

Stellungnahme zum Netzpaket

Referentenentwurf des BMWE: Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens

Juli
2026



Inhalt

1	Einleitung	3
2	Das Wichtigste in Kürze	5
3	Bewertung der vorgeschlagenen Maßnahmen des RefEntwurfs	6
3.1	Redispatchvorbehalt	6
3.1.1	Inhalte des Referentenentwurfs	7
3.1.2	Europarechtswidrigkeit und ihre Rechtsfolgen	7
3.1.3	Eingriff in Rechte der Länder, der Kommunen und in verfassungsmäßige Rechte der Marktteilnehmer	11
3.1.4	Falsche Prämissen	11
3.1.5	Ausgestaltung als Verhinderungsinstrument	13
3.1.6	Positionierung des BWE	15
3.2	Wirkleistungsbegrenzung	16
3.2.1	Inhalte des Referentenentwurfs	16
3.2.2	Bewertung des BWE	17
3.3	Priorisierungen von Netzanschlüssen und Reservierungsverfahren	20
3.3.1	Zusammenfassung der wesentlichen geplanten Gesetzesänderungen	20
3.3.2	Anpassungsbedarf aus Sicht des BWE	21
3.4	Informationspflichten der Übertragungsnetzbetreiber	24
3.4.1	Inhalte des Referentenentwurfs	24
3.4.2	Bewertung des BWE	25
3.5	Einspeisenetze	26
3.6	Baukostenzuschuss	28
3.7	Claw-Back für ungenutzte Netzkapazität	29
3.8	Gemeinsame Internetplattform	30
3.9	Neue Regeln für den Anschluss von Energiespeicheranlagen	32
4	BWE-Agenda zur Digitalisierung und Optimierung der Netze, zur Beschleunigung des Netzausbaus und Reduzierung von Redispatchkosten	32

1 Einleitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) hat dem Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) am Freitag, dem 17. Juli 2026, um 20:39 Uhr den Referentenentwurf eines *Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaues mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens* (Netzanschlusspaket) übersandt und gab die Gelegenheit zur Stellungnahme bis Mittwoch, dem 22. Juli 2026, Dienstschluss. Diese kurze Frist ist nicht akzeptabel. Eine Verbändebeteiligung von drei Werktagen für ein solch komplexes Gesetz insbesondere in Wechselwirkungen mit dem ebenfalls vorgelegten Entwurf der Novelle des *Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor* (EEG 2027) ist unangemessen und verhindert eine gründliche Analyse sowie eine Konsultation der Verbandsmitglieder. Die Bundesregierung verzichtet damit darauf, wichtiges Expertenwissen und Praxiserfahrungen in den Gesetzgebungsprozess einfließen zu lassen. **Der BWE kritisiert daher in aller Deutlichkeit den kurzen Beteiligungsprozess.**¹

Nach monatelanger Ausarbeitung hat das BMWE eine Kombination von Maßnahmen vorgelegt, die teilweise europarechtswidrig sind und im Zusammenspiel eine schädliche Wirkung für die Erneuerbaren Energien entfalten. Insbesondere gefährden die Regelungen Milliardeninvestitionen in den Ausbau der Windenergie an Land und stellen das Erreichen der Klimaziele infrage, ohne Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus und zur Optimierung der Netze vorzulegen, die die Kosten der Energiewende jährlich im zweistelligen Milliardenbereich entlasten könnten.

Die vorgesehene Ausweisung „kapazitätslimitierter Gebiete“ durch Netzbetreiber anhand unzureichender Kriterien sowie der verpflichtende Abschluss eines Redispatchvorbehalt-Vertrags sind **mit EU-Recht nicht vereinbar**². Das BMWE riskiert damit langwierige Rechtsstreitigkeiten sowie erhebliche Schadensersatzforderungen von betroffenen Anlagenbetreibern.

Die gleichzeitige Einführung eines Redispatchvorbehalts, der zusätzlichen und bundesweiten Wirkleistungsbegrenzung für Windenergieanlagen an Land und PV-Freiflächenanlagen sowie der Überarbeitung des Referenzertragsmodells im EEG würden den Ausbau von Windenergie massiv ausbremsen. **Der BWE fordert daher die Streichung des Redispatchvorbehalts und eine geordnete Einführung der Wirkleistungsbegrenzung mit ausreichendem Vertrauensschutz für Projekte mit vollständigem Genehmigungsantrag.** Eine Einführung der Wirkleistungsbegrenzung bereits zum 1. Januar 2027 untergräbt den Bestands- und Vertrauensschutz. Projekte, die auf Grundlage der geltenden Rechtslage geplant, vorfinanziert und genehmigt wurden, würden vielfach nicht mehr umgesetzt werden können. Die vorgeschlagene Regelung würde damit den Investitionsstandort Deutschland erheblich schwächen.

Die Gesetzentwürfe von Netzanschlusspaket und EEG 2027 werden den Herausforderungen aus fossiler Energiekrise und steigender Elektrifizierung nicht gerecht. Für die stärkere Synchronisierung des Netzausbaus mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien braucht es statt einer Ausbremsung der Erneuerbaren Energien jetzt einen entschlossenen und schnelleren Netzausbau. Konkrete Vorschläge zur Vereinfachung und Beschleunigung von Ausbaumaßnahmen sowie zur Senkung der

¹ Aufgrund der sehr kurzen Frist zur Verbändebeteiligung konnte kein abschließendes Lektorat der Stellungnahme erfolgen. Wir bitten, etwaige sprachliche Unschärfen zu entschuldigen.

² M. Kahles/J. Kamm/W. Lehnert/T. Müller, EU-rechtliche Vorgaben zur Begrenzung von Netzanschlussansprüchen bei Netzengpässen, Würzburger Studien zum Umweltenergie recht Nr. 50 vom 16.07.2026 ([LINK](#)).

Netzausbaukosten fehlen im Netzanschlusspaket. Sie finden sich im Positionspapier von Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) und BWE vom Februar 2026³ und der BWE-Beschleunigungsagenda vom 20. März 2026.⁴

Ungenutzte und ausbaufähige Instrumente zur Netzoptimierung wie die Spitzenkappung in § 11 Abs. 2 EnWG, Nutzen statt Abregeln in § 13k EnWG, die netzoptimierte Steuerung von Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG und die Streichung des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs bei der Industriedirektbelieferung in § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG müssen adressiert werden. Zentrale Optimierungsinstrumente aus dem NOXVA-Baukasten wie das Freileitungsmonitoring werden von den meisten Netzbetreibern bisher nicht genutzt. Ebenso braucht es den Hochlauf von Flexibilitäten und die Digitalisierung der Netze, um die Netzausbaukosten deutlich zu reduzieren.

Mit 172.000 Beschäftigten ist die Windbranche ein starker Jobmotor und will es bleiben. Entscheidend hierfür ist die kurzfristige und aufeinander abgestimmte Nachbesserung von EEG 2027 und Netzanschlusspaket.

³ BWE und VKU (02/2026): Positionspapier zur Ertüchtigung von Verteilnetzen ([LINK](#)).

⁴ BWE (03/2026): Beschleunigungsagenda zur Digitalisierung und Optimierung der Netze, zur Beschleunigung des Netzausbaus sowie zur Reduzierung der Redispatchkosten ([LINK](#)).

2 Das Wichtigste in Kürze

Der BWE begrüßt:

- die grundsätzliche Einführung eines Reservierungsverfahrens mit Reifegradprinzip.
- Verbesserungen bei der Netztransparenz und die Digitalisierung des Netzanschlussprozesses.
- die Einführung von Einspeisenetzen als effiziente und pragmatische Anschlussmöglichkeit für neue EE-Anlagen.

Der BWE kritisiert:

- die Dreifachbelastung von Anlagenbetreibern durch die Einführung des Redispatch-Vorbehalts, der Wirkleistungsbegrenzung UND der Anpassungen im Referenzertragsmodell.
- die europarechtswidrige Ausgestaltung von kapazitätslimitierten Netzgebieten als Teil des Redispatchvorbehalts Einführung zur Einschränkung des Ausbaus Erneuerbarer-Energien.
- Die überstürzte Einführung der Wirkleistungsbegrenzung ohne ausreichenden Vertrauensschutz für vollständig genehmigte Projekte.
- die Möglichkeit für Netzbetreiber, Anschlussnehmer zum Abschluss Flexibler Netzanschlussvereinbarungen (FCA) zu zwingen und Netzanschlusskapazität freizuhalten.
- die vagen und uneinheitlichen Vorgaben zur Priorisierung von Netzanschlüssen durch Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber.
- das Fehlen von Maßnahmen zur Beschleunigung und Vereinfachung des Netzausbaus, der Ansiedlung von Flexibilitäten und des besseren Netzmanagements.

Der BWE regt an:

- den Redispatchvorbehalt zu streichen und die Systemkosten durch die Umsetzung der Beschleunigungsagenda zu senken, ohne den Ausbau der Erneuerbaren zu gefährden.
- die geordnete Einführung der Wirkleistungsbegrenzung ausschließlich in europarechtskonformen kapazitätslimitierten Netzgebieten.
- EEG-Anlagen von verpflichtenden Flexiblen Netzanschlussvereinbarungen und der Freihaltung von Netzkapazitäten auszunehmen.
- die Einführung des Rechts von Anlagenbetreibern auf die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten.
- die Konkretisierung und Standardisierung der Priorisierungskriterien für Netzanschlüsse im Einklang mit dem gesetzlichen Anschlussvorrang von EEG-Anlagen und den Ausbauzielen und unter Berücksichtigung der Belange der Anschlusspetenten umzusetzen.
- den Reservierungsmechanismus und die unverbindliche Netzanschlusssauskunft auf die Hochspannungsebene anzuwenden und von Anfang an einheitlich auszugestalten.
- Pflichten zur Digitalisierung und Standardisierung von Netzanschlussbegehren durch Pönalen für Netzbetreiber bei Nichterfüllung zu stärken.

3 Bewertung der vorgeschlagenen Maßnahmen des RefEntwurfs

3.1 Redispatchvorbehalt

Betrifft:

Artikel 1 - Energiewirtschaftsgesetz

Nr. 1 - Inhaltsverzeichnis

Nr. 3 - § 13a Abs. 6 EnWG

Nr. 4 - § 14 Abs. 1d EnWG

Artikel 2 – Erneuerbare-Energien-Gesetz

Nr. 3 - § 8 Abs. 4 EEG

Nr. 4 - § 8 Abs. 6 S. 1 Nr. 5, 6 EEG

Der sog. Redispatchvorbehalt verfolgt vorgeblich das Ziel, den Ausbau Erneuerbarer Energien entsprechend der Netzkapazitäten zu steuern. Da **kein ausreichender Anreiz für vorausschauenden Netzausbau** besteht und keine entsprechenden Maßnahmen mit dem vorliegenden Referentenentwurf eingeführt werden sollen, führt die vorgesehene Regelung in der Konsequenz jedoch dazu, dass der vor dem Hintergrund der zukünftigen Energieversorgung notwendige EE-Ausbau verhindert wird, und Netzbetreiber von den finanziellen Folgen eines langsamen und zu wenig vorausschauenden Netzausbaus abgesichert werden.

Bis heute liegt keine plausible Folgenabschätzung für die Effekte dieses Instruments vor. Auch die finanzierenden Banken und Vertreter der energieintensiven Industrie, die großes Interesse an günstigem Grünstrom haben, kritisieren den Redispatchvorbehalt. Durch diesen weiterhin bestehenden Mangel entsteht der Eindruck, dass ein tatsächliches Interesse, die potenziell sehr prekären Auswirkungen für den Wirtschaftsstandort, den Bundeshaushalt und die außenpolitische Energieabhängigkeit ernsthaft zu untersuchen, fehlt.

Die Europarechtswidrigkeit des Vorschlags wurde mehrfach juristisch dargelegt und wird in der Fachöffentlichkeit weitgehend geteilt.⁵ Trotz leichter Anpassungen des Referentenentwurfs gegenüber den geleakten Arbeitsständen **bleibt der Widerspruch gegen zentrale Vorgaben des Europarechts bestehen:** Die geplante Methodik zur **Ausweisung von Engpassgebieten** und der **unfreiwillige Abschluss von Netzanschlussverträgen** zu Lasten der Anlagenbetreiber sind nicht mit der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung und der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie vereinbar. Dem deutschen Staat drohen daher Schadensersatzansprüche in Milliardenhöhe. Es entsteht der Eindruck, dass das Ziel einer rechtssicheren, europarechtskonformen Regelung nicht im Vordergrund stand. Der BWE kritisiert diesen Umstand und fordert, Rechtsunsicherheiten und das damit einhergehende Risiko von Klagen vor der Verabschiedung des Gesetzes auszuräumen.

⁵ Heller/Roegele/Seemann, Kanzlei RAUE, Kurzgutachten zur unionsrechtlichen Zulässigkeit der im Netzanschluss-paket geplanten Einführung eines sogenannten Redispatchvorbehalts, Berlin, 17.02.2026, ([LINK](#)).

⁶ M. Kahles/J. Kamm/W. Lehnert/T. Müller, ebd.

3.1.1 Inhalte des Referentenentwurfs

Der Referentenentwurf sieht in § 14 Abs. 1c EnWG-E vor, dass Netzbetreiber Umspannanlagen und diese verbindende Leitungsabschnitte, in denen im Vorjahr mehr als fünf Prozent der Wirkleistungserzeugung der unmittelbar und mittelbar angeschlossenen Anlagen durch Redispatchmaßnahmen nach § 13a Abs. 1 EnWG reduziert wurde, für bis zu sechs Jahre als kapazitätslimitierte Netzgebiete ausweisen können. Die Ausweisung der Gebiete soll technologiespezifisch erfolgen. Kapazitätslimitierte Gebiete sind prioritär bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Nach Entfall der Voraussetzungen in drei aufeinanderfolgenden Jahren ist die Ausweisung durch den Netzbetreiber aufzuheben. Wiederholte Ausweisungen sind nicht ausgeschlossen und Sanktionen bei Nichtaufhebung der Ausweisung trotz Entfall der Voraussetzungen sind nicht vorgesehen.

Die Ausweisung der Gebiete erfolgt durch die Netzbetreiber selbst, per Anzeige an die Bundesnetzagentur zum 31. März eines Kalenderjahres und per Veröffentlichung auf der jeweils eigenen Website inklusive nicht näher spezifizierter Unterlagen, die die Ausweisung begründen sollen.

