeitnah zentral erfasst. 85 Prozent der Netzbetreiber aller Spannungsebenen nutzen keine Software zur automatisierten Netzplanung. Gleichzeitig betonen Forschende, Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber die Notwendigkeit und das Einsparpotenzial durch Maßnahmen, die zwingend auf einer umfassenden Digitalisierung der Netze aufbauen, beispielsweise für den kurativen Redispatch[7] und das Freileitungsmonitoring[8], digitale Zwillinge[9] oder flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA). Einen ökonomischen Anreiz oder ordnungspolitischen Druck zur Digitalisierung der Netze gibt es bislang nicht oder nicht in ausreichendem Maße.

Der BWE fordert konkrete und ambitionierte Meilensteine zur Beobachtbarkeit der Netzauslastung. Die echtzeitnahe Beobachtung der Netzzustände, die automatisierte Auslastungsprognose und Netzplanung sollten bis 2030 in der Hoch- und Mittelspannung vollständig umgesetzt werden. Netzgebiete, die in den Netzausbauplänen als Engpassgebiete ausgewiesen sind, sind prioritär zu digitalisieren. Der Gesetzgeber könnte die Fristen wie in § 45 MsbG definieren und die Netzbetreiber zur Abstimmung einheitlicher Standards verpflichten, wie in § 17e EnWG-E des Netzanschlusspakets.

Die BNetzA adressiert einige finanzielle Fehlanreize im sogenannten NEST-Prozess. Die Notwendigkeit von gesetzlichen Meilensteinen besteht auch nach den darin enthaltenen Festlegungen zur Datenerhebung[10] vom 26. Februar 2026 und zur Energiewendekompetenz[11] vom 13. Juli 2026 fort, da sich die BNetzA bewusst gegen finanzielle Anreize für Digitalisierungsmaßnahmen entschieden hat. Darüber hinaus regt der Verband die BNetzA jedoch an, auch finanzielle Anreize nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5, 10 EnWG einzuführen (siehe Kapitel 7). Wenngleich die Festlegungen der BNetzA in die richtige Richtung gehen, zeigt der missliche Status Quo, dass betriebswirtschaftliche Anreize das Verhalten der Verteilnetzbetreiber am effektivsten steuern.

---

[5] Bundesnetzagentur (02/2026): Festlegung GBK-26-02-1#1 der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzleistungsfähigkeit im Strombereich.

[6] Zerres (05/2026): Vortrag bei der Göttinger Energietagung 2026.

[7] Amprion (2025): Mit „KuPilot“ Redispatch-Kosten senken.

[8] Glaum/Hofmann (2023): Leveraging the existing German transmission grid with dynamic line rating, Applied Energy, Volume 343.

[9] E.ON (07/2025): Digitaler Zwilling für das deutsche Verteilnetz.

[10] Bundesnetzagentur (02/2026): Festlegung GBK-26-02-1#1.

[11] Bundesnetzagentur (06/2026): Festlegung GBK-24-02-1#4 der künftigen methodischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung für die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen.

3.2 Vereinfachung und Standardisierung von Prozessen und Betriebsmitteln

Der Gesetzgeber sollte Netzbetreiber zur Anwendung vereinfachter, harmonisierter Standards verpflichten. Daten sollten nach dem Once-only-Prinzip nur einmal bereitgestellt werden müssen und anschließend über standardisierte Schnittstellen zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren ausgetauscht werden können.

Die Vielzahl individueller Lösungen der Netzbetreiber verlangsamt den Netzanschluss und den Netzausbau und verteuert beide. Der Verweis auf netztopologisch einmalige Rahmenbedingungen mag in seltenen Einzelfällen zutreffen – bei der überwiegenden Mehrheit sind individuelle Lösungen aber nicht zielführend und verhindern kostensenkenden Skaleneffekte. Gerade im Bereich der über 750 kleineren Netzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden sind die Kooperationspotenziale enorm.[12]

Der BWE fordert daher verbindliche Standards in fünf Bereichen:

- Daten und Schnittstellen, beispielsweise in der Netzbetriebsführung oder im Kontext Redispatch 2.0
- Prozesse und Berechnungen zur Inbetriebnahme und Netzverträglichkeitsprüfung
- Anschlussbedingungen: möglichst bundeseinheitliche Technische Anschlussbedingungen (TAB)
- Standardisierte oder modularisierte Netzbetriebsmittel, z. B. das „Deutschland-Umspannwerk“
- gemeinsame Beschaffung von technischen Komponenten und IT-Lösungen, insbesondere bei kleinen Verteilnetzbetreibern

Die Umsetzung der Standardisierung sollte themenspezifisch erfolgen. Mitunter muss der Gesetzgeber keine spezifischen Standards, sondern Ziele und verbindliche Fristen definieren. Während TAB analog zu den Technischen Anschlussregeln (TAR) vom VDE FNN koordiniert werden könnten, sind einheitliche Prozesse und Datenformate mitunter gesetzlich oder durch BNetzA-Festlegungen zu regeln. Beispielhaft zu nennen ist die Vorgabe zur Digitalisierung von Netzanschlussbegehren in § 17e Abs. 3 EnWG des Entwurfs des Netzanschlusspakets. Prozesse wie der Netzanschluss und Redispatch 2.0 betreffen Anschlussnehmer unmittelbar und sollten in einem gemeinsamen Prozess ausgestaltet werden.

3.3 Zentrale Plattform für Netzdaten und Netzplanung

Der Gesetzgeber sollte die bestehende gemeinsame Internetplattform der Verteilnetzbetreiber zu einer zentralen Plattform für standardisierte Netzdaten und Betriebsprozesse weiterentwickeln. Mit § 14e EnWG sind die Verteilnetzbetreiber bereits seit dem 1. Januar 2023 verpflichtet, eine gemeinsame Internetplattform zu betreiben. Die Plattform „VNBdigital“ dient bislang vor allem als Wegweiser zum zuständigen Netzbetreiber, als Veröffentlichungsort für Regionalszenarien und Netzausbaupläne sowie seit 2025 für die Technischen Anschlussbedingungen. Die eigentlichen Daten und Prozesse bleiben jedoch auf über 850 Netzbetreiber verteilt. Nach § 17c EnWG-E des Netzanschlusspakets sollen Netzbetreiber individuelle Netzkarten mit verfügbaren Netzanschlusskapazitäten veröffentlichen. Aus Sicht des BWE sollte diese Karte erweitert, vereinheitlicht und zentralisiert werden.

[12] BET (04/2026): Kooperationen von Verteilnetzbetreibern. VNB-Roadmap 2045, im Auftrag des VKU.

Der BWE fordert eine bundeseinheitliche Netzkarte, die einerseits technologiescharf verfügbare und reservierte Netzanschlusskapazitäten und andererseits geplante Netzausbaumaßnahmen inklusive des Inbetriebnahmedatums des Netzabschnittes und der Kapazitätserhöhung abbildet. Die Hochspannungsebene ist bereits für Projekte ab 20 MW zentral und muss zwingend integriert werden. Die Netzausbaupläne (NAP) der Verteilnetzbetreiber mit über 100.000 Kunden basieren laut eigenen Angaben auf Prognosen für den Last-, Speicher- und EE-Ausbau. Sie berücksichtigen reservierte Kapazitäten und geplante Projekte und listen konkrete Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen auf. Diese Informationen sind also vorhanden und sollten maschinenlesbar veröffentlicht werden. Die Berechnungsgrundlage und der Aktualisierungsrhythmus sind, wie in Kapitel 3.2 beschrieben, zu vereinheitlichen. Auf Grundlage der echtzeitnahen Netzberechnung sollten auch flexibel verfügbare Kapazitäten ausgewiesen werden, aus denen Potenziale für technologieübergreifende Co-Location-Projekte ersichtlich werden.

Darüber hinaus sollten reservierte Kapazitäten ohne Projektreife regelmäßig überprüft und gegebenenfalls freigegeben werden. Dabei sind Härtefälle und Projektverzögerungen, die nicht vom Projektierer oder Anlagenbetreiber verschuldet sind, auszunehmen. Dadurch können Verteilnetzbetreiber ihrer Pflicht zum vorausschauenden Netzausbau nachkommen. Der BWE und BEE haben bereits umfassende Vorschläge für einen praxistauglichen Reservierungsmechanismus veröffentlicht.[13] [14]

4 Optimierung – Bestandsnetz besser ausnutzen

4.1 Verpflichtende Anwendung der Spitzenkappung

Der Gesetzgeber sollte die bislang optionale Spitzenkappung im Verteilnetz zu einem verpflichtenden Bestandteil der kosteneffizienten Netzplanung machen. Die Energiewende baut vor allem auf dargebotsabhängige Erzeugungstechnologien wie Windenergie und Photovoltaik. Das Stromnetz muss umfassend digitalisiert, optimiert und ausgebaut werden, um die Elektrifizierung sowie eine zunehmend dezentrale Erzeugung, Verteilung und Entnahme zu ermöglichen. Allerdings ist der Ausbau der Netze „bis zur letzten Kilowattstunde“ volkswirtschaftlich ineffizient. Sowohl europäisches als auch deutsches Recht sehen daher vor, dass Netzbetreiber in ihrer Netzplanung fünf bzw. drei Prozent der prognostizierten Erneuerbaren Stromerzeugung nicht berücksichtigen müssen. Diese sogenannte Spitzenkappung ist für Netzbetreiber in Deutschland freiwillig. Eine Erhebung der Bundesnetzagentur zeigt, dass nur sechs der 82 Verteilnetzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden die Spitzenkappung anwenden – und das auch nur in vorrangig ländlichen Teilen ihrer Netzgebiete.[15]

Der BWE fordert daher, Netzbetreiber per Gesetz zur Anwendung der kosteneffizienten Spitzenkappung auf Basis einer zeitreihenbasierten Netzanalyse zu verpflichten. Dies umfasst sowohl die Anwendung nach § 11 Abs. 2 EnWG als auch die vorausschauende Netzplanung nach § 14 d EnWG. Die Nichtanwendung ist zu begründen. Dabei sollten unter anderem die Gleichzeitigkeit der erneuerbaren Stromerzeugung, Speicherpotenziale und sonstige Einspeiserestriktionen durch flexible

[13] BWE (09/2026): Stellungnahme zum Kabinettsbeschluss des Netzanschlusspakets.

[14] BEE (06/2025): Positionspapier “Reservierung von Netzanschlussleistung – Planbar. Schnell. Einheitlich.”.

[15] Bundesnetzagentur (08/2025): Auslastung und Betrieb des Verteilnetzes. Zustand und Ausbau 2024.

Netzanschlussvereinbarungen oder die Wirkleistungsbegrenzung angemessen berücksichtigt werden. Der entsprechende VDE-Hinweis[16] muss hierzu zunächst aktualisiert werden.

In den nächsten 15 Jahren werden die Netzkosten aufgrund des hohen Investitionsbedarfs zunächst steigen. Für den Wirtschaftsstandort Deutschland ist eine günstige Stromversorgung jedoch essenziell. Deshalb sollten alle kostensparenden Maßnahmen genutzt werden, die dem Ausbau Erneuerbarer Energien nicht im Wege stehen. Eine Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums zeigt, dass der Netzausbaubedarf durch eine Spitzenkappung von drei Prozent halbiert werden kann.[17] Die Einführung der freiwilligen Spitzenkappung am 30. Juli 2016 konnte die erhoffte Wirkung nicht entfalten, weshalb es der Verpflichtung bedarf.

4.2 Verpflichtende Anwendung des NOXVA-Prinzips am Beispiel des Freileitungsmonitorings

Der Gesetzgeber sollte dringend sicherstellen, dass Netzbetreiber bestehende Optimierungs- und Flexibilisierungspotenziale vorrangig gemäß des NOXVA-Prinzips (Netzoptimierung vor Flexibilitäten vor Verstärkung vor Ausbau) nutzen. Es ist richtig, dass massive Investitionen in die Verteil- und Übertragungsnetze getätigt werden müssen, um die sektorenübergreifende Energiewende, Elektrifizierung und Digitalisierung zu bewältigen. Die NOXVA-Richtschnur zeigt allerdings, dass die bestehende Infrastruktur durch Optimierung und Flexibilitäten stärker ausgelastet werden kann und kostengünstiger ist als reiner Netzausbau. Gerade vor dem Hintergrund knapper Netzanschluss- und Transportkapazitäten sowie des systematischen Hinterherhinkens des Netzausbaus muss das NOXVA-Prinzip im Mittelpunkt des Verteilnetzpakets stehen, um das Verteilnetz auch kurzfristig zu entlasten. Beispiele hierfür sind das Freileitungsmonitoring und die Möglichkeit netzdienliche Speicher auszuschreiben.

Auch hier zeigt der Blick in die Praxis, dass wesentliche Potenziale nicht genutzt werden. Beispielsweise wenden nur 19 von 62 Verteilnetzbetreibern mit Hochspannungsnetz den witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb (WAFB, auch Freileitungsmonitoring) an, obwohl dieser die Übertragungskapazität bestehender Freileitungen zeitweise um bis zu 50 Prozent erhöhen kann.

Freileitungen werden ohne Berücksichtigung aktueller Witterungsdaten auf der Grundlage konservativer Umgebungsbedingungen betrieben. Maßgeblich für ihre Strombelastbarkeit ist insbesondere die zulässige Leitertemperatur: Während Stromfluss und Sonneneinstrahlung das Leiterseil erwärmen, wird es durch Wind und niedrigere Umgebungstemperaturen gekühlt. Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb erfasst diese Einflüsse durch Wetter- und gegebenenfalls Leitungsdaten und ermittelt daraus die aktuell zulässige Strombelastbarkeit. Bei günstigen Witterungsbedingungen kann dadurch deutlich mehr Strom transportiert werden als unter den konservativen Standardannahmen. Gerade in windreichen Zeiten besteht dabei eine hohe zeitliche Korrelation zwischen zusätzlicher Windstromeinspeisung und der kühlenden Wirkung des Windes auf die Leiterseile.

---

[16] VDE FNN (03/2017): Hinweis zur Spitzenkappung mehr Flexibilität in der Netzplanung.

[17] E-Bridge/IAEW/OFFIS (09/2014): „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), S.76.

Eine aktuelle Studie berechnet für winddominierte Höchstspannungsleitungen eine Reduzierung der Redispatch-Menge um 95 Prozent.[18] Eine weitere Studie beziffert das Einsparpotenzial bei den Systemkosten durch Freileitungsmonitoring in einem vollständig dekarbonisierten Stromsystem auf 5,5 Prozent der Systemkosten beziehungsweise vier Milliarden Euro pro Jahr.[19] Zum Vergleich: 2025 erhielten Betreiber von EE-Anlagen 433 Millionen Euro Entschädigung für Redispatch-Maßnahmen.[20]

Der VDE FNN hat bereits im August 2021 einen umfassenden Umsetzungshinweis zum WAFB veröffentlicht. Dieser beschreibt die anerkannten Berechnungsmodelle, die Erfassung von Witterungs- und Leitungsdaten, die Einbindung in das Leitsystem sowie die erforderlichen Prüfungen der Leitungen und Betriebsmittel. Netzbetreibern steht damit ein praxisnaher und technisch konkretisierter Handlungsrahmen zur Verfügung. Zeitaufwendige Planfeststellungsverfahren sind für die Einführung des WAFB grundsätzlich nicht erforderlich, da die bestehende Leitung nicht baulich erweitert, sondern betriebsseitig optimiert wird. Im Vergleich zum Neubau oder zur Verstärkung von Leitungen ist die Maßnahme regelmäßig schnell und kostengünstig umsetzbar.

Dass dieses technisch etablierte Instrument dennoch nur begrenzt eingesetzt wird, weist auf unzureichende regulatorische Anreize hin. Der Gesetzgeber sollte deshalb sicherstellen, dass Netzbetreiber den Einsatz des WAFB bei bestehenden oder absehbaren Netzengpässen im Sinne des NOXVA-Prinzips verbindlich prüfen und geeignete Leitungsabschnitte vorrangig damit ausstatten, bevor kosten- und zeitintensivere Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen ergriffen werden.

Offensichtlich sind Anreize zur Anwendung des Freileitungsmonitorings beziehungsweise des NOXVA-Prinzips in der aktuellen Erlössystematik der Netzbetreiber nicht oder nicht ausreichend gegeben. **Der BWE fordert die konsequente Anwendung des NOXVA-Prinzips.** Konkret sollte der Gesetzgeber unter anderem eine verpflichtende gesetzliche Anwendung des Freileitungsmonitorings einführen oder die gesetzlichen Vorgaben zur Anreizregulierung in §21a EnWG anpassen. Optimierungsmaßnahmen sollten primär in den Engpassregionen ausgerollt werden, welche VNB nach § 14d EnWG im Zuge der Netzausbaupläne veröffentlichen müssen. Neben dem Freileitungsmonitoring sind auch der kurative Redispatch und die Ausschreibung von netzdienlichen Batteriespeichern nach §11a EnWG zu nennen.