In diesen Gebieten entfällt der bisher geltende Rechtsanspruch von Anlagenbetreibern Erneuerbarer Energien auf unverzüglichen und vorrangigen Netzanschluss am gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt nach § 8 EEG. Die Anschlussrechte von fossilen Kraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und sonstigen Nicht-EEG-Anlagen bleiben unberührt. Netzbetreiber werden stattdessen verpflichtet, Anschlusspetenten von EEG-Anlagen einen Netzanschlussvertrag anzubieten, der für die Dauer der Kapazitätslimitierung einen Verzicht auf den finanziellen Ausgleich von Redispatch-Entschädigungen nach § 13a Abs. 2 EnWG enthält. Der Entschädigungsverzicht ist auf 10 bis 20 Prozent⁷ der Jahresenergiemenge begrenzt. Weitere Vorgaben zu den Inhalten des Vertrages fehlen, sodass der Netzbetreiber hier große Freiheiten genießt und eine Ausgestaltung als Verhinderungsinstrument ermöglicht wird.

Der Redispatchvorbehalt soll laut Gesetzesbegründung für Projekte gelten, die zum Zeitpunkt der Ausweisung von kapazitätslimitierten Gebieten über keinen nach § 8 Abs. 1 oder Abs. 2 ermittelten Netzverknüpfungspunkt verfügen. Projekte, für die zu diesem Zeitpunkt bereits ein Netzverknüpfungspunkt ermittelt wurde, sind nicht betroffen.

3.1.2 Europarechtswidrigkeit und ihre Rechtsfolgen

Wie das Gutachten der Kanzlei RAUE vom 17.02.2026⁸ und die Studie der Stiftung Umweltenergierecht vom 16. Juli 2026⁹ eindringlich darstellen, verstößt der Redispatchvorbehalt gegen drei zentrale Rechtssätze des europäischen Energierechts:

- Das Recht auf Netzanschluss aus Art. 6 der Richtlinie (EU) 2019/944 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EBM-RL),¹⁰
- den Vorrang flexibler Netzanschlussvereinbarungen aus Art. 6a EBM-RL und

⁷ Der genaue Wert scheint Gegenstand der politischen und/oder ministeriellen Abstimmungen zu sein.

⁸ Heller/Roegele/Seemann, Kanzlei RAUE, ebd.

⁹ M. Kahles/J. Kamm/W. Lehnert/T. Müller, ebd.

¹⁰ [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 (EBM-RL).

- das Recht auf Entschädigung für Eingriffe im nicht marktbasieren Redispatch aus Art. 13 Abs. 7 der Verordnung 943/2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EBM-VO).¹¹

Nach Europarecht ist eine Einschränkung des Rechts auf Netzzugang nur in sehr engen, im Einzelfall nachzuweisenden Situationen möglich. Die Kriterien des Referentenentwurfs genügen der Definition von echten, zeitlich und räumlich objektiv vorliegenden Netzengpässen nicht. Das betrifft insbesondere den deutlich zu niedrigen Schwellenwert von 5 Prozent Abregelung, der lediglich dem Zielwert der netzplanerischen Spitzenkappung entspricht, den zu langen Zeitraum der Gebietsausweisung von sechs Jahren, die unsachgemäße Berücksichtigung von Abregelungsmengen aus anderen Netzebenen und den unfreiwilligen Vertragsabschluss mit Verzicht auf den finanziellen Ausgleich von Redispatchmaßnahmen in kapazitätslimitierten Netzgebieten. Lediglich die technologische Differenzierung wurde teilweise umgesetzt, wobei die „Soll“-Regelung in § 14 Abs. 1d Satz 4 durch eine „Muss“-Formulierung ersetzt werden müsste.

Der BWE macht sich die Erkenntnisse des Gutachtens und der Studie, die auch in der Fachöffentlichkeit ohne Widerspruch geblieben sind, zu eigen und weist auf die mehrfache und eindeutige Verletzung zwingenden Europarechts durch den Redispatchvorbehalt hin. **Der Gesetzgeber riskiert durch Verabschiedung dieser Vorschläge nicht nur ein Vertragsverletzungsverfahren mit möglichen Strafzahlungen, sondern auch die Geltendmachung von Schadensersatzansprüchen von betroffenen Anlagenbetreibern.** Anlagenbetreiber, die einen Vertrag in einem solchen Netzgebiet mit dem Netzbetreiber eingehen und aufgrund dessen keine Entschädigung erhalten werden, könnten aufgrund des **unionsrechtlichen Staatshaftungsanspruchs** (Artikel 340 Absatz 2 AEUV iVm seiner richterrechtlichen Ausgestaltung) wegen der Verletzung von insbesondere Artikel 13 Absatz 7 EBM-VO sowie Artikel 6 Absatz 2 Satz 2 bis 4 EBM-RL durch die nationalen Regelungen (Legislativunrecht) Schadensersatzansprüche gegen die Bundesrepublik Deutschland geltend machen.¹²

Die Vorschläge zu kapazitätslimitierten Netzgebieten und dem Entfallen der Entschädigung für Redispatch erfüllen den erforderlichen **hinreichend qualifizierten Verstoß gegen Unionssekundärrecht und unmittelbaren Kausalzusammenhang zwischen Verstoß und Schaden**.¹³ Hierbei sind nach der Rechtsprechung des EuGH verschiedene objektive und subjektive Gesichtspunkte zu bewerten, wie z.B. Klarheit und Genauigkeit der verletzten Vorschrift oder vorsätzlicher oder unbeabsichtigter Verstoß / Schaden.¹⁴ Ein Verstoß durch mitgliedstaatliche Gesetzgebung ist dann hinreichend qualifiziert, wenn **der Mitgliedstaat bei der Ausübung seiner Gesetzgebungsbefugnis deren Grenzen offenkundig und erheblich überschritten hat**.¹⁵

Zwar steht dem nationalen Gesetzgeber ein Spielraum zur Umsetzung von Artikel 6 Absatz 2 EBM-RL zu, jedoch stehen die Regelungen in § 14 Absatz 1d EnWG-E in einem offenkundigen Widerspruch zum Wortlaut und den mit der Richtlinie verfolgten Zielen. Aus der oben dargestellten Auslegung von Artikel 6 Absatz 2 Satz 2 EBM-RL ergibt sich **klar und eindeutig**, dass eine Verweigerung eines Netzanschlusses immer nach objektiven, technischen und wirtschaftlich begründeten Kriterien erfolgen

¹¹ [Verordnung \(EU\) 2019/943](#) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EBM-VO).

¹² St. Rspr. seit EuGH, Urt. v. 05.03.1996, verb. Rs. C-46/93 und C-48/93, ECLI:EU:C:1996:79, Rn. 36 - *Brasserie du Pêcheur*

¹³ Ebd. Rn. 51.

¹⁴ m.w.Nw. Karpenstein/Kotzur/Vasel/Mankowski, Handbuch Rechtsschutz in der Europäischen Union 4. Aufl.2024, § 33 Rn. 189.

¹⁵ Ebd. Rn. 190.

muss und es damit einer **Einzelfallentscheidung** bedarf.¹⁶ Die Regelung in § 14 Absatz 1d EnWG-E erlaubt die pauschale Ausweisung von kapazitätslimitierten Netzgebieten für eine Dauer von 6 Jahren und entspricht damit nicht den Vorgaben aus Artikel 6 Absatz 2 EBM-RL.¹⁷ Es „können nur **tatsächlich und konkret bestehende Engpässe im Einzelfall ein Verweigerungsrecht rechtfertigen**. [...] Anderweitige hypothetische oder zukünftige Engpässe können dagegen keine Rolle spielen. Erforderlich ist eine räumlich wie zeitlich eng begrenzte Bestimmung des Engpasses. Auch muss die „nötige Kapazität“ für das jeweilige Einspeiseprofil der fraglichen Erneuerbare-Energien-Anlage fehlen, **eine pauschale Feststellung würde nicht im Einzelfall erfolgen**. Die erforderlichen Beschränkungen dürfen nur so lange andauern, wie der Engpass tatsächlich vorliegt.“¹⁸ Mit § 14 Absatz 1d EnWG-E würde der Gesetzgeber folglich die unionsrechtlich eingeräumten Grenzen seines Ermessensspielraums offenkundig und erheblich überschreiten.

Bei der EBM-VO handelt es sich um eine unmittelbar anwendbare EU-Verordnung, sodass es keiner nationalen Umsetzung bedarf, aber nationale Regelungen den unionsrechtlichen Vorgaben nicht widersprechen dürfen. Artikel 13 Absatz 7 EBM-VO ist **unmissverständlich klar und genau formuliert**, dass im Fall des nicht marktbasierten Redispatch der Anspruch auf Entschädigung nur entfällt, wenn der Anlagenbetreiber diesen Wegfall in einen Netzanschlussvertrag (freiwillig (!)) akzeptiert hat. Die Regelung in § 8 Absatz 4 EEG-E widerspricht damit eindeutig dieser Vorgabe, da der Anlagenbetreiber keine Wahlmöglichkeit hat als einen solchen Netzanschlussvertrag zu akzeptieren, wenn er überhaupt einen Netzanschluss in diesem Gebiet erhalten möchte. Der Vertrag würde nicht freiwillig geschlossen werden. „Nach Art. 13 Abs. 7 EBM-VO ist dies allerdings keine zulässige Ausnahme von der unionsrechtlich ansonsten zwingenden Rechtsfolge eines Entschädigungsanspruchs bei einem nicht marktbasierten Redispatch.“ **Der Gesetzgeber würde auch mit dieser Regelung offenkundig und erheblich gegen unionsrechtliche Vorgaben verstoßen.**

Der wegen dieser Regelungen zukünftig entstehende Schaden bei Anlagenbetreibern, nämlich die fehlende Entschädigung bei Redispatch, wäre eine unmittelbare Folge der gesetzlichen Regelungen für kapazitätslimitierte Netzgebiete und den Wegfall der Entschädigung.

Ob der Gesetzgeber diese Vorschläge zudem sogar vorsätzlich, wovon auch ein billigendes Inkaufnehmen erfasst wäre, vornehmen möchte, sei dahingestellt, denn ein hinreichend qualifizierter Verstoß ergibt sich bereits aus der Klarheit des Verstoßes gegen die einschlägigen EU-Vorgaben. **Eine Entschuldigung dieses Verstoßes folgt zudem auch nicht daraus, dass sich der Mitgliedstaat rechtlich beraten ließ oder selbst juristisch geprüft hat, bevor er handelte.**¹⁹ Mit diesen Vorschlägen geht der deutsche Gesetzgeber also offensichtlich das Risiko ein, dass zukünftig Anlagenbetreiber Staatshaftungsansprüche gegen ihn geltend machen können. Je nach Volumen der betroffenen Anlagen und Dauer der Rechtsverwirrung drohen Zahlungsverpflichtungen in Milliardenhöhe.

Trotz des Anwendungsvorrangs des Europarechts gegenüber kollidierendem nationalen Recht, wonach Regeln des Redispatchvorbehalts von Anfang an nicht anwendbar sein würden, würde der Redispatchvorbehalt erhebliche Rechtsunsicherheit schaffen und die Investitionsbedingungen für Erneuerbare Energien drastisch verschärfen. Zum einen könnten Netzbetreiber den

¹⁶ Ausführlich M. Kahles/J. Kamm/W. Lehnert/T. Müller, EU-rechtliche Vorgaben zur Begrenzung von Netzanschlussansprüchen bei Netzengpässen, Würzburger Studien zum Umweltenergie recht Nr. 50 vom 16.07.2026, S. 11 ff.

¹⁷ Ebd. S. 12 ff. (Hervorhebungen durch Verf.)

¹⁸ Ebd. S. 22 f.

¹⁹ Karpenstein/Kotzur/Vasel/Mankowski, Handbuch Rechtsschutz in der Europäischen Union 4. Aufl.2024, § 33 Rn. 192.

Redispatchvorbehalt in Kenntnis der Unwirksamkeit trotzdem anwenden, zumindest bis es – möglicherweise erst nach Jahren – zu einem die Unanwendbarkeit feststellenden Urteil eines höchsten deutschen oder europäischen Gerichts kommt. Zum Zweiten müsste die neu geschaffene Rechtsunsicherheit im Rahmen der Anlagenfinanzierung mit einem erheblichen Unsicherheits- bzw. Risikoaufschlag eingepreist werden, da Rechtsstreitigkeiten und Projektverzögerungen zu befürchten sind, welche zu Finanzierungslücken und Insolvenzen führen können, auch wenn letztlich zugunsten der Anlagenbetreiber zu entscheiden wäre. Dies würde aufgrund der Erhöhung des Förderbedarfs der Anlagen letztlich aus dem Bundeshaushalt bezahlt werden müssen.

Sollten Netzbetreiber sie dennoch anwenden, würden sie sich ebenfalls dem Risiko aussetzen, für Anlagen, die deshalb nicht ans Netz gehen können oder für Redispatchzahlungen, die nicht geleistet werden, Schadensersatz zahlen zu müssen.

Ergänzend ist anzufügen, dass Eingriffe in unionsrechtlich geschützte Rechtspositionen durch den nationalen Gesetzgeber nach der Rechtsprechung des EuGH nur mit einer **validen empirischen Datengrundlage** gerechtfertigt werden können.²⁰ Der BGH hat diese Rechtsprechung im sog. Apothekenurteil angewendet und führt konkret aus:

„Der Beweis hierfür ist anhand statistischer Daten, auf einzelne Punkte beschränkter Daten oder anderer Mittel mit vergleichbarer Aussagekraft zu erbringen.“²¹

Diese Rechtsprechung lässt sich gleichermaßen auf nationale Regelungen, die Beschränkungen der Vorgaben des Netzzugangs in der EBM-RL und EBM-VO vorsehen, übertragen, da die EBM-RL und EBM-VO Ausprägung der Warenverkehrsfreiheit (Artikel 34 ff. AEUV)²² sind. **Den Schwellenwert von 5% für die Ausweisung von kapazitätslimitierten Netzgebieten muss der deutsche Gesetzgeber durch eine valide empirische Datengrundlage begründen; daran fehlt es im Referentenentwurf.** Nur wenn eine solche vorliegt, können Eingriffe in das Recht auf Netzzugang überhaupt als geeignet angesehen und möglicherweise gerechtfertigt werden. Die interne Auswertung von Daten von vier der über 850 Verteilnetzbetreiber im Zuge des einstündigen Verbändeein Informationsgesprächs am 22. Mai 2026 hat nicht die erforderliche Aussagekraft, zumal die zugrundeliegenden Berechnungen nicht vom Wirtschaftsministerium veröffentlicht wurden. Genauso wenig ausreichend wäre nach Ansicht des BGH, wenn dieser Wert mit *„tatsächlichen, konkreten oder glaubhaften Anhaltspunkten“* oder einer *„intensiv geführten parlamentarischen Debatte“* begründet würde.²³ Der Gesetzgeber müsste, wenn er eine Beschränkung des Netzzugangs durch kapazitätslimitierte Netzgebiete für eine geeignete Maßnahme hält – unabhängig von einer grundsätzlichen Vereinbarkeit mit EBM-RL und EBM-VO und der Frage, welchem legitimen Ziel eine solche Beschränkung überhaupt dient – mit einer validen empirischen Datengrundlage begründen.

²⁰ BGH, Urt. v. 17.07.2025, I ZR 74/24, juris Rn. 41 (Apothekenurteil) mit Verweisen auf die Rechtsprechung des EuGH.

²¹ Ebd. Rn. 51.

²² Daneben ist auch die Kapital- und Zahlungsverkehrsfreiheit (KZVF) (Artikel 63 ff. AEUV) von dieser Regelung betroffen, für die es kein vorrangiges Sekundärrecht gibt, sodass die Rechtsprechung des EuGH unmittelbar auf die Eingriffe in die KZVF durch die Regelungen im Netzpaket anwendbar ist.

²³ BGH, Urt. v. 17.07.2025, I ZR 74/24, juris Rn. 52.

3.1.3 Eingriff in Rechte der Länder, der Kommunen und in verfassungsmäßige Rechte der Marktteilnehmer

Der Redispatchvorbehalt versetzt die Netzbetreiber mittelbar in die Lage, Flächensteuerung der Windenergie zu betreiben. Das Gutachten der Kanzlei Becker Büttner Held (BBH) vom 26.02.2026²⁴ zeigt anschaulich, dass hierdurch Planungen demokratisch legitimierter Planungsträger in den Ländern, Regionen und Kommunen funktionslos gemacht werden können und damit deren Rechte beeinträchtigt würden. Zudem kann das Regelungsvorhaben aufgrund der Regelungen des WindBG auch dazu führen, dass die Flächenziele der Länder verfehlt und damit deren Möglichkeit zur räumlichen Steuerung der Windenergie verloren geht.

Im genannten Gutachten wird weiterhin auf die Eingriffe eingegangen, die der Redispatchvorbehalt für die Vorgaben der Richtlinie RED III bedeutet, für die im Klimaschutz-Urteil des Bundesverfassungsgerichts aufgestellten Grundsätze, für die kommunale Planungshoheit und den allgemeinen Gleichheitssatz aus Art. 3 des Grundgesetzes. Auch hier sind erhebliche, kaum zu rechtfertigende Eingriffe zu konstatieren, bezüglich deren Einzelheiten der BWE auf die Inhalte des Gutachtens verweist, die er sich ebenfalls in Gänze zu eigen macht.

3.1.4 Falsche Prämissen

Mehrere Prämissen, die die Diskussion um den Redispatchvorbehalt prägen, werden und wurden wiederholt falsch dargestellt.

Der Redispatchvorbehalt wird mit vermeintlich aufgrund ausschließlich neuer EE-Anlagen **explodierender Redispatchkosten** begründet. Jedoch sind die Kosten des auf EE-Anlagen entfallenden Redispatches von 2024 auf 2025 um 22 Prozent gesunken und befinden sich damit deutlich unter dem Niveau vergangener Jahre.²⁵ Wenn, wie vom BWE gefordert, der Weg für beschleunigten Netzausbau und für Flexibilitäten frei gemacht würde, könnten weitere zu erwartende Kosten eingespart werden. Redispatch betrifft einzelne Anlagen für den jeweils erforderlichen Zeitrahmen. Alternative Ideen zur Wahrung der Systemsicherheit unter den aktuellen Bedingungen betreffen viele oder alle Anlagen in einem Gebiet – so auch der Redispatchvorbehalt – und erhöhen die notwendigen Kosten somit erheblich.

Zudem ist der Großteil der **Redispatchkosten** nicht auf abzuregelnde EE-Anlagen zurückzuführen, sondern auf teure konventionelle Kraftwerke, die hinter dem Netzengpass per Redispatch hochgeregelt werden müssen. Lediglich ca. 433 Mio. €, also knapp 14 Prozent der mehr als 3.100 Mio. € Redispatchkosten entfielen 2025 auf die Entschädigung abgeregelter Erneuerbarer Energien, hingegen entfielen 2.600 Mio. € auf Redispatch-Maßnahmen für konventionelle und Reservekraftwerke.²⁶

Mit dem Vorhaben des Redispatchvorbehalts wird die Erwartung verknüpft, Netzengpässe ließen sich zukünftig durch dieses Instrument beheben. Jedoch zielt der vorliegende Entwurf nicht auf die **Beseitigung von Netzengpässen** ab, sondern vielmehr auf die finanzielle Entlastung der Netzbetreiber. Denn Anlagenbetreiber sollen vom Netzbetreiber für 10 bis 20 Prozent der Jahresenergiemenge keine finanzielle Entschädigung für Redispatchmaßnahmen erhalten und Netzbetreiber können sich dem

²⁴Kanzlei bbh (02/2026): Kurzgutachten zum Referentenentwurf des Netzpakets ([LINK](#)).

²⁵ Bundesnetzagentur: Bericht Netzengpassmanagement im Q4 und Gesamtjahr 2025 ([LINK](#)).

²⁶ Bundesnetzagentur: ebd.

Risiko entziehen, Redispatchkosten ab 2029 nicht mehr vollständig auf die Netzentgelte wälzen zu können (Änderung der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur im NEST-Prozess).

Die Bundesministerin für Wirtschaft und Energie hat erklärt, dass der **Bau von Neuanlagen** dadurch nicht verhindert wird.²⁷ Zuerst gefährdet der Redispatchvorbehalt Milliardeninvestitionen von in Planung befindlichen Projekten. Durch die niedrigen Auslösekriterien und den unzureichenden Vertrauensschutz droht eine großflächige Ausweisung von kapazitätslimitierten Netzgebieten. In diesen würden durch den hohen Entschädigungsverzicht keine der oft bereits in Planung befindlichen Projekte bezuschlagt. Fakt ist außerdem, dass der Hochlauf des EE-Ausbaus maßgeblich durch das Recht auf Netzanschluss und die langfristige Planbarkeit der Finanzierung ermöglicht wurde. In den letzten Jahren ist durch hohe Genehmigungszahlen und wirtschaftlichen Wettbewerb der mittlere Zuschlagspreis in EEG-Ausschreibungen so stark gesunken, dass Risikoaufschläge, wie sie durch das vorgesehene Regime erforderlich würden, entweder für Finanzierungsabsagen durch die Banken sorgen oder die Abgabe zuschlagsfähiger Gebote verhindern.

Zudem besteht aus Sicht der Windbranche das große Risiko, dass neue Anlagen, die aus Netzbetreibersicht erstattungsfrei zum Redispatch herangezogen werden können, deutlich mehr und in nicht eingrenzbarem Ausmaß zum Redispatch herangezogen werden als Bestandsanlagen. Dies hätte nicht nur eine erhebliche Benachteiligung entsprechender Anlagen zur Folge, sondern kann darüber hinaus im Rahmen einer langfristigen Projektfinanzierung nicht wirtschaftlich dargestellt werden. Durch die Verhinderung neuer EE-Anlagen werden bestehende Netzengpässe keinesfalls abgebaut. Dies können nur netzstärkende Maßnahmen und der Hochlauf von Flexibilitäten leisten.

Die Regelung wird als präzises Hotspot-Instrument dargestellt; jedoch tritt die Verhinderungswirkung aufgrund der unbrauchbaren und ausufernden Definition und langen Laufzeiten der sog. „kapazitätslimitierten Netzgebiete“ auch weit jenseits von Netzengpässen auf. Schließlich genügt es hierfür, wenn es in einem der Vorjahre – etwa aufgrund besonderer Witterungsverhältnisse, veränderter lokaler Verbrauchsmuster, einer Häufung von Anweisungen aus dem Übertragungsnetz oder sonstigen Gründen – zu einer Abregelung von 5 Prozent der Strommengen kam. Bei der Auflösung von kapazitätslimitierten Gebieten werden derartige Anomalien durch die Voraussetzung, drei Jahre in Folge unter 5 Prozent Abregelung zu liegen, überraschenderweise berücksichtigt. Diese Abregelungsquote wird nach der aktuellen Rechtslage im Rahmen der europarechtlichen Spitzenkappung rechtlich nicht einmal als netzausbauwürdig betrachtet²⁸, ist also Teil der langfristig kosteneffizienten Netzplanung getreu dem Motto „Kein Netzausbau bis zur letzten Kilowattstunde“.

Da die Aufhebung der Kapazitätslimitierung erst nach drei aufeinanderfolgenden Jahren mit unterschwelliger Abregelung vorgesehen ist und die Umsetzung von Windenergieprojekten tragbare Investitionsbedingungen über mehrere Jahre erfordert (also unter anderem die Sicherheit, den erzeugbaren Strom auch vergütet einspeisen zu können), würden bereits unregelmäßig wiederkehrende wetter- oder netzbezogene Anomalien für eine untragbar lange Unbrauchbarkeit von Netzabschnitten für den EE-Ausbau sorgen.

Der Redispatchvorbehalt verschiebt das Finanzierungsrisiko durch unkalkulierbare Entschädigungsausfälle einseitig auf Anlagenbetreiber, die weder über die rechtliche Grundlage noch die Mittel oder die nötigen Informationen zur Beseitigung von Netzengpässen verfügen. Eine

²⁷ Enervis (03/2026): Studie zu Auswirkungen des Redispatchvorbehalts auf Projektpipeline und Investitionsvolumen von PV-Freiflächenanlagen und Wind Onshore.

²⁸ Art. 13 Abs. 5 lit. a EBM-VO.

volkswirtschaftlich vertretbare Alternative zu Erneuerbaren Energien und starken Netzen als Grundlage einer modernisierten und bezahlbaren Volkswirtschaft besteht indes nicht, und zwar selbst dann nicht, wenn die Erreichung der Klimaziele und die energiepolitische Selbstständigkeit des Landes nicht mit der Priorität betrachtet wird, die vor dem Hintergrund der zunehmenden Herausforderungen geboten ist.

3.1.5 Ausgestaltung als Verhinderungsinstrument

Folgende Punkte machen unter anderem deutlich, aus welchen Gründen der BWE den Redispatch-Vorbehalt nicht als konstruktiven Beitrag zur tatsächlichen Lösung bestehender Probleme sieht, sondern vielmehr als einseitige Belastung der Erneuerbaren-Energien-Branche mit untragbaren Eingriffen in den Markt:

- Die Ausweisung der kapazitätslimitierten Gebiete findet durch die Netzbetreiber selbst statt. Diese können durch die Änderungen im NEST-Prozess²⁹ von der Ausweisung profitieren und den Ausweisungstatbestand selbst herbeiführen. Es entsteht ein Anreiz für Missbrauch – ohne Sanktionsmöglichkeiten. Hier braucht es unserer Auffassung nach mindestens die unabhängige Kontrolle durch die Bundesnetzagentur als ex-ante-Maßnahme vor der bindenden Ausweisung.
- Faktisch wird durch den Redispatch-Vorbehalt eine räumliche Steuerungsmöglichkeit von Windenergieanlagen über den Netzbetreiber geschaffen. Die räumliche Steuerung von Windenergieanlagen ist jedoch den jeweiligen Bundesländern und Kommunen vorbehalten; maßgebliches Instrument ist hierfür allein die Raumplanung. **Insbesondere Windenergieanlagen an Land dürfen faktisch nur dort errichtet werden, wo Flächen regionalplanerisch ausgewiesen und gesichert sind. Diese Flächenausweisungen orientieren sich an den verbindlichen Ausbauzielen des EEG 2023 sowie an den bundes- und landesrechtlichen Flächenbeitragswerten.**
- Der Auslösetatbestand von fünf Prozent Abregelung ist viel zu niedrig. Er entspricht lediglich der in Art. 13 Abs. 5 lit. a EBM-VO vorgesehenen Spitzenkappung von 5 Prozent, also dem Schwellenwert, oberhalb dessen ein Netzausbau europarechtlich nicht mehr erforderlich sein soll. Der Grenzwert von fünf Prozent abgeregelter Strommenge für kapazitätslimitierte Netzgebiete ist weder ökonomisch noch technisch nachvollziehbar.
- Die sehr lange Dauer von bis zu sechs Jahren für die Kapazitätslimitierung ist keinesfalls tragbar. Der Gesetzesentwurf sollte im Rahmen des Netzpakets zwingend Lösungsvorschläge unterbreiten, die die Beschleunigung des Netzausbaus forcieren. Zusätzlich besteht durch die lange Dauer die Gefahr eines langfristigen Ausbaustopps. Der durch den NEST-Prozess entstehende Anreiz zum Netzausbau wird ausgehebelt. Weiterhin lässt sich eine sechsjährige Nichtentschädigung von bis zu 20 Prozent der Jahresenergiemenge auch finanziell nicht darstellen.
- Das späte Ende der Kapazitätslimitierung erst nach drei Jahren ohne Abregelung über fünf Prozent ist nicht begründbar und abzulehnen; Netzbetreiber müssen sog. „kapazitätslimitierte Gebiete“ prioritär ausbauen. Die Auflösung des Gebiets kann daher unmittelbar mit

²⁹ Die Bundesnetzagentur überarbeitete durch ein Ende 2025 abgeschlossenes Festlegungsverfahren „Netze – Effizient – Sicher – Transformatiert“ (NEST) die Anreizregulierung der Netzbetreiber. Darin wird u.a. festgelegt, dass Engpassmanagementkosten inkl. Redispatchkosten zukünftig nicht ohne Prüfung auf die Verbrauchernetzentgelte gewälzt werden können, sondern Teil des allgemeinen Effizienzvergleichs zur Regulierung des Netzmonopols werden. Dadurch entsteht ein finanzieller Anreiz für Netzbetreiber, Redispatchkosten auch auf Kosten von EE-Anschlüssen zu vermeiden.

Fertigstellung des Netzausbaus, der Netzerweiterung oder der Netzoptimierung erfolgen. Weiterhin besteht aktuell ein finanzieller Anreiz für Netzbetreiber, die Flächenausweisung vorzunehmen und nicht vorzeitig aufzulösen, dem nicht begegnet wird. Bei der Ausweisung des Gebiets ist eine Ausweitung auf 2-3 Jahre hingegen sachgerecht, da Wetterjahre sonst fälschlicherweise zur Ausweisung von Engpassgebieten und prioritärem Netzausbau führen könnten.