5 Flexibilitäten – Stromnutzung vor dem Netzverknüpfungspunkt

5.1 Recht auf Netzanschluss bei Überbauung schaffen

Der Gesetzgeber sollte ein Recht auf Überbauung für Anlagenbetreiber einführen. Die Überbauung bestehender Netzverknüpfungspunkte und der Zubau erzeugungs- und lastnaher Batteriespeicher können die vorhandene Netzinfrastruktur deutlich effizienter nutzen. Gerade angesichts knapper Netzanschlusskapazitäten kann diese Maßnahme kurzfristige Entlastungen bringen. Regierung und Opposition erkannten dieses Potenzial und beschlossen daher Anfang 2025 die Einführung von § 8a EEG „Flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA)". Nach fast zwei Jahren hat sich die gesetzliche Kann-Regelung jedoch als unzureichend erwiesen. Die Anlagenbetreiber brauchen ein Wahlrecht auf FCAs,

[18] Pant/Hamacher/Tonkoski Jr. (2026): Dynamic Line Rating and residual congestion: Implications for storage sizing and availability.

[19] Glaum/Hofmann (2023): ebd.

[20] Bundesnetzagentur (2026): Redispatch-Maßnahmenvolumen im Gesamtjahr 2025 stabil.

um dieses branchenübergreifend gewünschte Instrument flächendeckend anwenden zu können. Erneuerbare und Netzbetreiber arbeiten derweil mit Hochdruck an standardisierten Musterverträgen, da frei verhandelte FCA in den vorherrschenden Machtasymmetrien oft nicht zu wirtschaftlichen Projekten führen. Ein für Anlagenbetreiber verpflichtender Abschluss von FCAs nach dem Wunsch des Netzbetreibers, wie im Gesetzesentwurf des Netzanschlusspakets für das Übertragungsnetz vorgesehen, ist dagegen keine Lösung, da dieser als Verhinderungsinstrument missbraucht werden kann.

als unzureichend erwiesen. Die Anlagenbetreiber brauchen ein Wahlrecht auf FCAs, um dieses

branchenübergreifend gewünschte Instrument flächendeckend anwenden zu können.

5.2 Redispatch 2.0 vereinfachen – Einspeisung statt Erzeugung steuern

Der Gesetzgeber sollte klarstellen, dass sich die Regelung beim Redispatch 2.0 auf die Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt bezieht und nicht auf die Stromerzeugung. Die Bundesregierung betont neben dem Bekenntnis zur Energiewende zu Recht deren Bezahlbarkeit. Auch wenn die Redispatch-Kosten nur einen kleinen Teil der Systemkosten ausmachen, gibt es einfach umsetzbare Maßnahmen, um diese Kosten zu senken, ohne den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu gefährden. Konkret könnten co-located Batteriespeicher den Strom aus Wind- und PV-Anlagen in Zeiten von Netzengpässen vor dem Netzverknüpfungspunkt zwischenspeichern und zu einem späteren Zeitpunkt ohne Netzengpässe ins Netz ausspeisen. Dadurch werden Redispatch-Kosten reduziert, Strompreise bei der Rückspeisung reduziert und klimaschädliche konventionelle Stromerzeugung verdrängt.

Der Bundestag hat die Nutzung des nicht eingespeisten Stroms bereits adressiert, indem § 13a EnWG seit Dezember 2025 explizit auf Artikel 13 Absatz 6 Buchstabe c der Verordnung (EU) 2019/943[21] verweist. Dieses ohnehin unmittelbar geltende Recht sieht die Abregelung von selbst erzeugter Elektrizität, die nicht ins Netz eingespeist wird, ausdrücklich als letztes Mittel zur Lösung von Netzsicherheitsproblemen vor. Technisch könnten andere Erzeugungsanlagen ohne co-located Batteriespeicher abgeregelt werden und der Eigenverbrauch geschützt werden. In der Praxis lehnen Netzbetreiber Anschlusskonzepte von Batteriespeichern ab, die eine Zwischenspeicherung bei Redispatch-Maßnahmen vorsehen. Zur Begründung wird unter anderem auf den Wortlaut in § 13a EnWG verwiesen, der von der Anpassung „Wirkleistungserzeugung“ spricht.

Der BWE fordert eine gesetzliche Klarstellung in §§ 13, 13a und 14 EnWG, wonach die „Wirkleistungseinspeisung“ am Netzverknüpfungspunkt geregelt werden sollte. Trotz des ohnehin geltenden europarechtlichen Schutzes hilft diese Klarstellung in der Praxis, systemdienliche Speicherkonzepte umzusetzen. Ferner sollte die BNetzA die Einhaltung dieser gesetzlichen Vorgabe stärker prüfen und gegebenenfalls sanktionieren. Zur Vertiefung und der konkreten Formulierung verweisen wir auf das ausführliche Positionspapier zur Steuerung der „Einspeisung“.[22]

[21] Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (konsolidiert).

[22] BWE (10/2026): Positionspapier „Steuerung der ‚Einspeisung‘ statt der ‚Erzeugung‘ im Redispatch“.

5.3 § 13k EnWG auf Grundlage der Erprobungsphase überarbeiten

Der Gesetzgeber sollte §13k EnWG („Nutzen statt Abregeln“) überarbeiten. Das Gesetz wurde eingeführt, um prognostizierte Redispatch-Abregelungen in sogenannten Entlastungsregionen durch zusätzliche Lasten zu nutzen. Dadurch soll die flexible Nutzung von Grünstrom angereizt und Redispatch-Kosten reduziert werden. Dabei hätten in den ersten 14 Monaten fünf Terrawattstunden genutzt werden können. Der erste und einzige berechtigte Teilnehmer – eine Power-to-Heat-Anlage in Hamburg – nutzte davon gerade einmal 0,06 Prozent oder 0,003 Terrawattstunden. Bereits im Januar 2026 stellten die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ihre Zwischenergebnisse vor.[23] Sie machten deutlich, dass es zahlreiche Interessenten gab, die jedoch aufgrund restriktiver und bürokratischer Anforderungen sowie unattraktiver Preisen von der Teilnahme am § 13k-Markt absahen.

Der Spielraum der ÜNB zur Verbesserung des Instruments „Nutzen statt Abregeln“ ist begrenzt auf die jährliche Anpassung des Mindestpreises. Es liegt demnach am Gesetzgeber und der Bundesnetzagentur, § 13k EnWG beziehungsweise die Festlegung der Zusätzlichkeitskriterien zu entbürokratisieren und zu lockern, damit die Nachfrage nach Abregelungsstrommengen in Entlastungsregionen steigen und das Instrument einen volkswirtschaftlichen Nutzen entfalten kann.

Der BWE fordert, die Möglichkeiten zur Überarbeitung im Zusammenspiel mit den Übertragungsnetzbetreibern zu prüfen. Dazu sollte das Präqualifikationsverfahren vereinfacht werden und die Verpflichtung für Anlagenbetreiber, mit allen Anlagen an „Nutzen statt Abregeln“ teilzunehmen, entfallen. Gleichzeitig zeigen die Zahlen der Bundesnetzagentur, dass die Redispatchmengen im Verteilnetz im zweiten Quartal 2026 erstmals die Mengen aus dem Übertragungsnetz übertrafen. Dieser Trend wird sich absehbar fortsetzen, weshalb nach der Korrektur des Grundmodells auch ein Rollout auf die Verteilnetzebene geprüft werden sollte.

5.4 Europäische Entwicklungen zur Absicherung der Kundenanlage und Direktleitung

Im Kontext der sogenannten **Kundenanlage** ergeben sich seit dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 28. November 2024 (C-293/23)[24] neue Herausforderungen, da der EuGH den Begriff der „Verteilung“ (also des regulierten Netzbetriebs) sehr weit ausgelegt hat. Nach dieser Auslegung des EuGH darf die Frage, ob ein zu regulierender Netzbetrieb vorliegt, nur anhand der Merkmale Spannungsebene und Kundeneigenschaft bewertet werden. Die deutsche Regelung zur Kundenanlage in § 3 Nr. 65, 66 EnWG ist somit unionsrechtswidrig, da sie Ausnahmen der Netzregulierung an europarechtlich unzulässige Kriterien wie Distanz und Wettbewerbserheblichkeit knüpft. Für Bestandsanlagen, die bis zum 23. Dezember 2025 angeschlossen wurden, gilt nach § 118 Abs. 7 EnWG eine Übergangsfrist bis Ende 2028. In dieser Zeit sollen neue technische oder gesetzliche Lösungen entwickelt werden. Auf das Rechtsinstitut der Kundenanlage kann der gemeinsame Anschluss von Erzeugungsanlagen und Stromabnehmern vor dem Netzverknüpfungspunkt einstweilen nicht rechtssicher gestützt werden.

---

[23] 4ÜNB (01/2026): Informationsveranstaltung zur Vorstellung des Zielmodells ab 01.10.2026. „Nutzen statt Abregeln“ gem. § 13k EnWG.