- Die europarechtlich vorgeschriebene Beschränkung auf Abregelungsmengen im eigenen Netzgebiet fehlt. Dadurch können Umspannwerke und Leitungen im Verteilnetz als kapazitätslimitiert ausgewiesen werden, ohne faktischen Kapazitätsmangel der Betriebsmittel – ein Widerspruch in sich.
- Es fehlen jegliche Mindestrechte des Anlagenbetreibers (keine Garantie, dass verfügbare Kapazitäten angeboten werden müssen, keine Mindestanforderungen an die Vertragsgestaltung): Aufgrund des Informations- und Machtungleichgewichts zwischen Netzbetreibern und Anschlussnehmern mangelt es an zentralen Voraussetzungen für Vertragsverhandlungen, sodass Vertragsbedingungen von Ersteren diktiert werden könnten.
- Die Deckelung des unfreiwilligen Entschädigungsverzichts in kapazitätslimitierten Netzgebieten auf 10 bis 20 Prozent der Jahresenergiemenge ist nicht finanzierbar und unverhältnismäßig. Selbst bei einer Beschränkung auf verhältnismäßige fünf Prozent der Jahresenergiemenge dürften Projekte angesichts der stark überzeichneten Ausschreibungen nicht mehr bezuschlagt werden.
- Der Redispatchvorbehalt reizt den Zubau von co-located Batteriespeichern nicht an! Nach der aktuellen Ausgestaltung könnten Strommengen, die abgeregelt und nicht entschädigt werden sollen, nicht in Batteriespeichern zwischengespeichert werden, obwohl so Redispatchkosten gesenkt werden. Denn der „umgeleitet“ erzeugte Strom würde vermutlich nicht in das Kontingent der 10 bis 20 Prozent entschädigungsfreien Jahresenergie angerechnet werden. Dieser Fehlanreiz könnte beispielsweise durch einen reduzierten Entschädigungsdeckel für Projekte mit Co-Location-Batteriespeichern verhindert werden. Eine abschließende Beurteilung der Wechselwirkung war in der kurzen Stellungnahmefrist nicht möglich.
- Der Verzicht auf den finanziellen Ausgleich für 10 bis 20 Prozent der Jahresenergiemenge vernachlässigt die Aufwendungen für den bilanziellen Ausgleich durch den Bilanzkreisverantwortlichen im Redispatch 2.0-Prozess. Derzeit befindet sich der Redispatch-Prozess in einer Übergangsregelung bis zum 31. Dezember 2031, wonach der bilanzielle Ausgleich bis zur erforderlichen BNetzA-Festlegung als erfüllt betrachtet wird. Der tatsächliche Bilanzkreisausgleich bleibt somit Aufgabe der Direktvermarkter, die in der Regel die Marktrolle Bilanzkreisverantwortlicher übernehmen. Diese müssen die Erlörisiken in kapazitätslimitierten Netzgebieten zur Beschaffung von Ausgleichsenergie für nicht-entschädigte Redispatchmengen tragen beziehungsweise an den Anlagenbetreiber weitergeben. Dieses wirtschaftliche Risiko erschwert Projekte in kapazitätslimitierten Netzgebieten zusätzlich.
- Keine Berücksichtigung von Netzausbau-, Transparenz- oder Digitalisierungsinvestitionen durch die Netzbetreiber als Voraussetzung für die Ausweisung als kapazitätslimitiertes Netzgebiet. Hier wird der schlecht wirtschaftende Netzbetreiber mit einem ordentlich wirtschaftenden und vorausschauend ausbauenden Netzbetreiber gleichgestellt und Investitionen werden nicht belohnt und angereizt. Der Netzbetreiber kann in das kapazitätslimitierte Netzgebiet „flüchten“

und damit den gesetzlichen Anspruch auf Netzanschluss und Redispatchausgleich des Anlagenbetreibers durch einen Netzanschlussvertrag ersetzen, dessen Bedingungen er einseitig diktieren kann.

- Keine effektive Kontrolle, dass die Bedingungen der Ausweisung „kapazitätslimitierter Gebiete“ tatsächlich vorliegen, denn die erforderlichen Daten hat nur der Netzbetreiber selbst zu prüfen, der Missbrauch ist nicht mit abschreckenden Sanktionen bewehrt und effektive Rechtsmittel gegen die Ausweisung sind nicht vorgesehen. Netzbetreiber sollten daher die Umsetzung von Optimierungsmaßnahmen gemäß dem Prinzip Netzoptimierung vor Flexibilität vor Verstärkung vor Ausbau (NOXVA)³⁰ nachweisen müssen. Wenn kosteneffiziente Maßnahmen zur höheren Auslastung von Netzen nicht ausgeschöpft sind, kann per Definition kein struktureller Netzengpass vorliegen.

3.1.6 Positionierung des BWE

Der Redispatchvorbehalt greift eine der zentralen Säulen der Erneuerbaren Energien in Deutschland an: das Recht auf uneingeschränkten, unverzüglichen und vorrangigen Netzanschluss. Seit Langem ist klar, dass die Grundsatzfrage nach dem Ob der Energiewende beantwortet ist und wir uns weitere „Operationen am offenen Herzen“ nicht leisten können.

Ein Verhinderungsinstrument, das in Zeiten einer fossilen Energiekrise den Erfolg sauberer, sicherer heimischer Energieerzeugung nicht anerkennt, sondern zum Problem erklärt, ist nicht zeitgemäß und entzieht sich seinerseits einer konstruktiven Debatte.

Der BWE möchte den Ausbau Erneuerbarer gerade nicht auf das Tempo des Netzausbaus einbremsen und die Branche den dadurch ausgelösten Verwerfungen mit unbekanntem Ausgang aussetzen, sondern vielmehr schnell und wirtschaftlich zu effizient genutzten und leistungsfähigen Netzen kommen, die langfristig volkswirtschaftliche Wertschöpfung ermöglichen. **Der BWE erkennt daher einen Zielkonflikt mit dem Vorschlag und lehnt den einseitig ausgestalteten Redispatchvorbehalt kategorisch ab.**

Für eine konstruktive Diskussion eines Steuerungsinstruments müsste eine Vielzahl der Parameter angepasst werden und dann nach ausreichender Konsultation der Branche ein einzelnes Instrument mit angemessenen Übergangsregelungen und ausreichendem Vertrauensschutz eingeführt werden. Erstens müssten die Wechselwirkungen des Redispatchvorbehalts mit den Änderungen des Referenzertragsmodell und der Wirkleistungsbegrenzung evaluiert werden. Zweitens müsste die mangelhafte Datengrundlage für potenzielle Engpassgebiete grundlegend verbessert werden. Drittens müssten Anreize zur Beschleunigung des Netzausbaus und zur Optimierung und Digitalisierung des Netzbetriebs parallel eingeführt werden. Viertens müssten die europarechtlichen Vorgaben zur Einschränkung des Rechts auf Netzzugang eingehalten werden. Das betrifft insbesondere einen angemessenen Abregelungsschwellenwert von 12-15 Prozent im Durchschnitt der letzten 2-3 Jahre ohne Abregelungsmengen aus anderen Netzebenen, die zwingende statt optionale Differenzierung der Erzeugungstechnologien, die verkürzte Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete für maximal vier Jahre, Vertrauensschutz für sämtliche zum Zeitpunkt der Engpassausweisung genehmigten Projekte auch ohne zugewiesenen Netzverknüpfungspunkt, die einmalige Ausweisung von Engpassgebieten ohne Verlängerungsmöglichkeit durch die Bundesnetzagentur und eine echte Freiwilligkeit beim

³⁰ VDE (04/2025): Berücksichtigung von Flexibilität in der Netzplanung ([LINK](#)).

Abschluss von Verträgen zum Verzicht auf finanzielle Redispatchentschädigungen beziehungsweise eine Wirkleistungsbegrenzung. Die Wirkleistungsbegrenzung sollte dann als Wahloption in ausschließlich in kapazitätslimitierten Netzgebieten anstelle des Redispatchvorbehalts eingeführt werden. **Nach monatelangen Diskussionen und diversen (Rechts-)Gutachten scheint eine solche sachgerechte und rechtskonforme Ausgestaltung eines echten „Hotspot-Instruments“ nicht gewünscht. Das Ausbremsen der Energiewende durch ein Verhinderungsinstrument kritisiert der BWE scharf.**

Im Übrigen führt die Pflicht für Netzbetreiber zur prioritären Optimierung, Verstärkung und dem Ausbau der kapazitätslimitierten Netzgebiete in Kombination mit unionsrechtswidrigen, niedrigen Schwellenwerten in § 14 Abs. 1d EnWG-E gegebenenfalls zu einer **Überdimensionierung der Verteilnetze und massiven Erhöhung der Systemkosten. Damit würde der Referentenentwurf genau das Gegenteil seiner Zielsetzung erreichen und Beschleunigungen des Netzausbaus durch das geplante Verteilnetzpaket und das European Grids Package der EU-Kommission zuwiderlaufen.**

3.2 Wirkleistungsbegrenzung

Betrifft:

Artikel 2 – Erneuerbare-Energien-Gesetz

Nr. 2 - § 8 Abs. 1 EEG

3.2.1 Inhalte des Referentenentwurfs

Die Änderung von § 8 Abs. 1 Satz 3 bis 5 EEG-E sieht vor, dass das Recht auf vorrangigen und unverzüglichen Netzanschluss ab dem 1. Januar 2027 auf eine technologiespezifische maximale Wirkleistungseinspeisung begrenzt wird. Die Regelung soll bundesweit und unabhängig von kapazitätslimitierten Netzgebieten gelten. Für Windenergieanlagen an Land soll die maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt auf eine Flächenleistung von 280 W/m² je Anlage beschränkt werden. Für Solaranlagen des ersten Segments, also insbesondere PV-Freiflächenanlagen, wird die Anschlussleistung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzt. Für beide Technologien entspricht dies de facto einer Spitzenkappung der Nennleistung. Nach § 8 Abs. 1 Satz 5 EEG-E soll sich die Wirkleistungsbegrenzung auf die aggregierte maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt beziehen.

Folgendes Rechenbeispiel dient der Erläuterung: Die durchschnittliche, 2025 in Betrieb genommene Windenergieanlage an Land hatte 5,5 MW Nennleistung und einen Rotordurchmesser von 151 Metern. Durch das Teilen der Nennleistung durch die überstrichene Rotorfläche ergibt sich eine Flächenleistung von 305 W/m². Um die Flächenleistung der Anlage rechnerisch auf 280 W/m² zu begrenzen, müsste die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 5 MW begrenzt werden. Das entspricht in etwa 90 Prozent der Nennleistung.

Das Ziel der Gesetzesänderung ist, Systemkosten und insbesondere Netzausbau und Redispatchkosten zu sparen. Dafür wird eine Wirkleistungsbegrenzung je Technologie definiert, die unterhalb der Nennleistung der Anlagen liegt. Durch die Kappung der Erzeugungsspitzen sinkt der Energieertrag der Anlage in absoluten Zahlen. Gleichzeitig wird der Netzanschluss kleiner dimensioniert und die Volllaststunden je Anlage steigen im Verhältnis zur Wirkleistungsbegrenzung. In der Folge werden

Netzanschlüsse und Netze im Verhältnis zum Netzanschluss mit voller Nennleistung höher ausgelastet. Der Netzausbaubedarf sinkt im Vergleich zum System ohne Wirkleistungsbegrenzung. Gleichzeitig kann der Anstieg der Redispatchkosten abgedämpft werden, da die abgeschnittenen Erzeugungsspitzen gehäuft (nicht ausschließlich) in Zeiten von einspeisegetriebenen Netzengpässen auftreten. Zuletzt soll die Wirkleistungsbegrenzung den Bau von Flexibilitäten wie Co-Located Batteriespeichern anregen, welche die abgeschnittene Erzeugungsspitze zwischenspeichern und gewinnbringend nutzen oder zeitlich versetzt ins Netz rückspeisen können.

3.2.2 Bewertung des BWE

Grundsätzlich erfolgt die **Bewertung der Wirkleistungsbegrenzung unter Vorbehalt**, da die Wechselwirkung mit den Änderungen im Referenzertragsmodell und der Einführung des Redispatchvorbehalts in der kurzen Anhörungsfrist nicht abschließend bewertet werden konnte. Das Recht auf Netzanschluss in § 8 EEG ist ein extrem hohes Gut und das Fundament der bislang erfolgreichen Energiewende. Fundamentale Änderungen wie die Wirkleistungsbegrenzung sind gründlich abzuwägen und Risiken für den EE-Ausbau zu vermeiden. Die Reduktion von Systemkosten darf nicht einseitig zu Lasten der Anlagenbetreiber gehen. Gerade für ertragsreiche Standorte mit geplanten Starkwindanlagen (hohe Flächenleistungen) entstehen signifikante Ertragsverluste. Dem Vorschlag fehlen stattdessen wichtige Instrumente (Anreize und Pönalen) zur Beschleunigung des Netzausbaus und zur Optimierung und Digitalisierung des Netzbetriebs.

Der BWE lehnt die Wirkleistungsbegrenzung in der vorliegenden Form deutlich ab. Das Instrument kann anstelle des Redispatchvorbehalts in europarechtskonform auszugestaltenden kapazitätslimitierten Netzgebieten und mit folgenden Voraussetzungen mittelfristig zur Senkung der Systemkosten leisten:

1. Eine **Übersteuerung durch gleichzeitige Einführung der Wirkleistungsbegrenzung in Kombination mit dem Redispatchvorbehalt und der Änderung des Referenzertragsmodells** wird abgelehnt. Die Wirkleistungsbegrenzung darf maximal anstelle des Redispatchvorbehalts eingeführt werden.
2. **Angemessene Umsetzungsfrist und Vertrauensschutz:** Das Inkrafttreten zum 1. Januar 2027 ist für Hersteller und Projektierer nicht umsetzbar.
3. **Flexibilitäten ermöglichen:** Die flexible Nutzung des Stroms hinter dem NVP muss ermöglicht werden.
4. Die Stärkung von systemdienlichen Co-Location Anlagen muss klarer gefasst werden.

Der BWE kritisiert das geplante Inkrafttreten der Neuregelung für alle Netzanschlussbegehren bereits ab dem 1. Januar 2027. Dieser Beginn ist, gerade vor dem Hintergrund, dass das Netzpaket voraussichtlich erst im 4. Quartal 2026 verabschiedet werden wird, viel zu früh. Weder Projektierer, Hersteller noch Netzbetreiber sind darauf vorbereitet. Der BWE fordert daher den Beginn dieser Regelung zum 1. Januar 2028.

Der Entwurf sieht zudem keine Übergangsregelungen und damit auch **keinen Vertrauensschutz** für in Genehmigung befindliche, bereits genehmigte und bezuschlagte Projekte vor, obwohl hier bereits hohe sechsstelligen bis siebenstelligen Beträge in die Flächensicherung, Arten- und Naturschutzgutachten, Immissionsschutzgenehmigung und Planung investiert wurden. Eine Analyse der in Planung befindlichen Windenergieanlagen zeigt, dass **75 Prozent der immissionsschutzrechtlich genehmigten und 74 Prozent der bezuschlagten Anlagen mit einer Flächenleistung größer 280 W/m² geplant werden**. Weiterhin ist unklar, ob Projekte, die vor dem Stichtag über einen zugewiesenen gesetzlichen

Netzverknüpfungspunkt nach § 8 EEG verfügen, ebenfalls unter die Regelung fallen sollen. Auch die Gesetzesbegründung stellt dies nicht klar.