[24] EuGH, Urt. v. 28.11.2024, C-293/23, ECLI:EU:C:2024:992 – *ENGIE Deutschland*

Dabei ist die Kundenanlage ein zentrales Instrument für die Energiewende vor Ort. Da sie nicht als reguliertes Netz gilt, entfallen für den darin gelieferten Strom Netzentgelte und netzbezogene Umlagen. Außerdem gelten für die Betreiber nicht die Pflichten eines Netzbetreibers. Erst dadurch wird die direkte Belieferung von Gewerbe, Industrie und Quartieren mit Wind- und Solarstrom praktikabel. Zudem lassen sich Erzeugung, Speicher und Verbrauch hinter einem Netzverknüpfungspunkt bündeln. Das entlastet das öffentliche Netz, vermeidet Abregelungen und stärkt die Akzeptanz vor Ort. Diese Spielräume sollten daher so weit wie möglich erhalten und genutzt werden.

Auf EU-Ebene wird im *European Grids Package* (dazu ausführlich unter 6.2) derzeit zwischen den Gesetzgebungsorganen eine Absicherung des deutschen Konstrukts der Kundenanlage in Artikel 38 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (EBM-RL)[25] verhandelt.[26] Sobald die Schaffung einer tauglichen europäischen Rechtsgrundlage bis voraussichtlich Ende 2026 abgeschlossen ist, könnten die Regelungen für die Kundenanlage im EnWG (ggfs. nach einer Anpassung durch den nationalen Gesetzgeber) wieder rechtssicher angewendet werden. **Der BWE fordert den Gesetzgeber auf, die Kundenanlage unverzüglich an die neuen EU-Vorgaben anzupassen und mögliche neue Spielräume umfassend zu nutzen.**

In seiner Entscheidung zur **Direktleitung** aus einem lettischen Vorabentscheidungsverfahren im September 2026 hat der EuGH den Begriff der Direktleitung weit ausgelegt und damit umfassenden Handlungsspielraum für Stromnutzung vor dem Netzverknüpfungspunkt durch Direktleitungen ermöglicht.[27] Nach der Auslegung des EuGH ist eine Direktleitung nicht nur eine Leitung, die einen Kunden mit einer Erzeugungsanlage verbindet, sondern auch die Belieferung mehrere Kunden über diese Leitung ist erfasst. Darüber hinaus darf die Direktleitung oder der Kunde auch mit dem Verteilnetz (Reserveanschluss) verbunden sein. All diese Konstellationen hindern die Einstufung als Verteilnetz nach Auslegung des EuGH nicht, solange es sich nicht um eine Zwischenschaltung des Verteilnetzes handelt. **Der nun klargestellte Spielraum bei der Direktleitung sollte auf nationaler Ebene unbedingt in der Praxis ausgeschöpft werden.**

5.5 Einspeiseinfrastruktur ermöglichen

Der BWE fordert, die Nutzung hybrider Netzanschlusskonzepte durch eine Klarstellung des Netzbegriffs im EnWG zu erleichtern. Neben der Kundenanlage besteht für die Windenergie weiterhin Bedarf, einen rechtssicheren Rahmen für Leitungsinfrastrukturen vor dem Netzverknüpfungspunkt zu etablieren, der diese eindeutig als nicht zum regulierten Netz gehörig einordnet. Da der Netzbegriff im EnWG aktuell sehr weit gefasst ist, kann bis auf wenige Ausnahmen nahezu jegliche Leitungsinfrastruktur, über die Strom an Dritte verteilt wird, als Energieversorgungsnetz eingestuft werden – selbst wenn diese Dritten keine Letztverbraucher, sondern Betreiber von Energiespeichern im Sinne des § 3 Nr. 36 EnWG sind. In der Folge können Anlagenbetreiber, die beispielsweise Ladesäulen oder Energiespeicheranlagen anderer Betreiber an die eigene Leitung zum Netzanschlusspunkt

[25] Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (konsolidiert).

[26] Zu den Positionen von Rat und Parlament siehe Verhandlungsmandat des Europäischen Parlaments zum EU Grids Package (Permitting Directive) vom 02. Juli 2026; Allgemeine Ausrichtung des Rats der Europäischen Union zum EU Grids Package (Permitting Directive) vom 23. Juni 2026.

[27] EuGH, Urt. v. 17.09.2026, verb. Rs. C-722/24 und C-756/24, ECLI:EU:C:2026:766, Rn. 45 ff. – *Elektro bizness u.a.*

anschließen, rechtlich als Netzbetreiber eingestuft werden. Damit gehen umfassende Pflichten – beispielsweise zum Netzausbau, Netzanschluss oder Systemverantwortung – einher, die in keinem angemessenen Verhältnis zur Funktion dieser Leitungen stehen. Gerade diese Konzepte sparen Netzausbaukosten und fördern die Sektorenkopplung. Die regulatorische Unsicherheit bremst Investitionen in diese Projekte bisher leider aus.

Der BWE fordert daher zwei Anpassungen im EnWG, um die Einspeiseinfrastruktur vom regulierten Netzbetrieb auszunehmen. Zur Vertiefung verweist der BWE auf sein Positionspapier zur Einspeiseinfrastruktur.[28]

Konkret: Der BWE fordert die Anpassung des § 3 EnWG (**neuer Text in fett**):

„§ 3

[…]

37. Energieversorgungsnetze

Elektrizitätsversorgungsnetze und Gasversorgungsnetze über eine oder mehrere Spannungsebenen oder Druckstufen mit Ausnahme von Kundenanlagen im Sinne der Nummern 65 und 66, ***Anlagen zur direkten Verbindung von Einrichtungen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbarer Energie, Energiespeicheranlagen und/oder Ladepunkten vor ihrem jeweiligen Netzverknüpfungspunkt*** *sowie, im Rahmen von Teil 5 dieses Gesetzes, Wasserstoffnetze,*

[…]

108. Verteilung

der Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niederer Spannung über Elektrizitätsverteilernetze oder der Transport von Gas über örtliche oder regionale Leitungsnetze, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Belieferung der Kunden selbst ***oder der Transport von Elektrizität zur Ermöglichung der netzvorgelagerten Versorgung von Energiespeicheranlagen und Ladepunkten****; dabei dienen auch solche Netze der Verteilung von Gas, die über Grenzkopplungspunkte verfügen, über die ausschließlich ein anderes, nachgelagertes Netz aufgespeist wird, […]“*

5.6 Nachbarbelieferung (Abnahme in unmittelbarer räumlicher Nähe)

Der Gesetzgeber sollte die Einschränkung der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ bei der Definition der Direktvermarktung in § 3 Nr. 16 und § 21b Abs. 4 Nr. 2 a) EEG streichen. EEG-Anlagen müssen ganz oder teilweise einer Vermarktungsform (z. B. der Marktprämie) zugeordnet werden, was jeweils nur zum Ersten eines Monats geändert werden kann (§ 21b EEG). Hiervon gibt es mit der Nachbarbelieferung aber eine wichtige Ausnahme, die es erlaubt, den erzeugten EE-Strom unbürokratisch und ohne, dass die Vermarktungsform geändert und Fristen eingehalten werden müssten, an Dritte abzugeben. Voraussetzung hierfür ist, dass die Abnehmer den Strom in unmittelbarer Nähe zur Anlage verbrauchen, der Strom nicht durch ein Netz geleitet wird, und kein Fall der

[28] BWE (01/2026): Positionspapier „Einspeiseinfrastruktur: Investitionen ermöglichen, Kosten senken“.

Einspeisevergütung vorliegt (§ 21b Abs. 4 EEG). Auf diese Weise können vor Ort befindliche Stromabnehmer einfach und flexibel mit Strom versorgt werden. Der Überschuss kann mittels der für die Anlage gewählten Vermarktungsform, also z. B. geförderter oder sonstiger Direktvermarktung, weitervermarktet werden. Da das öffentliche Netz nicht beansprucht wird, ergeben sich zudem auch Einsparpotenziale beim lokalen Netzausbau.

Problematisch ist allerdings der auslegungsbedürftige, unbestimmte Rechtsbegriff der *unmittelbaren räumlichen Nähe*. Es ist häufig unklar, ob diese im Einzelfall gegeben ist oder nicht, beispielsweise wenn Hindernisse wie Straßen und Kanäle vorhanden sind. Dies hemmt die Nutzbarkeit der Vorschrift.

Die Definition in § 3 Nr. 16 und § 21b Abs. 4 Nr. 2 a) EEG sollte dahingehend angepasst werden, dass das Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ gestrichen wird. Es ist unklar, was mit dieser räumlichen Einschränkung bezweckt wird. Aus Sicht des Stromnetzes und -marktes ist es unerheblich, in welcher physischen Distanz Erzeuger und Abnehmer sich befinden, solange der Strom in beiden Fällen nicht durch ein Netz geleitet wird. Die Baukosten und Leitungsverluste sorgen ohnehin für einen starken Anreiz, die Nachbarbelieferung über eine möglichst kurze Distanz durchzuführen. Da es den Anwendungsbereich der Nachbarlieferung deutlich einschränkt und keinen ersichtlichen Sinn hat, spricht sich der BWE in seinem Positionspapier zur Industriebelieferung[29] dafür aus, dieses Erfordernis ersatzlos zu streichen, sodass im Wesentlichen nur noch die Nichtdurchleitung durch das Netz relevant ist.

6 (Netz-)Verstärkung – Genehmigungsverfahren beschleunigen

6.1 Beschleunigung von Ertüchtigungsmaßnahmen im EnWG und UVPG

Die nachfolgenden Vorschläge sind bereits bestehende Forderungen des BWE und finden sich in einem gemeinsamen Positionspapier des BWE und des VKU zur Beschleunigung der Ertüchtigung der Verteilnetze.[30] Zuletzt zeigte die Eröffnung der Industrieleitung Salzgitter, welches Tempo möglich ist: Eine zehn Kilometer lange 380-kV-Freileitung konnte in enger Abstimmung mit den Behörden einschließlich Planung, Genehmigung und Realisierung in fünf Jahren umgesetzt werden. Diese Geschwindigkeit gilt es in der 110-kV-Ebene erst recht zu erreichen.

6.1.1 Anpassung der Schwellenwerte in § 43 EnWG und der Anlage 1 Abschnitt 19 des UVPG

Der Gesetzgeber sollte die Schwellenwerte für die Ausnahme vom Planfeststellungsverfahren in § 43 EnWG anheben. Daraus folgend müssen auch die Schwellenwerte im Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) für die Durchführung einer UVP-Vorprüfung angepasst werden. Kleine Erweiterungen von Leitungen, die dem Anschluss von EE-Anlagen dienen, haben in der Regel keine so erheblichen Auswirkungen, dass sie eines förmlichen Planfeststellungsverfahrens bedürften, anders als andere Vorhaben wie z. B. die Errichtung von Eisenbahnstrecken oder Flughäfen. Durch Anpassungen an den Stand der Technik und daraus folgende Masterhöhungen (siehe dazu 6.3)

[29] BWE (05/2025): Positionspapier „Stromdirektbelieferung für Unternehmen stärken“, S.11f.

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

wird regelmäßig die 200-Meter-Grenze überschritten, wonach ein aufwändiges und langwieriges Planfeststellungsverfahren notwendig wird.[31] Da die Schwellenwerte des EnWG mit der Durchführung einer UVP-Vorprüfung verknüpft sind, ist eine Anpassung im UVPG zwingend erforderlich. Die Auswirkungen kürzerer Leitungen von einer Bestandstrasse sind regelmäßig zu vernachlässigen, weshalb eine UVP-Vorprüfung nicht mehr geboten ist.

Die Ausnahme vom Planfeststellungsverfahren in § 43 EnWG für kleinere Leitungserweiterungen sollte von 200 Metern auf zehn Kilometer angepasst werden. Die Nummern 19.1.4 und 19.1.5 der Anlage 1 Abschnitt 19 des UVPG sind wegen der Änderungen in § 43 Abs. 1 EnWG zu streichen. Eine UVP-Vorprüfung entfällt damit gänzlich bei der Errichtung von Hochspannungsfreileitungen von 110 kV oder mehr mit einer Länge von bis zu zehn Kilometern, sofern sie nicht in einem Natura 2000-Gebiet liegen. Diese Änderung greift die neue Nummer 19.1.3 auf, welche wegen der Löschungen von 19.1.4 und 19.1.5 von einer allgemeinen UVP-Vorprüfung in eine standortbezogene UVP-Vorprüfung (S) geändert werden muss. Die Anpassung in 19.1.2 ist eine Folge der vorherigen Änderungen, sodass nur noch Hochspannungsfreileitungen mit einer Länge von mehr als zehn Kilometern einer allgemeinen UVP-Vorprüfung (A) unterzogen werden müssen.

Die Planungs- und Genehmigungspraxis zeigt, dass Leitungserweiterungen von bis zu zehn Kilometern regelmäßig nicht mit erheblichen Umweltauswirkungen einhergehen. Die Vorbereitung und Durchführung einer bloßen UVP-Vorprüfung belastet diese Vorhaben zeitlich und finanziell enorm, ohne wesentlichen Erkenntnisgewinn. Diese Änderung ist mit den europarechtlichen Verpflichtungen vereinbar, da für Leitungsanlagen mit einer Nennspannung von weniger als 220 kV nach den Vorgaben der UVP-Richtlinie nicht zwingend eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist.[32] Laut der Rechtsprechung des EuGH obliegt die Ausgestaltung der Prüfungen und Festlegung von Schwellenwerten den Mitgliedstaaten.[33] Wie auch die Studie der Stiftung Umweltenergierecht bestätigt, haben die Mitgliedstaaten hierbei einen weiten Ermessenspielraum.[34] Maßgebliche Grenze für die Festlegung von Schwellenwerten ist die Bewertung, ob das Vorhaben keine erheblichen nachteiligen Umweltauswirkungen hat und somit auch keiner UVP-Vorprüfung bedarf. Die Anpassung der Schwellenwerte im UVPG ist unionsrechtlich möglich.[35]

§ 43 Abs. 1 Satz 1 EnWG wird daher wie folgt geändert (neuer Text in **fett**):

> *„1. Hochspannungsfreileitungen mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt oder mehr, ausgenommen*
>
> *a) Bahnstromfernleitungen und*

[31] Bundesrat, Drucksache 385/25, S. 9, 11.

[32] Anhang I Nr. 20, Anhang II Nr. 3b) der UVP-Richtlinie (Richtlinie (EU) 2011/92/EU).

[33] EuGH, Urt. v. 21.02.2013, C-244/12, ECLI:EU:C:2013:203, Rn. 29 – *Salzburger Flughafen*.

[34] Deutinger/Sailer, Ertüchtigung des bestehenden 110-kV-Verteilernetzes, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 51 vom 30.09.2026, S. 15 f., 32 f.

[35] Ebd. S. 33.

*b) Hochspannungsfreileitungen mit einer Gesamtlänge von bis zu ~~200 Metern~~ **10 Kilometern**, die nicht in einem Natura 2000-Gebiet nach § 7 Absatz 1 Nummer 8 des Bundesnaturschutzgesetzes liegen, […].“*

§ 43 Abs. 2 Satz 1 Nr. 11 EnWG wird daher wie folgt geändert (neuer Text in **fett**):

*„11. die Errichtung und der Betrieb sowie die Änderung von Hochspannungsfreileitungen, mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt oder mehr und mit einer Gesamtlänge von bis zu ~~200 Metern~~ **10 Kilometern**, die nicht in einem Natura 2000-Gebiet nach § 7 Absatz 1 Nummer 8 des Bundesnaturschutzgesetzes liegen.“*

Anlage 1 Abschnitt 19 des UVPG wird wie folgt geändert (neuer Text in **fett**):

19.	*Leitungsanlagen und andere Anlagen*		
19.1	*Errichtung und Betrieb einer Hochspannungsfreileitung im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes mit*		
19.1.1	*einer Länge von mehr als 15 km und mit einer Nennspannung von 220 kV oder mehr,*	*X*	
19.1.2	*einer Länge von mehr als ~~15~~ **10** km und mit einer Nennspannung von 110 kV bis zu 220 kV,*		*A*
19.1.3	*einer Länge von ~~5 km~~ bis **zu 10** ~~15~~ km und mit einer Nennspannung von 110 kV oder mehr, **wenn die Hochspannungsfreileitung in einem Natura 2000-Gebiet nach § 7 Absatz 1 Nummer 8 des Bundesnaturschutzgesetzes liegt;***		~~*A*~~ ***S***
~~*19.1.4*~~	~~*einer Länge von über 200 Metern und weniger als 5 km und einer Nennspannung von 110 kV oder mehr;*~~		~~*S*~~
~~*19.1.5*~~	~~*einer Länge von bis zu 200 Metern und einer Nennspannung von 110 kV oder mehr, wenn die Hochspannungsfreileitung in einem Natura 2000 Gebiet nach § 7 Absatz 1 Nummer 8 des Bundesnaturschutzgesetzes liegt*~~		~~*S*~~

6.1.2 Erweiterung des Anzeigeverfahrens durch Anpassungen in § 43f EnWG

Der Gesetzgeber sollte das Anzeigeverfahren in § 43f EnWG auf unwesentliche Neubaumaßnahmen ausweiten, den Ermessensspielraum der Behörde durch eine gebundene Entscheidung ersetzen und eine Zustimmungsfiktion einführen. Zudem sollte der Gesetzgeber klarstellen, wann bagatellartige, instandhaltungsbedingte Ertüchtigungsmaßnahmen nicht anzeigepflichtig sind. Aktuell ist für unwesentliche Neubaumaßnahmen regelmäßig ein langwieriges und aufwändiges Planfeststellungsverfahren durchzuführen, obwohl die Änderungen so geringfügig sind, dass ein Planfeststellungsverfahren die Umsetzung verzögert und unverhältnismäßiger Aufwand ist. Die Behörden haben zudem einen Ermessenspielraum zu entscheiden, ob das Anzeigeverfahren tatsächlich