Die Vorschläge in § 8 Abs. 1 Satz 3-5 EEG-E sind als unechte Rückwirkung zu qualifizieren, da sie an Sachverhalte anknüpfen, die in der Vergangenheit begonnen wurden, aber für diese mit Wirkung für die Zukunft neue Regelungen vorgeben. **Eine unechte Rückwirkung von Gesetzen ist verfassungsrechtlich nur zulässig, wenn die Regelung verhältnismäßig ist.**³¹ Es muss also zwischen den mit der Regelung zu erreichenden Gemeinwohlinteressen – *Netzanschlusskapazitäten effizienter nutzen und beim Netzausbau Kosten für die Allgemeinheit einsparen* – einerseits und den Bestandsinteressen der Betroffenen (Vertrauensschutz) – *bereits durchgeführte Genehmigung und Zuschlagserteilung sowie Vertrauen auf die Netzanschlussregelungen zu einem früheren Zeitpunkt* – abgewogen werden. Aus der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts (BVerfG) ergibt sich, dass die Anforderungen an die Rechtfertigung einer unechten Rückwirkung strenger ausfallen, wenn sich diese ihren Wirkungen einer echten Rückwirkung annähert, also immer dann, wenn die Änderung relativ kurz vor dem Abschluss des Zeitabschnitts erfolgt und der Betroffene deshalb in seinen Möglichkeiten, sich auf die Änderung einzustellen, bereits erheblich beschränkt ist.³² Im Fall der Genehmigung und Zuschlagserteilung sind die Möglichkeiten für die Betroffenen, auf die geänderten Netzanschlussrechte zu reagieren, stark eingeschränkt, wenn nicht sogar unmöglich. Sie haben aber über eine lange Dauer auf die bestehende Rechtslage vertraut. Erst im Juli 2026 ist diese Änderung der bestehenden Rechtslage durch den vorliegenden Referentenentwurf bekannt geworden, soll aber bereits zum 1. Januar 2027 in Kraft treten. Die finale Regelung wird erst mit Abschluss des parlamentarischen Verfahrens voraussichtlich im 4. Quartal 2026 bekannt sein. Dieser Zeitraum ist unangemessen kurz und greift in bestehende Grundrechtspositionen unverhältnismäßig ein. Aus der Rechtsprechung des BVerfG ergibt sich, dass, wenn Bedenken gegen eine Rückwirkung von Gesetzen bestehen, insbesondere weil geschützte Rechtspositionen aufgehoben oder erheblich modifiziert werden, diese durch Übergangsregelungen auszuräumen sind.³³ **Damit ist eine Übergangsregelung für Anlagen mit vollständig eingereichtem Genehmigungsantrag, denen auch ein Netzverknüpfungspunkt zugewiesen wurde, zwingend verfassungsrechtlich erforderlich.**

Konkret: Der BWE fordert die Anpassung von § 8 Abs. 1 Satz 3-5 wie folgt (neuer Text in **fett**):

*„(1) [...] Netzbetreiber können die Kosten nach § 17 bei der Prüfung des wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkts auch nur anteilig berücksichtigen, insbesondere für den Anschluss an ein Einspeisenetz. Ab dem 1.1.2027 besteht der Anspruch auf Netzanschluss nach Satz 1 **in einem kapazitätslimitierten Netzgebiet im Sinne von § 14 Absatz 1d des Energiewirtschaftsgesetzes** nur mit folgender Maßgabe:*

a) Für den Anschluss von Solaranlagen des ersten Segments wird die maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt unter Ansatz von 70 Prozent der installierten Leistung je Anlage begrenzt.

³¹ Dürig/Herzog/Scholz/Grzeszick, Grundgesetz Kommentar, 109. EL Januar 2026, Art. 20, Rn. 89.

³² M.w.Nw. Ebd. Rn. 91.

³³ M.w. Nw. Ebd. Rn. 93.

b) Für den Anschluss von Windenergieanlagen an Land wird die maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt unter Ansatz von 280 Watt je Quadratmeter der vom Rotor der Windenergieanlage überstrichenen Fläche je Anlage begrenzt.

*Soweit mehrere Anlagen am gleichen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen sind, bezieht sich die Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung nach Satz 4 auf die gesamte gleichzeitig am Netzverknüpfungspunkt eingespeiste Wirkleistung dieser Anlagen. **Satz 4 gilt nicht für Anlagen, die bis zum 31.12.2027 einen vollständigen Antrag auf Genehmigung gestellt haben.***

Windenergieprojekte im Gigawattbereich, die ohne systemdienliche Optimierung geplant wurden, sind bereits bezuschlagt beziehungsweise im Genehmigungsverfahren und müssen bei der Einführung einer fundamentalen Änderung des EEG berücksichtigt werden, um Abrisse beim EE-Zubau zu vermeiden. Hersteller von Windenergieanlagen und Projektentwickler benötigen Zeit, um neue Anlagentypen zu entwickeln, bestehende Anlagentypen zu optimieren und ihre Produktionskapazitäten beziehungsweise Projekte entsprechend anzupassen. Bei verfrühter Einführung des Instruments entstünde die Notwendigkeit für Anlagenbetreiber, Anlagen im zweistelligen Gigawattbereich umzugenehmigen, obwohl die Hersteller und Zulieferer diese abrupte Marktveränderung nicht bedienen können. Der Ausbau der Windenergie würde so massiv ins Stocken geraten.

An dieser Stelle wird zudem erneut deutlich, dass die gesetzliche Frist von acht Wochen zur Beantwortung von Netzanschlussbegehren nach § 8 EEG durch eine Pönale für Netzbetreiber gestärkt werden sollte. Die Praxis zeigt, dass Anschlussbegehren regelmäßig über ein halbes Jahr nicht bearbeitet werden, ohne jegliche Nachteile in der Netzbewirtschaftung. **Durch die Stichtagsregeln der Wirkleistungsbegrenzung und des Redispatchvorbehalts droht eine systematische Verschleppung von Netzanschlussbegehren, um das Recht auf unbedingten und unverzüglichen Netzanschluss von EEG-Anlagen zu umgehen. Der BWE fordert daher zwingend die Einführung einer Pönale bei Überschreiten der 8-Wochenfrist des Netzanschlussbegehrens, insbesondere wenn zugleich die Wirkleistungsbegrenzung eingeführt werden soll.**

Weiterhin kann die Wirkleistungsbegrenzung einen Anreiz für Flexibilitäten setzen, sofern ein zentraler Missstand in der Energiegesetzgebung aufgehoben wird: Derzeit ist beispielsweise das Laden von co-located Batteriespeichern im Fall von Redispatchmaßnahmen nicht möglich, da Netzbetreiber die Erzeugung von Anlagen anstelle der Einspeisung abregeln. Solange dies, wie in der Beschleunigungsagenda in Kapitel 4 gefordert, nicht umgesetzt wird, läuft der Flexibilitätsanreiz zur Verlagerung von Erzeugungsspitzen ins Leere. Auch aus diesem Grund gebietet sich ein späterer Beginn oder entsprechender Übergangszeitraum.

Der **BWE kritisiert** die Änderungen in § 8 Abs. 1 Satz 5 EEG. Diese Änderung könnte bewirken, dass Neu-Anlagen deutlich stärker eingeschränkt werden, wenn die Flächenleistung von neuen Anlagen unter dem Wirkleistungsbegrenzungs-Regime mit der Flächenleistung der Bestandsanlagen verrechnet werden muss, um den Zielwert von 280 Watt pro Quadratmeter einzuhalten. Die Regelung könnte Überbauungsprojekte deutlich erschweren, obwohl sie laut Gesetzesbegründung explizit gestärkt werden sollen. Außerdem ergeben sich aufwendige und kostspielige Verhandlungssituationen, wenn mehrere Anlagenbetreiber an einem Netzverknüpfungspunkt angeschlossen sind. Der BWE fordert eine Klarstellung, wie dieser Fehlanreiz vermieden werden soll.

3.3 Priorisierungen von Netzanschlüssen und Reservierungsverfahren

Betrifft:

Artikel 1 - Energiewirtschaftsgesetz

Nr. 1 - Inhaltsverzeichnis

Nr. 9 - §§ 17a und 17b EnWG

Nr. 10 - § 17f EnWG

3.3.1 Zusammenfassung der wesentlichen geplanten Gesetzesänderungen

Der vorgesehene § 17a EnWG-E dient der Umsetzung von Artikel 42 der Richtlinie (EU) 2019/944. Demnach müssen die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gemeinsam transparente und effiziente Verfahren für diskriminierungsfreie Netzanschlüsse an das Übertragungsnetz entwickeln und der Bundesnetzagentur (BNetzA) bis zum 1. Januar 2027 zur Prüfung vorlegen. Diese bestätigt die Verfahren oder verlangt Änderungen innerhalb einer zweimonatigen Frist. Laut Entwurfsbegründung sollen ÜNB auch eine Versteigerung von Netzanschlusskapazitäten einführen können. Die ÜNB veröffentlichen die bestätigten Kriterien auf ihren Internetseiten und wenden die neuen Verfahren spätestens drei Monate nach Bestätigung durch die BNetzA an. Die neuen Netzanschlussverfahren greifen somit voraussichtlich ab Mai bis Juli 2027.

Absatz 2 räumt den ÜNB die Möglichkeit ein, Netzanschlüsse unter Berufung auf künftige Einschränkungen der verfügbaren Netzkapazitäten vom Abschluss flexibler Netzanschlussvereinbarungen (FCA) nach § 17 Abs. 2b EnWG oder § 8a EEG abhängig zu machen, sofern die BNetzA die Begrenzung der Entnahme- oder Einspeiseleistung genehmigt hat. Dies gilt nicht, sofern Anschlusspetenten die Kosten zur Beseitigung der künftigen Einschränkungen der Netzanschluss- und Übertragungskapazität selbst tragen.

§ 17b Abs. 1 EnWG-E ermöglicht es den ÜNB, im Rahmen der Verfahren nach § 17a Abs. 1 Kriterien für die Priorisierung bestimmter Netzanschlussbegehren zu entwickeln. Auch das Freihalten von Netzanschlusskapazität für „priorisierte erwartete Netzanschlussbegehren“ ist möglich. Die Kriterien umfassen:

1. die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems,
2. bestehende gesetzliche Zielvorgaben für den Ausbau von Erzeugungsanlagen, Energiespeicheranlagen und Verbrauchern,
3. die Annahmen aus dem von der Bundesnetzagentur nach § 12a genehmigten Szenariorahmen,
4. Bedarfe von Betreibern angrenzender oder nachgelagerter Elektrizitätsversorgungsnetze,
5. die effiziente Nutzung von Netzverknüpfungspunkten insbesondere durch mehrere Anschlussnehmer, und
6. Ausweisungen von Flächen in Raumordnungs- oder Bauleitplänen.

Die von der BNetzA bestätigten Maßgaben zur Priorisierung dürfen nach Absatz 2 auch von Verteilnetzbetreibern (VNB) angewendet und um Kriterien aus den Angaben und Annahmen aus den

Regionalszenarien nach § 14 Abs. 3 EnWG sowie Belangen der vorgelagerten Übertragungsnetze ergänzt werden.

Zusätzlich zu veränderten Netzanschlussverfahren und Priorisierungsmöglichkeiten verpflichtet § 17f EnWG-E Verteilnetzbetreiber dazu, „gemeinsame, objektive, transparente und diskriminierungsfreie Vorgaben für die Reservierung von Netzanschlusskapazität“ für Anlagen ab 135 kW zu entwickeln. Die Reservierung soll für Netzanschlussbegehren an die Umspannebene Hoch- zu Mittelspannung, die Mittelspannungsebene und die Umspannebene Mittel- zu Niederspannung gelten. Die Reservierung erfolgt in aufeinanderfolgenden Abschnitten und ist an Projektfortschritte gebunden. VNB dürfen für die Reservierung der Netzanschlusskapazität ebenfalls eine „angemessene und diskriminierungsfreie“ Gebühr erheben. Die Vorgaben der VNB betreffen die Dauer der Reservierungsabschnitte, die Projektfortschrittsnachweise sowie die Berechnungsmethodik für die Reservierungsgebühr.

Die Vorgaben zum Reservierungsmechanismus sind der BNetzA spätestens ein Jahr nach Verkündung des Gesetzes vorzulegen. Die Behörde bestätigt die Vorgaben oder verlangt Anpassungen innerhalb von zwei Monaten. Die bestätigten Vorgaben sind drei Monate nach ihrer Bestätigung anzuwenden. Somit ergibt sich ein Umsetzungszeitraum von bis zu eineinhalb Jahren.

3.3.2 Anpassungsbedarf aus Sicht des BWE

Die vorgesehenen Änderungen schaffen durch zu große Umsetzungsspielräume Unsicherheiten für die Anschlussnehmenden und können durch das Vorhalten von Netzanschlusskapazitäten und die Verpflichtung zum Abschluss von FCA eine ineffiziente Verzögerung des EE-Ausbaus verursachen.

3.3.2.1 Grundsätzlich richtiger Ansatz

Richtig ist: Das derzeitige Netzanschlussbegehren und insbesondere das Windhundprinzip sind nicht mehr zeitgemäß. Es fehlt an Standardisierung, Digitalisierung und Automatisierung. Durch mangelnde Netztransparenz überlasten Mehrfachanfragen einige VNB. Das hohe Netzanschlussvolumen für Batteriespeicher und die absehbar stark steigenden Anfragen von Rechenzentren machen eine Neujustierung der Netzanschlusssystematik erforderlich. Insbesondere die Einführung eines einheitlichen Reservierungsmechanismus mit Reifegradprinzip und eine Verbesserung der Netztransparenz sind daher zu begrüßen. Die Möglichkeit der Priorisierung muss allerdings sorgfältig austariert sein, um Missbrauchspotenziale zu vermeiden.

Der neue § 17a EnWG sieht die Erarbeitung eines einheitlichen Netzanschlussverfahrens durch die Übertragungsnetzbetreiber vor. Dies ist grundsätzlich zu begrüßen, denn jede Vereinheitlichung beschleunigt und vereinfacht Prozesse und senkt bürokratischen Aufwand. Richtig ist auch, dass die BNetzA das von den ÜNB vorgeschlagene Verfahren bestätigen muss. Für ein möglichst praxisnahes und effizientes Netzanschlussverfahren sollte jedoch auch die Branche in den Erarbeitungsprozess einbezogen werden. Nur so kann gewährleistet werden, dass das Verfahren nicht einseitig die Belange der Netzbetreiber adressiert, sondern die Interessen aller Beteiligten ausgewogen abbildet.