Anwendung findet, auch wenn die gesetzlichen Voraussetzungen vorliegen. Auch wenn eine Frist zur Entscheidung über das Anzeigeverfahren bereits vorgesehen ist, kommt es regelmäßig zu langen Wartezeiten, weshalb eine Zustimmungsfiktion eingeführt werden sollte. In der Praxis werden zudem bagatellartige, instandhaltungsbedingte Ertüchtigungsmaßnahmen (Instandsetzungen, Reparaturen und vergleichbare Bagatellmaßnahmen) häufig als Änderungen im Sinne des § 43f EnWG eingeordnet. Ein Beispiel ist der Austausch von Leiterseilen am Ende ihrer Lebensdauer. Damit sind sie bereits anzeigepflichtig.[36]

Durch eine Klarstellung in § 43f Abs. 1 EnWG könnten unwesentliche Errichtungen vom schnelleren Anzeigeverfahren ebenfalls profitieren. Für unwesentliche Änderungen und Erweiterungen ist das bereits ausdrücklich zulässig. Eine Erweiterung auf andere unwesentliche Handlungen ist möglich.[37]

§ 43f EnWG wird wie folgt geändert (neuer Text in **fett**):

> *„§ 43f **Errichtungen, Erweiterungen und** Änderungen im Anzeigeverfahren*
>
> *(1) Unwesentliche **Errichtungen,** Änderungen oder Erweiterungen ~~können~~ **sind** anstelle des Planfeststellungsverfahrens durch ein Anzeigeverfahren **zuzulassen** ~~zugelassen werden~~."*

In § 43f Abs. 4 EnWG wird folgender neuer Satz 5 eingefügt und die bisherigen Sätze 5 und 6 werden zu den Sätzen 6 und 7. Der neue Satz 6 (zuvor Satz 5) wird wie folgt geändert (neuer Text in **fett**):

> *„**Die Bestätigung der Freistellung von einem förmlichen Verfahren gilt als erteilt, wenn die nach Landesrecht zuständige Behörde nicht innerhalb der Frist nach Satz 4 die Durchführung eines förmlichen Verfahrens angeordnet hat**. Prüfgegenstand ist nur die jeweils angezeigte **Errichtung**, Änderung oder Erweiterung; im Falle des Absatzes 2 ~~Satz 1 Nummer 1~~ bedarf es keiner Prüfung der dinglichen Rechte anderer; im Fall der standortnahen Maständerung bleibt es unabhängig von den Vorgaben der §§ 3, 3a und 4 der Verordnung über elektromagnetische Felder und den Vorgaben der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm vom 26. August 1998 (GMBl S. 503) in der jeweils geltenden Fassung beim Anzeigeverfahren."*

In § 43f EnWG wird ein neuer Absatz 6 ergänzt (neuer Text in **fett**):

> ***„Eine bauliche Maßnahme gilt nicht als Errichtung, Änderung oder Erweiterung im Sinne des Absatzes 1, wenn diese ausschließlich der Erhaltung der Funktionsfähigkeit einer bestehenden Anlage dient. Darunter fallen insbesondere der Austausch von alten Anlagenteilen gegen baulich identische oder bauliche nicht identische, aber betrieblich und funktionell vergleichbare neue Anlagenteile, welche dem aktuellen Stand der Technik entsprechen, sowie bauliche Maßnahmen an und Erhöhungen von Masten sowie erforderliche Änderungen des Fundaments oder ein entsprechender Ersatzneubau. Maßnahmen nach Satz 1 bedürfen keiner***

[36] Bundesrat, Drucksache 385/25, S. 11; zur Abgrenzung zwischen Änderung/Erweiterung und Instandsetzung/Reparatur in: BeckOK/EnWG, Hermeier/Hilsmann, Stand: 01.12.2025, § 43f Rn. 8.

[37] So auch Deutinger/Sailer, Ertüchtigung des bestehenden 110-kV-Verteilernetzes, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 51 vom 30.09.2026, S. 10.

Planfeststellung oder Plangenehmigung nach § 43 dieses Gesetzes oder einer Anzeige nach Absatz 1.“

6.1.3 Praxisnahe Anpassung der Schwellenwerte im Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG)

Der Gesetzgeber sollte die Schwellenwerte in § 3 Nr. 1 NABEG erhöhen. Zudem sollten klargestellt werden, dass zu standortnahen Maständerungen auch in bestimmten Fällen Ersatzneubauten zählen und technisch bedingte, kleinräumige Verschiebungen möglich sind. Bei Zu- und Umbeseilungen sowie standortnahen Maständerungen zur Anpassung auf den Stand der Technik werden in der Praxis – wie auch vom Bundesrat festgestellt – die in § 3 NABEG festgelegten Schwellenwerte jedoch regelmäßig überschritten.[38] Dadurch lösen selbst geringfügige Änderungen ein Planfeststellungsverfahren aus, obwohl für diesen Fall eigentlich das schnellere Anzeigeverfahren vorgesehen ist. Für die Schwellenwerte in § 3 Nr. 1 NABEG gibt es weder eine nachvollziehbare Begründung noch zwingende europarechtliche Vorgaben.

Aktuell sind Ersatzneubauten nicht als standortnahe Maständerungen erfasst, sodass kleinere Verschiebungen aus der Bestandstrasse (sog. Verschwenkungen) nicht möglich sind, um gegebenenfalls die Bestandsleitung umfassend zu ertüchtigen. Durch Anhebung der Schwellenwerte in § 3 Nr. 1 NABEG würden notwendige Anpassungen auf den Stand der Technik im Anzeigeverfahren möglich. Eine Ergänzung in § 3 Nr. 1 c) NABEG könnte in bestimmten Fällen auch Ersatzneubauten als standortnahe Maständerungen erfassen. Dies könnte zu einer erheblichen Beschleunigung des Netzausbaus führen, da gerade im Hochspannungsverteilnetz eine Vielzahl von Ersatzneubauten notwendig sind.

§ 3 Nr. 1 NABEG wird wie folgt geändert (neuer Text in **fett**):

„1. „Änderung oder Erweiterung einer Leitung“ die Änderung oder der Ausbau einer Leitung in einer Bestandstrasse, wobei die bestehende Leitung grundsätzlich fortbestehen soll; hierzu zählen auch

*a) die Mitführung von zusätzlichen Seilsystemen auf einer bestehenden Maststruktur einschließlich einer gegebenenfalls hierfür erforderlichen Erhöhung von Masten um bis zu ~~20~~ **30** Prozent nebst den hierfür erforderlichen Änderungen des Fundaments (Zubeseilung),*

*b) die Ersetzung eines bereits bestehenden Seilsystems durch ein neues leistungsstärkeres Seilsystem, soweit hierfür mehr als geringfügige bauliche Änderungen von Masten, insbesondere eine Erhöhung von Masten um mehr als ~~5~~ **10** und bis zu ~~20~~ **30** Prozent, erforderlich sind, nebst den hierfür erforderlichen Änderungen des Fundaments (Umbeseilung), und*

*c) die standortnahe Änderung von Masten, soweit hierfür mehr als geringfügige bauliche Änderungen an diesen, insbesondere eine Erhöhung von Masten um mehr als ~~5~~ **10** und bis zu ~~20~~ **30** Prozent, erforderlich sind, nebst den hierfür erforderlichen Änderungen des Fundaments*

[38] Bundesrat, Drucksache 385/25, S. 9, 19.

(standortnahe Masständerung), ***wobei zu den standortnahen Masständerungen auch Ersatzneubauten im Sinne der Nummer 4 mit der Maßgabe zählen, dass die neue Leitung grundsätzlich in der Bestandstrasse errichtet wird, aber technisch bedingte, kleinräumige Verschiebungen einzelner Masten aus der Bestandstrasse möglich sind,*** *[…]".*

6.2 EU Grids Package

Mit dem *European Grids Package*[39] veröffentlichte die Europäische Kommission am 10. Dezember 2025 Vorschläge, um die Netzinfrastruktur an die Erfordernisse eines erneuerbaren, dezentralen und zunehmend elektrifizierten Energiesystems anzupassen. Im Rahmen dieses Pakets sind unter anderem auch Anpassungen der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie[40] (EBM-RL) geplant, um die Netzausbauverfahren zu beschleunigen.[41] Derzeit wird das Gesetzespaket im Trilog zwischen Rat, Parlament und Kommission verhandelt.[42] Die Verhandlungen sollen bis Ende 2026 abgeschlossen sein. Da es sich um eine Richtlinie handelt, die in nationales Recht umgesetzt werden soll, sollte das Verteilnetzpaket, die durch die EU-Gesetzgebung geplanten Erleichterungen beim Verteilnetzausbau bereits erfassen und diese zügig und umfassend umgesetzt werden. Die vorgenannten Vorschläge (siehe 6.1.) stehen daher nicht im Widerspruch zu den geplanten Änderungen durch das EU Grids Package. Vielmehr könnten sie als ein erster Umsetzungsvorstoß gewertet werden, auch wenn sie nach der derzeitigen Rechtslage bereits vom unionsrechtlichen Spielraum gedeckt sind und umgesetzt werden könnten.