Konkret : Der BWE fordert die Anpassung von § 17a Abs. 1 Satz 1 EnWG-E (neuer Text in **fett**):

*„(1) Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung entwickeln gemeinsam **und mit Beteiligung der relevanten Stakeholder** einheitliche, transparente und*

effiziente Verfahren für diskriminierungsfreie Netzanschlüsse an das Übertragungsnetz und legen diese der Bundesnetzagentur spätestens am 1. Januar 2027 zur Bestätigung vor.“

3.3.2.2 Kritik: Freihaltung von Netzanschlusskapazität

Der BWE kritisiert, dass § 17a Abs. 2 EnWG-E den ÜNB ermöglicht, den Netzanschluss neuer Anlagen „auf künftige Einschränkungen der verfügbaren Netzkapazitäten“ vom Abschluss von FCA abhängig zu machen. Die Formulierung erinnert an die Definition der „kapazitätslimitierten Netzgebiete“ aus § 14 Abs. 1d EnWG-E (siehe Kapitel 3.1), da auch hier konkrete und rechtssichere Auslösetatbestände, Einschränkungen und Monitoringmaßnahmen fehlen, obwohl die Rechtsfolgen in grundsätzliche Rechtspositionen eingreifen. Schlimmstenfalls können Anschlusspetenten flächendeckend zum Abschluss von nachteiligen FCAs nach Vorgabe der ÜNB gedrängt werden, die Projekte in der Konsequenz verhindern. Der Gesetzgeber sollte an der Freiwilligkeit von FCAs grundsätzlich festhalten und durch ein Recht auf Überbauung stärken. Jedenfalls sollte das EU-rechtliche Verbot³⁴ der Freihaltung von Netzkapazitäten gegenüber Speicher- und Erzeugungsanlagen ebenso in nationales Recht umgesetzt werden, wie die im Entwurf enthaltene Umsetzung der Ausnahme von dieser Regel. Erneuerbare Erzeugungsanlagen und Energiespeicher sollten daher von der Regelung ausdrücklich ausgenommen werden. Alternativ muss der Ausnahmecharakter des Vorgehens durch folgende Anpassungen deutlich gemacht werden:

- Streichung der Freihaltung von Netzanschlusskapazität als gesetzlicher Zweck der Priorisierung in § 17b Abs. 1 S. 2 EnWG-E.
- Aufnahme des grundsätzlichen Verbots in § 17a Abs. 2 S. 1 EnWG-E und der Ausnahme in Sätzen 2 und 3 der Norm.
- Materieller Ausnahmetatbestand gem. EBM-Richtlinie: Anwendung nur zur Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit von Erzeugungs- und Speicheranlagen, Genehmigung durch die Regulierungsbehörde im Einzelfall, kein unzulässiges Markteintrittshindernis³⁵.

Sofern es für erforderlich erachtet wird, die Möglichkeit zur kurzzeitigen „Freihaltung“ von Netzanschlusskapazität für Netzbetreiber vorzusehen, damit Anschlussanfragen, etwa über einen Zeitraum von drei Monaten gesammelt und untereinander priorisiert werden können, sollte hier eine konkrete zeitliche und verfahrensmäßige Vorgabe gemacht werden.

Der BWE kritisiert zudem die Möglichkeit, Netzanschlusskapazitäten zu versteigern, wie in der Gesetzesbegründung ausgeführt ist. Abgesehen von den negativen Auswirkungen auf die Akteursvielfalt werden Projekte hierdurch nochmals durch den steigenden Eigenkapitalbedarf verteuert und erschwert (Kalkulierbarkeit). Das Bestätigungserfordernis durch die BNetzA aus § 17a Abs. 1 EnWG-E ist zu begrüßen. Die BNetzA benötigt als Netzregulierungsbehörde (NRB) zudem das Recht, die Netzanschlussverfahren in regelmäßigen Abständen zu evaluieren und ggf. Anpassungen zu verlangen, wenn die Regeln nicht wie gewünscht funktionieren.

³⁴ Art. 42 Abs. 2 S. 1 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (2019/944)

³⁵ Erfordernis aus Artikel 42 Abs. 2 UAbs. 2 EBM-Richtlinie (2019/944)

3.3.2.3 Vage Vorgaben für Priorisierungskriterien

Analog dazu kritisiert der BWE den weiten Ermessensspielraum für die Priorisierung von Netzanschlussbegehren in § 17b EnWG-E. Insbesondere die Freihaltung von Netzanschlusskapazität für erwartete Netzanschlussbegehren birgt das Risiko von großen Ineffizienzen, gerade auf Verteilnetzebene. Weiterhin ist unklar, ob die Kriterien als abschließende Liste konzipiert sind (ÜNB „können [...] Kriterien heranziehen“). Jedenfalls besteht keine Pflicht zur Berücksichtigung eines einzelnen Kriteriums und andere sind so vage (effiziente Nutzung von NVP durch Anschlussnehmer/ Sicherheit und Zuverlässigkeit des Systems/ Ausweisung von Flächen) formuliert, dass hier außerhalb des Genehmigungsvorbehalts durch die BNetzA kaum nennenswerte tatbestandliche Einschränkungen vorgesehen sind.

Dass in der weichen Kann-Formulierung eine Erlaubnis zur Missachtung einzelner gesetzlicher und sonst verrechtlichter Ziele erkannt werden kann (z.B. Ausbauziele, Szenariorahmen, Bedarfe nachgelagerter Netze), erscheint nicht ausgeschlossen. Der BWE fordert daher eine verbindliche Festlegung der Kriterien, an denen sich das Reservierungs- und Priorisierungsverfahren messen lassen muss und die verbindlich, nicht optional, anzuwenden sind. In der Gesetzesbegründung zu Nummer 9 wird klargestellt, dass Regelungen für den Netzanschluss und -zugang nach §§ 8 und 11 EEG davon unberührt bleiben. Diese Klarstellung muss sich auch im Gesetzestext selbst wiederfinden, und dient auch der Entlastung der Netzbetreiber in der Entwicklung und diskriminierungsfreien Anwendung der Vorgaben.

Aufgrund ihrer Eigenschaft als private Akteure und Monopolisten dürfen zentrale hoheitliche Aufgaben nicht den Netzbetreibern überlassen werden. Auch einige Netzbetreiber wollen diese Aufgabe nicht übernehmen.³⁶ Hierzu zählt insbesondere die Entscheidung, welche Anlagen in einem Gebiet grundsätzlich anschlussfähig sind (Strukturpolitik) und die zwangsweise Heranziehung zu Systemdienstleistungen mit Marktwert (Eingriff in Grundrechte, Marktverzerrung). **Insbesondere § 17b Abs. 1 S. 3 Nr. 1 EnWG-E sollte daher gestrichen werden und auch im Übrigen eine höhere Verbindlichkeit und Präzisierung der gesetzlichen Vorgaben angestrebt werden.**

3.3.2.4 Positiv: Reservierungsmechanismus mit Reifegradprinzip

Der BWE begrüßt den durch § 17f EnWG-E vorgesehenen einheitlichen Reservierungsmechanismus. Das Reifegradprinzip kann, bei richtiger Ausgestaltung und in Kombination mit einer Verbesserung der Transparenz vorhandener und geplanter Netzkapazitäten, Netzbetreiber und Anschlusspetenten gleichermaßen entlasten. Allerdings ist unklar, wie sich die Einführung des Reservierungsmechanismus in Kombination mit dem Priorisierungsregime verhält. Der BWE fordert eine Klarstellung, wie die Planungssicherheit für zukünftige Projekte gewährleistet werden kann. Der Reservierungsmechanismus wird branchenübergreifend seit langem gefordert (vgl. Fokusagenda des Netzanschlussgipfels 2024). Der Reservierungsmechanismus sollte unbedingt unter Einbezug der EE-Branche ausgestaltet werden, um eine praxisnahe Umsetzung zu ermöglichen. Die EE-Verbände sind hier bereits im Sommer 2025 in Vorleistung gegangen und haben konkrete Vorschläge zur Ausgestaltung des Reservierungsmechanismus vorgelegt.³⁷ Das Instrument gilt es nun zügig umzusetzen.

³⁶ Christoph Müller, Amprion, Manager Magazin v. 23.04.2026, „Willkommen in der Achterbahn, S. 4/5, [\[Link\]](#)

³⁷ BEE (07/2025): Handlungsempfehlungen zum Reservierungsmechanismus für Netzanschlusskapazitäten ([LINK](#)).

3.3.2.5 Nachbesserungsbedarf: Reservierungen in der Hochspannung

Der bundeseinheitliche Reservierungsmechanismus soll nach § 17f Abs. 1 EnWG-E nur für die Netzebenen vier bis sechs eingeführt werden. Der BWE fordert, den Anwendungsbereich um die Netzebenen zwei (Umspannebene Höchst- zu Hochspannung) und drei (Hochspannung) zu erweitern. Gerade in der Hochspannung schließen sich größere Erzeugungs- und Speichieranlagen sowie überregional bedeutende Netzkunden wie Windparks, große Netzspeicher und Rechenzentren an, die in besonderer Weise auf die durch ein Reservierungsverfahren mögliche Verbesserung der Planungssicherheit und Beschleunigung angewiesen sind. Auch die Verteilnetzbetreiber mit Hochspannungsnetz würden von einheitlichen Verfahren mit sachgerechten Kriterien deutlich profitieren.

3.3.2.6 Reservierungsgebühr

Der BWE bewertet die Erhebung einer Reservierungsgebühr als Ernsthaftigkeitsnachweis nur in sehr begrenztem Umfang als nachvollziehbar. Die transparente und diskriminierungsfreie Reservierungsgebühr darf nicht zu einer Einschränkung der Akteursvielfalt führen. Deshalb sollte die Projektreife in jedem Fall die Grundlage und Priorität für den Erhalt und die Verlängerung von Reservierungen darstellen. Weiterhin darf die Reservierungsgebühr nicht prohibitiv hoch ausfallen, müsste mit der möglichen Erhebung von Baukostenzuschüssen verrechnet werden und sollte für Windenergieanlagen an Land erst nach der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung erhoben werden. Ansonsten könnten gerade kleinere, für die Akzeptanz der Energiewende zentrale Akteure wie Bürgerenergiegesellschaften aus dem Markt gedrängt werden. Die Erhebung der Reservierungsgebühr darf nicht dazu führen, dass Netzanschlussvorhaben mit langen Projektierungszeiträumen wie Windenergieanlagen systematisch gegenüber schneller realisierbaren Vorhaben benachteiligt werden.

3.4 Informationspflichten der Übertragungsnetzbetreiber

Betrifft:

Artikel 1: Energiewirtschaftsgesetz

Nr. 6 b): § 14e Abs. 2 EnWG

Nr. 9: § 17c EnWG

Nr. 10: § 17d EnWG

3.4.1 Inhalte des Referentenentwurfs

Der Entwurf enthält Regelungen zur besseren Bereitstellung von Informationen über das Netz durch die Netzbetreiber. Diese sind im Wesentlichen durch das EU-Recht vorgegeben. Konkret wird mit dem Gesetzentwurf Artikel 31 Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711, umgesetzt und Artikel 50 Absatz 4a der Verordnung (EU) 2019/943, geändert durch die Verordnung (EU) 2024/1747, gespiegelt.

Gemäß § 17c Abs. 1 EnWG-E sollen Netzbetreiber eine digitale geografische Karte mit verfügbaren Netzanschlusskapazitäten in den Umspannebenen Höchst- zu Hochspannung (Netzebene 2) sowie Hoch- zu Mittelspannung (Netzebene 4) bereitstellen. Absatz 2 sieht die Einführung von sog.

unverbindlichen Netzanschlusssauskünften ab dem 1. Januar 2028 für die Netzebenen 4 bis 6 (Hoch- zu Mittel-, Mittel- und Mittel- zu Niederspannung) durch die jeweiligen Verteilnetzbetreiber vor. Die Auskunft soll rechtlich unverbindlich sein und den nach Luftlinie naheliegendsten und nach Spannungsebene geeigneten Netzverknüpfungspunkt (NVP) ausweisen. Das gilt auch dann, wenn an diesem NVP nicht ausreichend Netzanschlusskapazität verfügbar ist, aber eine flexible Netzanschlussvereinbarung (FCA) nach § 17 Abs. 2b EnWG oder § 8a EEG abgeschlossen werden könnte. Zudem soll mindestens ein weiterer nach Spannungsebene geeigneter NVP genannt werden, an dem ausreichend Kapazität verfügbar ist.

Der neu einzuführende § 17d EnWG-E enthält weitere Informationspflichten für Netzbetreiber. Grundsätzlich müssen Netzbetreiber auf ihrer Internetseite Informationen zum Prozess und den notwendigen Unterlagen eines Netzanschlussbegehrens veröffentlichen. Nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens müssen diese unverzüglich eine Eingangsbestätigung übermitteln. Spätestens drei Monate nach Eingang des Netzanschlussbegehrens muss der Netzbetreiber dem Anschlusspetenten klare und transparente Informationen über dessen Status und weitere Bearbeitung übermitteln. Falls kein Ergebnis mitgeteilt werden kann, müssen Statusmeldung und weiteres Vorgehen alle drei Monate aktualisiert übermittelt werden.

3.4.2 Bewertung des BWE

Der BWE begrüßt weitere Informationspflichten für Netzbetreiber und eine Verbesserung der Netztransparenz durch die digitale Netzkarte und die unverbindliche Netzanschlusssauskunft. Allerdings reichen einige Anforderungen nicht aus und insgesamt sollte ein finanzieller Anreiz zur Einhaltung der Vorgaben eingeführt werden.

Der Entwurf setzt die Vorgaben aus der EU-Richtlinie nur selektiv um, da wichtige Informationen, insbesondere bezüglich der höheren Netzebenen, vom Informationserfordernis ausgenommen wurden. Artikel 31 Abs. 3 der Richtlinie (EU) 2019/944 sieht konkret vor, dass Verteilnetzbetreiber den Netznutzern Informationen „für den effizienten Netzzugang“ und die Netznutzung mit hoher räumlicher Granularität zur Verfügung stellen. In der Praxis, insbesondere für Netzanschlüsse in der Hochspannung, errichten Projektierer regelmäßig eigene Umspannwerke, um Windparks direkt an das Hochspannungsnetz anzuschließen. Es ist daher nicht ausreichend, verfügbare Kapazitäten in den Umspannebenen auszuweisen, die sich auf bestehende Umspannwerke der Netzbetreiber beschränken. Vielmehr sollten die verfügbaren Kapazitäten der Netzebenen 3 und 5 (Hoch- und Mittelspannung) ebenfalls ausgewiesen werden. Das wäre im Sinne der umzusetzenden EU-Richtlinie, die ihrerseits keine Ausnahmen vorsieht. Dafür ist ein hoher Digitalisierungsgrad notwendig, der im Sinne der Systemstabilität und Optimierung des Netzbetriebs ohnehin angestrebt werden muss. Der BWE fordert, dies entsprechend anzupassen. Eine Verbesserung der Netztransparenz ist richtig und wichtig. Eine echte Entlastung der Netzbetreiber und Anschlusspetenten setzt aber voraus, dass die Netzkarte und unverbindliche Netzanschlusssauskunft so ausgestaltet sind, dass sie das Stellen von Mehrfachanfragen obsolet machen und praxistauglich sind.