Folgende Änderungen bzw. Erleichterungen der unionsrechtlichen Vorgaben für das Genehmigungsverfahren sind aufgrund des Grids Package zu erwarten und damit von Deutschland umzusetzen:

- Der neue Art. 8 Abs. 2 (e) EBM-RL sieht vor, dass Mitgliedstaaten sicherstellen sollen, dass **vereinfachte und gestraffte Genehmigungsverfahren für Verteilnetzinfrastruktur** greifen, die die begrenzte Größe und potenziellen Auswirkungen dieser Infrastruktur berücksichtigen. Dies könnte durch die vorgeschlagenen Anpassungen der Schwellenwerte und vermehrte Umstellung auf das Anzeigeverfahren (siehe 6.1.) in einem ersten Schritt umgesetzt werden.
- Der Spielraum der Mitgliedstaaten, von einer UVP-(Vor-)Prüfung, FFH-Vorprüfung und artenschutzrechtlichen Verboten der FFH- und Vogelschutzrichtlinie zur Ertüchtigung der Verteilnetze abzusehen, wird erweitert. Die Mitgliedstaaten können von diesen Prüfungen zeitlich befristet auf das Erreichen der Klimaneutralität ganz absehen (Art. 8 Abs. 9 (a)-(c) EBM-

[39] Communication on European Grids Package, COM (2025) 1005 final.

[40] Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (konsolidiert).

[41] Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2001, (EU) 2019/944 und (EU) 2024/1788 im Hinblick auf die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren, (COM(2025) 1007 final).

[42] Verhandlungsmandat des Europäischen Parlaments zum EU Grids Package (Permitting Directive) vom 02. Juli 2026; Allgemeine Ausrichtung des Rats der Europäischen Union zum EU Grids Package (Permitting Directive) vom 23. Juni 2026.

RL), sofern die Vorhaben keine signifikante zusätzliche Fläche in Anspruch nehmen und die ursprünglichen Minderungsmaßnahmen weiterhin eingehalten werden.[43] Das ermöglicht noch weitergehende Erleichterungen über die Vorschläge unter 6.1.1. hinaus.

- In Art. 8 Abs. 3 (b) EBM-RL sind **Höchstdauern für die Verteilnetzgenehmigungsverfahren** vorgesehen sowie die Möglichkeit der Einführung eine **Genehmigungsfiktion** (mit Ausnahme für Umweltprüfungen) mit Ablauf der Frist (Art. 8 Abs. 3 (c) EBM-RL).
- Das **überragende öffentliche Interesse** gegenüber Vorgaben aus dem europäischen Umweltrecht wird nun ausdrücklich auch in der EBM-RL verankert und zudem auf Ertüchtigung von Verteilnetzen erweitert (Art. 8 Abs. 8 EBM-RL).
- Beschleunigung der Genehmigungsverfahren soll zudem durch **erweiterte Digitalisierung der Verfahren** und eine **Umweltdatenbank** erreicht werden (Art. 8 Abs. 13 EBM-RL).
- Materiell-rechtliche Erleichterungen bei der **Alternativenprüfung im Artenschutzrecht** sind in Art. 8a EBM-RL geregelt.

7 Ausbau – Finanzierung absichern und Anreize nachschärfen

Die Finanzierung des Netzausbaus und die Anpassung der Anreizsystematik bilden die letzte Säule des Verteilnetzpakets. Nachdem der Europäische Gerichtshof der Bundesnetzagentur im Jahr 2021 die alleinige Kompetenz für die Anreizregulierung zusprach, startete diese 2024 den Reformprozess NEST („Netze – Effizient – Sicher – Transformiert“). Dabei stellte sie unter anderem fest, dass das bisherige System die „Behebung“ von Netzengpässen durch Redispatch-Maßnahmen gegenüber Netzausbau begünstigt.[44] Dieser Fehlanreiz hat maßgeblich zur aktuellen Netzkrise beigetragen und wurde nun im Rahmen des NEST-Prozesses korrigiert. Weitere Anpassungen sind jedoch nötig.

7.1 Integrierte Netzplanung stärken

Der Gesetzgeber sollte die Verbindlichkeit der integrierten Netzausbauplanung im Verteilnetz stärken. § 14d EnWG verpflichtet Verteilnetzbetreiber, der BNetzA alle zwei Jahre einen Netzausbauplan (NAP) vorzulegen. Dieser muss unter anderem Netzkarten, Engpassregionen und einen Katalog geplanter Netzausbau- und ertüchtigungsmaßnahmen enthalten. Die 82 Netzausbaupläne basieren auf sechs sogenannten Regionalszenarien, die eine integrierte und mit den ÜNB abgestimmte Planung gewährleisten sollen. Die BNetzA kann Anpassungen an beiden Planungsinstrumenten verlangen. Die Praxis zeigt, dass die NAP im Gegensatz zu den spiegelbildlichen Netzentwicklungsplänen (NEP) der ÜNB nicht verbindlich sind.

Der BWE fordert, die Bundesnetzagentur gesetzlich zu verpflichten, die Regionalszenarien stärker zu kontrollieren und insbesondere die Einbindung von Flexibilitäten und Windenergiegebieten zu überprüfen. Eine höhere Verbindlichkeit erhöht auch die Planungssicherheit der Verteilnetzbetreiber für einen bedarfsgerechten und zugleich vorausschauenden Netzausbau.

[43] So die jeweiligen Änderungsvorschläge von Rat und Parlament am Vorschlag der Kommission.

[44] Bundesnetzagentur (09/2025): Hintergrundpapier zum NEST-Prozess, S. 15f.

7.2 Standardisierung, Digitalisierung und Optimierung anreizen

Der BWE fordert, die Standardisierung, Digitalisierung und Optimierung der Netzinfrastruktur und des Netzbetriebs konsequent anzureizen. Wir begrüßen die Ankündigung der Regierungskoalition[45], die Kooperation zwischen Netzbetreibern zu stärken, indem beispielsweise Anreize für gemeinsame Softwareentwicklung und -nutzung geschaffen werden. 2026 hat die Bundesnetzagentur bereits zwei Festlegungen zur jährlichen Datenerhebung[46] und zur sogenannten Energiewendekompetenz[47] verabschiedet. Dadurch sollen unter anderem Zahlen zur neu angeschlossenen Leistung, zur Dauer von Netzanschlüssen und zur Digitalisierung erhoben werden. Die BNetzA bewertet diese Daten dann in einem Digitalisierungsindex beziehungsweise der Energiewendekompetenz. Die BNetzA vertritt derzeit die Meinung, dass die Verbesserung der Transparenz durch die neue Berichtspflicht ausreicht. Zugleich behält sie sich vor, finanzielle Anreize zur Netzleistungsfähigkeit durch zukünftige Festlegungen zu schaffen. Der Status quo zeigt, dass Transparenz zwar wünschenswert ist und den Handlungsbedarf offenbart, jedoch keine wirksamen Anreize ersetzen kann. Die Anreizregulierung der Netzbetreiber sollte Investitionen in digitale und flexible Lösungen zur Steigerung der Netzauslastung und Netzanschlusskapazitäten gegenüber Investitionen in neue Infrastruktur bevorzugen.

Der BWE fordert, effektive Anreize für die Harmonisierung, Digitalisierung und Optimierung des Netzausbaus und -betriebs in Form eines Bonus-Malus-Systems einzuführen. Dieses sollte insbesondere dann greifen, wenn Netzanschlussbegehren erschwert oder abgelehnt werden, obwohl keine Maßnahmen zur höheren Auslastung des Bestandsnetzes im betroffenen Netzgebiet umgesetzt wurden. Dazu zählen unter anderem die genannten Maßnahmen aus dem NOXVA-Baukasten: Freileitungsmonitoring, kurative Netzführung, Ausschreibung netzdienlicher Batteriespeicher etc. Die Umsetzung sollte durch Festlegungen der Bundesnetzagentur und entsprechende gesetzliche Vorgaben in §21a EnWG erfolgen.