Für die Umsetzung der unverbindlichen Netzanschlusssauskunft, insbesondere vor dem Hintergrund von FCAs, sollten folgende Informationen bereitgestellt beziehungsweise zur Berechnung herangezogen werden:

- Welcher Anschlusstyp ist wo konkret möglich (Anschluss an Sammelschiene, Stichanschluss an 110-kV-Leitung, Distanz zum Anschlusspunkt etc.).

- Nach Anlagenart differenzierte installierte Leistung der Bestandsanlagen.
- Anonymisierte Informationen zu reservierten Netzanschlusskapazitäten (mit neuem Reifegradprinzip).
- Geplante Maßnahmen zu Netzausbau, -ertüchtigung und -erweiterung und entsprechend zukünftige Einspeise- bzw. Transportkapazität.

Die Auskunft über die grundsätzliche Möglichkeit des Abschlusses eines FCA, wenn keine ausreichende Kapazität am nächstgelegenen NVP zur Verfügung steht, ist positiv zu beurteilen (§ 17c Abs. 2 S. 3 EnWG-E).

Schließlich fordert der BWE bezüglich der Informations- und Digitalisierungspflichten die Möglichkeit, Pflichtverstöße zu pönalisieren. Insbesondere die Formulierung zu den Auskunftspflichten zum Status des Netzanschlussbegehrens in § 17d Abs. 1 EnWG-E macht die mögliche Anreizlücke deutlich: Ohne Pönale könnten Netzbetreiber Anschlusspetenten vierteljährlich über den Stand des Netzanschlussbegehrens informieren, ohne jeglichen (finanziellen) Anreiz, das Begehren schnellstmöglich zu bearbeiten. Ähnliches sehen wir bereits heute bezüglich der 8-Wochen-Frist für die Bearbeitung von EEG-Netzanschlussbegehren. Die BNetzA sollte daher mit einer entsprechenden Festlegungskompetenz ausgestattet werden. Die Digitalisierung von Netzanschlüssen und im Netzbetrieb könnte Bestandteil einer Energiewendekompetenz sein, die sich in der Anreizregulierung positiv oder negativ auf die Erlösobergrenzen auswirken könnte. Die sinnvollen Regelungsvorhaben laufen ohne Pönalisierungsmöglichkeit Gefahr, keine Wirksamkeit zu entfalten. Ohne eine funktionierende unverbindliche Netzanschlüssauskunft können Mehrfachanfragen von Projektierern zur Überwindung der Informationsasymmetrie nicht vermieden werden.

Der BWE fordert darüber hinaus wirksame Anreize zur fristgerechten und praxistauglichen Umsetzung der Informationspflichten für Netzbetreiber. Bereits bei der achtwöchigen Frist zur Prüfung und Übermittlung des gesetzlichen Netzanschlusspunktes nach § 8 Abs. 1 EEG zeigt die jahrelange Erfahrung der Praxis, dass Netzanschlussbegehren teilweise erst nach acht bis neun Monaten beantwortet werden, weil entsprechende Pönalen für Netzbetreiber bei Fristverzug fehlen. Andererseits drohen Anlagenbetreibern bei der Fristverletzung zur Errichtung der Anlage nach Zuschlagserteilung Strafzahlungen bis hin zum Zuschlagsverlust.

3.5 Einspeisenetze

Betrifft:

Artikel 1: Energiewirtschaftsgesetz

Nr. 5: § 14d Abs. 4 Nr. 4 EnWG

Nr. 9: § 17c Abs. 2 S. 4 EnWG

Artikel 2: Erneuerbare-Energien-Gesetz

Nr. 1: § 3 Nr. 18 EEG

Nr. 2: § 8 Abs. 1 S. 3 EEG

In § 3 Nr. 18 EEG-E wird das Institut „Einspeisenetze“ definiert als „eines oder mehrere Betriebsmittel, die der Netzbetreiber durch Netzausbaumaßnahmen nach einer planerischen Gesamtbetrachtung von

gestellten Netzanschlussbegehren sowie erwarteten Anschlüssen für den koordinierten Anschluss von Anlagen und für die Einspeisung von Strom aus diesen Anlagen bereitstellt.“

Nach der Begründung des Entwurfs sollen sie ohne Redundanz ($n=0$) ausgestaltet werden dürfen und das Einsammeln von EE-Strom vereinfachen. Dies soll insbesondere durch die Möglichkeit, die Anschlusskosten mehrerer Anlagen gemeinsam zu betrachten – § 8 Abs. 1 S. 3 EEG-E i. V. m. § 17 EEG – geschafft werden, so dass „in einem Rutsch“ Infrastruktur für mehrere EEG-Anlagen, etwa in einem Beschleunigungsgebiet, errichtet werden können soll. Die Netze sollen ausdrücklich als solche ausgewiesen werden.

Grundsätzlich regt der BWE auch den Anlagenbetreibern mehr Möglichkeiten zur rechtssicheren Bündelung von hybriden Anlagenkombinationen einzuräumen. Bereits heute zeigen diverse Projekte, dass Anlagenbetreiber die notwendige Einspeiseinfrastruktur wesentlich schneller und kostengünstiger bereitstellen können als Netzbetreiber. Der BWE hat dazu bereits Anfang des Jahres kurzfristig umsetzbare und konkrete Normvorschläge in einem Positionspapier zur Einspeiseinfrastruktur formuliert.³⁸ Das Konzept ermöglicht die netzdienliche Ansiedlung solcher Verbraucher bereits (aus Anlagensicht) vor dem Netzverknüpfungspunkt erlaubt. So wird die Integration von Flexibilitäten erleichtert und ein Beitrag dazu geleistet, die Einspeisekurven dargebotsabhängiger Anlagen zu glätten. Neben der Schaffung der Einspeisenetze für Netzbetreiber sollte der Gesetzesentwurf daher um den BWE-Vorschlag zur Einspeiseinfrastruktur für Anschlussnehmer ergänzt werden. Davon unabhängig braucht es eine Beschleunigung des Netzausbaus durch Planungs- und Genehmigungserleichterungen, wie in der BWE-Beschleunigungsagenda gefordert.

Positiv ist, dass ein vorausschauendes Planungsinstrument geschaffen werden soll. Allerdings sind die rechtlich handfesten Unterschiede für solche Netze sehr begrenzt. Ein echter Unterschied zum normalen Energieversorgungsnetz liegt wohl nur in der Erlaubnis, das Netz ($n=0$), also ohne Redundanz, auszugestalten. Diese Erlaubnis ist jedoch nicht als Normtext im Entwurf enthalten, sondern findet sich nur im Begründungstext. Der Verzicht auf Redundanz spart Geld, trägt jedoch nicht zur besseren Einbindung von Flexibilitäten in innovative Anlagendesigns vor dem Netzverknüpfungspunkt bei.

Bezüglich des modifizierten Netzanschlussregimes sollen auch in Nicht-Einspeisenetzen Kosten nach § 17 EEG nur anteilig berücksichtigt werden können (§ 8 Abs. 1 S. 3 EEG-E). Da entsprechend der aktuellen Konzeption keine Transparenz bezüglich der Anwendung des Ausnahmetatbestands durch die Netzbetreiber erforderlich ist, ist nicht hinreichend sichergestellt, dass die anteilige Berücksichtigung der Netzausbaukosten nicht zu einer Modifikation des gesetzlichen Netzverknüpfungspunktes aus anderen Gründen als der Ansteuerung eines Einspeisernetzes führt. Denn eine uneinheitliche Anwendung der Regel innerhalb eines Netzanschlussverfahrens könnte dazu führen, dass der gesetzliche Netzverknüpfungspunkt faktisch „verschoben“ wird: Dies wäre insbesondere dann der Fall, wenn an vom Netzbetreiber bevorzugten Standorten die Netzkosten nur teilweise berücksichtigt würden, während sie am eigentlichen gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt vollständig berücksichtigt würden; und zwar auch außerhalb von Einspeisenetzen. Die „insbesondere“-Vorschrift in § 8 Abs. 1 S. 3 EEG-E sollte daher durch eine echte Beschränkung ersetzt werden, sodass die anteilige Berechnung von Netzausbaukosten nur für Netzverknüpfungspunkte in einem Einspeisernetz möglich ist.

³⁸ BWE-Positionspapier (01/2026): Einspeiseinfrastruktur: Investitionen ermöglichen, Kosten senken ([LINK](#)).

Konkret: Der BWE regt die Ergänzung der § 3 Nr. 37 und Nr. 108 EnWG an (**Text neu 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, [...]*“

3.6 Baukostenzuschuss

Betrifft:

Artikel 2: Erneuerbare-Energien-Gesetz

Nr. 5: § 17 EEG

Artikel 4: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Nr. 1: § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG

Artikel 5: Kraftwerk-Netzanschlussverordnung

Nr. 1: § 8 Abs. 3 Kraft-NAV

Im neuen § 17 EnWG-E ist die Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) zukünftig auch für EE-Anlagen und für Anlagen, die nach KWKG oder der KraftNAV angeschlossen werden (§ 3 Abs. 1 S. 3 KWKG, § 8 Abs. 3 KraftNAV) vorgesehen. Bislang dürfen BKZ lediglich für den Anschluss von Verbrauchern erhoben werden. Durch die Neuregelung werden Netzbetreiber zur Erhebung von BKZ für weitere Anschlusspetenten berechtigt. Die BNetzA kann Vorgaben zur Berechnung von pauschalen oder regional differenzierten BKZ machen.

Vor der inhaltlichen Bewertung merkt der BWE grundsätzlich an, dass der Gesetzgeber klarstellen sollte, dass die BNetzA Vorgaben zu BKZ machen *müssen* sollte und die Netzbetreiber diese erst nach einer **entsprechenden Festlegung erheben dürfen**, da sonst in die europarechtlich abgesicherte Kompetenz der BNetzA zur Festlegung von Netzentgelten und BKZ eingegriffen wird und außerdem in einem möglicherweise entstehenden Übergangszeitraum uneinheitliche Verfahren etabliert werden könnten, die den Prozess insgesamt verlangsamen. Im AgNes³⁹-Kontext werden derzeit Regelungen für den Zeitraum ab 2029 diskutiert und entwickelt. Ohne eine entsprechende Klarstellung könnten Netzbetreiber bis zur BNetzA-Festlegung relativ willkürliche BKZ festlegen. **Ohne Deckelung und eindeutige Vorgaben zur Bemessungsgrundlage und Erhebung kann dadurch ein finanzielles Verhinderungsinstrument entstehen, das dem stark kritisierten Redispatchvorbehalt im Ergebnis gleichkommt.**

Der BWE hat sich im Kontext des AgNes-Prozesses zur Reform der Netzentgeltsystematik durch die Bundesnetzagentur bereits ausführlich zur Einführung eines Erzeuger-BKZ positioniert und verweist an dieser Stelle auf seine Stellungnahme(n)⁴⁰. Die räumliche Steuerung für den Zubau von Windenergieanlagen ist bereits durch die Flächenausweisung, das Referenzertragsmodell und die Windhöflichkeit gegeben beziehungsweise eingeschränkt. Ein richtig ausgestalteter, technologiespezifischer BKZ stellt im AgNes-Kontext eine bessere Alternative gegenüber (dynamischen) Einspeiseentgelten und Kapazitätspreisen dar. Im besten Fall kann ein sinnvoll ausgestalteter BKZ systemdienliche Anreize, etwa für die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten, setzen. Diese und weitere Eckpunkte sind der Stellungnahme zu entnehmen.

Der BWE fordert eine Klarstellung des „angemessenen“ Baukostenzuschusses im nachgelagerten Festlegungsprozess der Bundesnetzagentur. Auch sollten BKZ grundsätzlich erst nach der entsprechenden Festlegung der BNetzA im AgNes-Prozess erhoben werden dürfen. Ansonsten könnten über 850 Netzbetreiber ab Inkrafttreten des Gesetzes bis zur Festlegung durch die Bundesnetzagentur willkürlich Regelungen und Höhen im Rahmen der Baukostenzuschüsse festlegen.

Generell sei angemerkt, dass BKZ die Projektkosten für die Errichtung von EE-Anlagen erhöhen und dementsprechend refinanziert werden müssen. Durch den hohen und absehbar anhaltenden Wettbewerbsdruck befinden sich Projekte schon heute am unteren Rand der Wirtschaftlichkeit, sodass BKZ sich nahezu vollständig in den Ausschreibungsgeboten widerspiegeln werden.

3.7 Claw-Back für ungenutzte Netzkapazität

Betrifft:

Artikel 1: Energiewirtschaftsgesetz

Nr. 7: § 17 Abs. 1a EnWG

Netzbetreiber sollen die Möglichkeit bekommen, die vorzuhaltende Leistung für einen Netzanschluss nach unten korrigieren zu können, wenn der Netzanschluss drei Jahre lang nicht in der vereinbarten

³⁹ Die Bundesnetzagentur überarbeitet derzeit die Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). Seit Mai 2025 läuft hier ein mehrstufiger Konsultationsprozess. Die neue Systematik soll (stufenweise) ab 1. Januar 2029 in Kraft treten.

⁴⁰ BWE (03/2026): Stellungnahmen des BWE und des BWE-Finanziererbeirats zum BNetzA-Orientierungspunktepapier zu Einspeiseentgelten ([LINK1](#), [LINK2](#)).

Höhe genutzt wurde. Die vorzuhaltende Leistung soll in diesen Fällen an „den höchsten gemessenen Leistungswert der vergangenen drei Jahre“ angepasst werden.

Die Regelung ist grundsätzlich zu begrüßen, um ungenutzte Netzanschlusskapazitäten effizient zu nutzen und die bestehende Infrastruktur bestmöglich auszulasten. Es fehlen jedoch Ausnahmenvorschriften für Fälle, in denen eine Volleinspeisung aus zwingenden Gründen vorübergehend nicht möglich ist oder zwischen Netzanschlussvertrag und Vollenbetriebnahme mehr Zeit liegt als üblich. Der Beginn des dreijährigen Zeitraums sollte sich daher auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme anstelle des Zustandekommens des Netzanschlussvertrages beziehen und eine Härtefallregelung für vorübergehende Nutzungseinschränkungen beinhalten. Außerdem müsste sichergestellt werden, dass Baukostenzuschüsse, die gegebenenfalls nach BNetzA-Festlegung erhoben werden könnten, anteilig an Anlagenbetreiber zurückgezahlt werden.