7.3 Erfüllung gesetzlicher Pflichten sicherstellen

Der Gesetzgeber sollte Pflichtverletzungen der Netzbetreiber gegenüber Anschlussnehmern mit pauschalen Ausgleichsansprüchen belegen.[48] Das Energierecht enthält zwar zahlreiche Pflichten und Fristen für Netzbetreiber, deren Nichteinhaltung bleibt jedoch weitgehend folgenlos. Anschlussnehmer müssen einen konkreten Schaden nachweisen und zivilrechtlich durchsetzen. Aufsichtsverfahren der Bundesnetzagentur sind langwierig und helfen im Einzelfall nicht weiter. Für Anlagenbetreiber gilt das Gegenteil: Verstoßen sie gegen ihre Pflichten, verringert sich ihr Zahlungsanspruch pauschal und ohne Schadensnachweis um bis zu 10 Euro pro Kilowatt und Kalendermonat. Aus der Praxis sind beispielsweise Steuerbarkeits-Tests bekannt, deren Ergebnis dem Anlagenbetreiber erst Monate später mitgeteilt wurde, wodurch selbst für kleinere Parks hohe fünfstellige Strafzahlungen eingefordert wurden. In anderen Fällen warten Anschlusspetenten monatelang auf die Beantwortung von Netzanschlussbegehren oder werden ohne technische Begründung an Netzverknüpfungspunkte in über

[45] Ergebnisse des Koalitionsausschusses (07/2026): Ein Programm für Aufschwung und Beschäftigung.

[46] Bundesnetzagentur (02/2026): Festlegung GBK-26-02-1#1.

[47] Bundesnetzagentur (06/2026): Festlegung GBK-24-02-1#4.

[48] Ein konkreter Gesetzesvorschlag und Katalog wurde beispielsweise von der Digitalisierungsallianz erarbeitet.

50 Kilometer Entfernung verwiesen. Diese Machtasymmetrie ist nicht gerechtfertigt. Gesetzliche Pflichten der Netzbetreiber müssen für Anschlussnehmer effektiv durchsetzbar sein.

Der BWE fordert, klar geregelte pauschale Ausgleichsansprüche für Verstöße gegen wesentliche Fristen und Pflichten der Netzbetreiber einzuführen. Diese Ausgleichsansprüche sollen nicht über die Netzentgelte wälz- und somit sozialisierbar sein. Dadurch entsteht ein wirksamer Anreiz zur Einhaltung der gesetzlichen Pflichten.

Die wesentlichen Pflichtverstöße umfassen unter anderem:

- Nicht-Einhaltung der achtwöchigen Frist zur Beantwortung von Netzanschlussbegehren aus § 8 Abs. 6 EEG.
- Verweigerung der Herausgabe von Netzdaten zur Überprüfung des gesetzlichen Netzverknüpfungspunktes nach § 8 Abs. 6 EEG.
- Verweigerung der Erteilung von Netzanschlusszusagen mit Verweis auf Netzausbaubedarf entgegen § 8 Abs. 4 und § 12 EEG.
- Abregeln von nicht ins Netz eingespeisten Strommengen, die hinter dem Netzverknüpfungspunkt verbraucht oder gespeichert werden sollen und durch Artikel 13 Absatz 6 Buchstabe c der Verordnung (EU) 2019/943 geschützt sind.
- Forderungen in den Technischen Netzanschlussbedingungen (TAB), die über den gesetzlichen Auslegungsrahmen der TAR gemäß §19 EnWG hinausgehen.

7.4 Finanzierung von Netzinvestitionen

Die Bundesregierung sollte die bedarfsgerechte und angemessene Finanzierung der Netze sicherstellen.
Der BWE begrüßt den Beschluss der Regierungskoalition[49], den Deutschlandfonds insbesondere für Investitionen in die Energieinfrastruktur zu stärken. Der massive Investitionsbedarf in die Netzinfrastruktur ist unbestritten. Der Monitoringbericht des BMWE beziffert den Investitionsbedarf in die Stromnetze bis 2045 auf etwa 560 bis 680 Milliarden Euro.[50] Davon entfallen 235 Milliarden Euro auf das Verteilnetz. Die Kosten trägt am Ende die Allgemeinheit, da Netzkosten über die Netzentgelte auf Stromverbraucher gewälzt werden und letztlich auch die Attraktivität Deutschlands als Industriestandort prägen. Gleichzeitig kann der Netzausbau – und damit der Investitionsbedarf – durch eine Korrektur der Anreize und die konsequente Umsetzung des NOXVA-Prinzips erheblich reduziert werden, wie in diesem Positionspapier gezeigt wurde.

Der BWE regt an, den Deutschlandfonds als Finanzierungsinstrument für Netze auszubauen. Der Fonds darf dabei kein Freifahrtschein sein. Öffentliche Mittel sollten an klare Bedingungen geknüpft werden, insbesondere an Kostendisziplin und an einen nachweisbaren Effekt auf die Netzentgelte. Der Fonds sollte einen mehrjährigen Finanzierungsrahmen für Netzinvestitionen eröffnen und öffentliche Eigenkapital- und Kreditinstrumente bündeln, um Fremdkapitalkosten zu minimieren. Dazu zählen insbesondere nachrangige Darlehen, Bürgschaften und gezielte Eigenkapitalzuführungen für

[49] Ergebnisse des Koalitionsausschusses (07/2026): Ein Programm für Aufschwung und Beschäftigung.

[50] ewi/BET (09/2025): Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE).

Netzbetreiber, deren Kapitalbasis weiteres Fremdkapital begrenzt. Ebenso sollten Anlagenbetreiber erneuerbarer Energien, die schon heute selbst Netzinfrastruktur errichten, etwa Umspannwerke oder lange Netzanbindungen, von der Mobilisierung von Eigenkapital über den Deutschlandfonds profitieren können. Dies folgt dem von Agora Energiewende, dem Dezernat Zukunft und der Stiftung Klimaneutralität vorgeschlagenen föderalen Ansatz, der kommunale Gesellschafterdarlehen, Landesförderbanken, Bürgschaften und KfW-Nachrangdarlehen umfasst.[51] Auch eine Studie des Instituts für Makroökonomie und Konjunkturforschung (IMK) kommt in ihrem Modell zu dem Ergebnis, dass öffentliches Eigenkapital in Verbindung mit zusätzlichem Fremdkapital die Netzentgeltbelastung geringer halten kann als die untersuchten Alternativen mit privatem Eigenkapital oder ohne zusätzliche Kapitalzufuhr.[52] Zuletzt lohnt sich ein Blick auf die Finanzierung des Wasserstoffkernnetzes: Ein Amortisationskonto glättet die kurz- und mittelfristigen Investitionsspitzen, die durch die Differenz zwischen dem begrenzten Hochlaufentgelt und den anfänglichen Kosten entstehen. Die KfW-Zwischenfinanzierung wird später über Netzentgelte ausgeglichen. Das zeigt, wie Kosten zeitlich verteilt werden können, ohne sie zu beseitigen. Auch bei den Stromnetzen wird ein Großteil der Investitionen in den nächsten zehn bis 15 Jahren anfallen, während Betriebsmittel über Jahrzehnte abgeschrieben werden und Netzentgelte ebenso langfristig das Amortisationskonto ausgleichen können.

[51] Dezernat Zukunft, Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende (2026): Eigenkapital für die Energiewende. Ein „Deutschland-Standard“ zur Stärkung der Kapitalbasis kommunaler Energieversorger.

[52] Kaczmarczyk, Patrick; Krebs, Tom (2025): Finanzierungsoptionen für den Stromnetzausbau und ihre Auswirkungen auf die Netzentgelte. IMK Study Nr. 98.

Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 21234121 0
info@wind-energie.de
www.wind-energie.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto

Pixabay (CCO)

Haftungsausschluss

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Der Bundesverband WindEnergie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002154 eingetragen. Den Eintrag des BWE finden Sie hier.

Der Bundesverband WindEnergie e. V. ist ebenso als registrierter Interessenvertreter im Transparenzregister der Europäischen Union unter der Registernummer REG 554370792670-41 eingetragen. Den Eintrag des BWE finden Sie hier.

Ansprechpersonen

Jakob Korenke | Referent Politik | j.korenke@wind-energie.de
Tristan Stengel | Fachreferent Netze | t.stengel@wind-energie.de

Autor*innen in alphabetischer Reihenfolge

Jakob Korenke | Referent Politik
Hannes Moser | Justiziar
Tristan Stengel | Fachreferent Netze
Laura Sophie Hemper | Justiziarin

Beteiligte Gremien und Landesverbände

Arbeitskreis Netze
Arbeitskreis Energiepolitik
Juristische AG Netze
Juristische AG Planung & Genehmigung
Bürgerwindbeirat
Betreiberberat
Planerbeirat
Gesamtvorstand

Datum

6. November 2026