Konkret : Der BWE fordert die folgende Anpassung von § 17 Absatz 1a Satz 2 EnWG-E (neuer Text in fett):

*„(1a) Stellt sich nach **Inbetriebnahme des Netzanschlusses** ~~Zustandekommen eines Netzanschlussverhältnisses~~ heraus, dass die für den Netzanschluss vorzuhaltende Leistung über einen Zeitraum von mehr als drei Jahren nicht oder nicht in der vereinbarten Höhe in Anspruch genommen wurde, sind Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen berechtigt, die vorzuhaltende Leistung auf den höchsten gemessenen Leistungswert der vergangenen drei Jahre anzupassen. Der Anschlussnehmer hat die Anpassung zu dulden. **Die Frist ruht, solange Umstände vorliegen, die eine verzögerte oder vorübergehend verringerte Anschlussnutzung erfordern und vom Anlagenbetreiber nicht zu vertreten sind.**“*

3.8 Gemeinsame Internetplattform

Betrifft:

Artikel 1: Energiewirtschaftsgesetz

Nr. 6: § 14e Abs. 2 EnWG

Nr. 10: § 17d, 17e EnWG

§ 17e Abs. 1 EnWG-E dient der Umsetzung von Artikel 3a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711. Verteilnetzbetreiber müssen mit der Verabschiedung des Gesetzes digitale Netzanschlussprozesse anbieten. Bis zum 01.01.2028 reicht zur Umsetzung von „digitalen Anschlussprozessen laut Gesetzesbegründung der Verweis auf eine E-Mail-Adresse auf der Internetseite des Netzbetreibers“. Ab dem 01.01.2028 muss der ganze Netzanschlussprozess nach Absatz 2 über digitale Internetportale abgewickelt werden können. Dazu entwickeln die Netzbetreiber nach Absatz 3 einheitliche (Daten-)Formate, Inhalte und Prozessschritte sowie rollenspezifische Zugänge.

Der BWE begrüßt die Verpflichtung für Netzbetreiber, alle Netzanschlussprozesse zu digitalisieren. Laut Gesetzesbegründung gilt dies für neue Netzanschlussbegehren von Erzeugern, Stromspeichern und Verbrauchern sowie Änderungs- und Erweiterungsanträge, unabhängig von der Anlagengröße und Spannungsebene.

Der BWE kann die Ausnahme der Standardisierung von Netzanschlussbegehren in der Hochspannung nach Absatz 3 Satz 2 nicht nachvollziehen. In der Gesetzesbegründung zu § 17e Absatz 3 Nummer 2 EnWG-E heißt es, dass die Standardisierung der Verfahren nur für die Niederspannung und bedingt für Projekte in der Mittelspannung sinnvoll sei. Projekte in der Hochspannung seien zu individuell und nicht standardisierbar.

Der BWE widerspricht dieser Argumentation deutlich. Auch in der Hochspannung sollten die Netzanschlussverfahren weitestmöglich standardisiert werden, um Netzbetreiber und Anschlussnehmer zu entlasten. Beim Branchendialog zur Beschleunigung von Netzanschlüssen 2024 mit diesen und weiteren Akteuren war die weitreichende Standardisierung Konsens. Dieses Format sollte erneut genutzt werden, um über Möglichkeiten und Grenzen der Standardisierung zu diskutieren und eine für alle Akteure gewinnbringende Umsetzung zu ermöglichen. Standardisierte, digitalisierte und automatisierte Prozesse entlasten alle beteiligten Akteure in Zeiten eines umfassenden Fachkräftemangels und Forderungen nach weniger Bürokratie. Der BWE fordert daher standardisierte Netzanschlussverfahren in einer einheitlichen Plattform und eine ambitioniertere Umsetzung zum 01.07.2027.

Der BWE fordert darüber hinaus wirksame Anreize zur fristgerechten und praxistauglichen Umsetzung der einheitlichen Internetplattform. Bereits bei der achtwöchigen Frist zur Prüfung und Übermittlung des gesetzlichen Netzanschlusspunktes nach § 8 Abs. 1 EEG zeigt die jahrelange Erfahrung der Praxis, dass Netzanschlussbegehren teilweise erst nach acht bis neun Monaten beantwortet werden, weil entsprechende Pönalen für Netzbetreiber bei Fristverzug fehlen. Andererseits drohen Anlagenbetreibern bei der Fristverletzung zur Errichtung der Anlage nach Zuschlagserteilung Strafzahlungen bis hin zum Zuschlagsverlust.

Konkret: Der BWE fordert die Anpassung von § 17e Absatz 3 Satz 2 EnWG-E (neuer Text in fett):

„Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen stimmen zum Zwecke der Errichtung der digitalen Netzanschlussportale untereinander einheitliche Vorgaben ab zu:

- 1. den Schritten des Netzanschlussprozesses,*
- 2. den Formaten und Inhalten der im Netzanschlussprozess auszutauschenden Daten und*
- 3. rollenspezifischen Zugängen für die am Netzanschlussprozess Beteiligten.*

Die Formate und Inhalte nach Satz 1 Nummer 2 sind für Anschlussbegehren in der Hochspannungsebene gemeinsam von Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen mit Vertretern der Energiewirtschaft bis zum 30.06.2027 zu entwickeln. ~~Satz 1 Nummer 2 ist nicht für die Hochspannungsebene anzuwenden.~~“

3.9 Neue Regeln für den Anschluss von Energiespeichieranlagen

Betrifft:

Artikel 1: Energiewirtschaftsgesetz

Nr. 8: § 17 Abs. 2b (sic!)

Bei der Bezeichnung der zu ersetzenden Norm handelt es sich wohl um ein Redaktionsversehen. Gemeint sein dürfte § 17 Abs. 2a EnWG-E.

Unter dieser Voraussetzung wird der bestehende § 17 Abs. 2a EnWG durch einen Satz 2 ergänzt, welcher die Anschlussmöglichkeit von Speichern stärkt, indem sie unter der Voraussetzung einer per FCA festgeschriebenen gleichbleibenden Wirkleistungsbegrenzung nicht mehr mit Verweis auf Kapazitätsengpässe abgelehnt werden dürfen. Dies stärkt die Möglichkeiten zur Überbauung von Netzverknüpfungspunkten und ist daher sehr zu begrüßen. Ergänzende Stärkungen des Rechts auf Überbauung sind nach Ansicht des BWE erforderlich und werden von diesem gefordert (s. u., Punkt 3 der BWE-Agenda). Aus Sicht der Branche sollte dies jedoch auch auf Co-Location-Projekte mit weiteren Technologien ausgeweitet werden.

4 BWE-Agenda zur Digitalisierung und Optimierung der Netze, zur Beschleunigung des Netzausbaus und Reduzierung von Redispatchkosten

Basis dieses Gesetzesentwurfs ist die Absicht, den weiteren EE-Zubau vor dem Hintergrund knapper Netz- und Netzanschlusskapazitäten regional zu steuern und ggf. an das Tempo des Netzausbaus anzupassen, um Systemkosten zu senken. De facto entsteht dadurch aber das Risiko, den EE-Ausbau zu verlangsamen oder gar zu verhindern. Dabei verkennt der Referentenentwurf des Netzpakets fünf wesentliche Realitäten: Erstens beruht ein kostengünstiges, sicheres und versorgungsunabhängiges Stromsystem auf Erneuerbaren Energien. Zweitens werden keinerlei Anreize für Netzbetreiber gesetzt, den Netzbetrieb zu digitalisieren und zu optimieren. Drittens werden die Redispatchkosten absehbar nicht steigen, wie die Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber zeigen. Viertens existiert eine räumliche Steuerung der Windenergie an Land bereits durch die Flächenausweisung von Bund, Ländern und Kommunen. Fünftens reduziert der Gesetzesentwurf keine Systemkosten, sondern erhöht diese aufgrund steigender Risiken, die sich auf die Finanzierung und damit auf die Stromgestehungskosten auswirken.

Die Politik sollte die Digitalisierung und Optimierung des Netzbetriebs, die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen und die Beschleunigung des Netzausbaus als zentrale Ziele anerkennen. Anstelle des Ausbaustopps für Erneuerbare durch den Redispatchvorbehalt sollten die regulatorischen Rahmenbedingungen so ausgestaltet werden, dass sich der Netzausbau im Sinne der Synchronisierung an das Tempo der Energiewende anpasst und nicht umgekehrt der EE-Ausbau verlangsamt wird. **Der BWE hat hierzu im März 2026 seine Beschleunigungsagenda⁴¹ vorgestellt. Diese umfasst:**

⁴¹ BWE (03/2026): Beschleunigungsagenda zur Digitalisierung und Optimierung der Netze, zur Beschleunigung des Netzausbaus sowie zur Reduzierung der Redispatchkosten ([LINK](#)).

- **Anwendung des NOXVA-Prinzips (Netzoptimierung vor Flexibilitäten vor Verstärkung vor Ausbau)**

Im Bereich der Netzoptimierung sind heute viele Instrumente ungenutzt. Durch die Netzplanung mit digitalen Zwillingen, temperaturabhängiges Freileitungsmonitoring oder den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) und intelligenten Ortsnetzstationen (iONS) können bestehende und zukünftige Netze effizienter ausgenutzt und sicher betrieben werden.

- **Digitalisierung der Netze vorantreiben, dynamische Netzentgelte für Verbraucher einführen**

Die Digitalisierung der Netze kann eine schnelle und effiziente Sichtung und Nutzung bestehender und geplanter Netzkapazitäten durch die Anschlussnehmer ermöglichen und Mehrfachanfragen obsolet machen. Gleichzeitig überarbeitet die Bundesnetzagentur im AgNes-Prozess grundlegend die Netzentgeltsystematik. Die Einführung von dynamischen Netzentgelten für Verbraucher kann den Ausbau von (Heim-)Speichern, Wärmepumpen, Wallboxen und E-Autos anreizen und Flexibilitätspotenziale in der Industrie heben. Für Einspeiser sind dynamische Entgelte aus Gründen der Prognoseunschärfe und Projektfinanzierung nicht umsetzbar.^{42 43}

- **Flexibilitäten nutzen und Recht auf Überbauung einführen**

Die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten (NVP), also die gemeinsame Nutzung eines Netzknotens mit einer Anlagenleistung, welche die maximale Einspeiseleistung des NVP überschreitet, ist technisch sicher umsetzbar und volkswirtschaftlich effizient. Der 2025 eingeführte § 8a EEG sollte Überbauungsprojekte ermöglichen. Nach über einem Jahr zeigt sich, dass die „Kann-Regelung“ in der Praxis nicht genutzt wird und viele Netzbetreiber keine Überbauungskonzepte anbieten. Daher braucht es ein Recht auf Überbauung für Anlagenbetreiber.

- **Netzausbau beschleunigen, Ertüchtigung von Verteilnetzen entbürokratisieren**

Der BWE und der VKU haben gemeinsam Positionen zur Ertüchtigung von Verteilnetzen entwickelt. Sie zeigen, dass der Netzausbau deutlich beschleunigt werden kann, wenn Genehmigungsanforderungen reduziert und z.B. geringfügige Ertüchtigungsmaßnahmen mit einer einfachen Bauanzeige anstelle eines aufwendigen Planfeststellungsverfahrens genehmigt würden. BWE und VKU haben dazu konkrete Formulierungsvorschläge erarbeitet.⁴⁴

- **Einspeisung statt Erzeugung steuern**

Seit der Einführung des Redispatches 2.0 im Jahr 2021 sind Netzbetreiber verpflichtet, die Wirkleistungserzeugung anstelle der Einspeisung einer Anlage abzuregeln. Dadurch können in Zeiten von Netzengpässen keine co-located Batteriespeicher geladen werden. Es entstehen vermeidbare Redispatchkosten und Grünstrom geht verloren. Durch eine Korrektur auf die frühere Formulierung, welche an die Einspeisung anstelle der Erzeugung anknüpfte, wäre dieser Systemfehler behoben.

- **Anreizregulierung beibehalten, Energiewendeleistung berücksichtigen**

Die Bundesnetzagentur hat 2025 eine Festlegung zur Anreizregulierung der Netzbetreiber

⁴² BWE (03/2027): Stellungnahme zu den Orientierungspunkten für Einspeiser ([LINK](#)).

⁴³ Ergänzende Stellungnahme des BWE-Finanziererbeirats ([LINK](#)).

⁴⁴ BWE und VKU (02/2026): Positionspapier zur Ertüchtigung von Verteilnetzen ([LINK](#)).

getroffen (NEST-Prozess). Dadurch entsteht ab 2029 ein finanzieller Anreiz für Netzbetreiber, Netzengpässe zu vermeiden, da sie sonst teilweise die Kosten des Engpassmanagements selbst zahlen müssten. Bisher können sie als sog. „dauerhaft nicht-beeinflussbare Kosten“ über die Netzentgelte an die Verbraucher durchgereicht werden. An diesem sinnvollen Anreiz muss unbedingt festgehalten werden. Gleichzeitig kann die Energiewendeleistung einiger Netzbetreiber adäquat berücksichtigt werden, wenn die EE-Anschlussleistung der letzten Jahre ins Verhältnis zum Abregelungsvolumen gesetzt wird.

- **Einheitlichen Reservierungsmechanismus und Netztransparenz einführen, Windhundprinzip überarbeiten**

Wie bereits in der Stellungnahme ausgeführt, fordert der BWE seit Langem einen bundeseinheitlichen Reservierungsmechanismus mit Reifegradprinzip und eine Verbesserung der Netztransparenz. Der notwendige Nachbesserungsbedarf im Gesetzestext ist in Kapitel 3.3.2 beschrieben.

- **„Nutzen statt Abregeln“ nutzbar machen!**

Durch § 13k Nutzen statt Abregeln sollen netzengpassbedingte Abregelungen reduziert und der Abregelungsstrom sinnvollerweise in Entlastungsregionen vor Ort verbraucht werden. In der Erprobungsphase wurde das Entlastungspotenzial von fünf Terawattstunden Strom nur zu 0,06 Prozent (0,003 TWh), nämlich von einer einzigen Anlage, genutzt. Die Übertragungsnetzbetreiber berichteten Anfang 2026 von den Hürden: restriktive Teilnahmebedingungen, hohe Opportunitätskosten und ein schleppender Wasserstoffhochlauf.⁴⁵ Angesichts des enormen Potenzials sollte das Instrument zeitnah praxistauglich überarbeitet werden. Die Erkenntnisse der Übertragungsnetzbetreiber und der Branche liegen vor.

⁴⁵ Netztransparenz.de (01/2026): Informationsveranstaltung zu §13k EnWG „Nutzen statt Abregeln“ ([LINK](#)).

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 Transparenzregister der Europäischen Union unter der Registernummer REG 554370792670-41 eingetragen.

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

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](#).

Ansprechpersonen

Tristan Stengel | Fachreferent Netze | t.stengel@wind-energie.de
Hannes Moser | Justiziar | h.moser@wind-energie.de
Jakob Korenke | Referent Politik | j.korenke@wind-energie.de

Autor*innen in alphabetischer Reihenfolge

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

Datum

22. Juli 2026