



Stellungnahme
Bundesverband WindEnergie e. V.

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

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

Siehe Anlage

Stellungnahme zum Netzanschlusspaket

Bundesverband WindEnergie e.V.

vertreten durch

Bärbel Heidebroek, Präsidentin

Öffentliche Sachverständigen-Anhörung:

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts
zur Synchronisierung des Anlagenzubaues mit dem Netzausbau
sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens

Mittwoch, den 7. Oktober 2026

Vorbemerkung

Windenergie schafft **Arbeitsplätze**, Aufträge für den **Mittelstand** und zusätzliche **Einnahmen für Kommunen**. Energieunabhängigkeit, technologische Souveränität und industrielle Wertschöpfung sind für Deutschland von strategischer Bedeutung – gerade angesichts geopolitischer Krisen. Die Windenergie trägt dazu bei, **unabhängiger von fossilen Preiskrisen** zu werden.

Der Ausbau der Windenergie muss weiterhin **zügig vorangehen**, um das Ausbauziel von 115 GW zu erreichen. Dafür braucht es klare und langfristig verlässliche Investitionsbedingungen. Mit den gegenwärtigen Entwürfen ist dieses Ziel **jedoch gefährdet**. Die zusätzlichen Ausschreibungsmengen von 12 GW bleiben wirkungslos, wenn Projekte nicht finanziert und realisiert werden können. Um nur zwei wichtige Stimmen in der Debatte zu nennen: **Banken warnen vor Finanzierungsrisiken** in Bezug auf das Netzanschlusspaket und die Bertelsmann-Stiftung sieht den **Jobmotor** der Erneuerbaren-Branche durch die Gesetzentwürfe **gefährdet**.¹

Im Zusammenspiel drohen die Regelungen **Milliardeninvestitionen zu verhindern**. Eine kurzfristige und aufeinander abgestimmte Nachbesserung von Netzanschlusspaket und EEG 2027 ist dringend erforderlich.² Es braucht klare und **langfristig verlässliche Investitionsbedingungen**. Zudem müssen die kumulativen Effekte der Instrumente berücksichtigt werden: Diese sind **einzelnen problematisch, gemeinsam aber investitionsgefährdend**. Die Kombination von Redispatch-Vorbehalt, Wirkleistungsbegrenzung, Änderungen am Referenzertragsmodell und den geplanten AgNes-Regelungen gefährdet die Finanzierung und somit die Realisierung von Projekten.

Wirkleistungsbegrenzung und Redispatch-Vorbehalt können zusammen zu jährlichen Energieverlusten von mehr als 25 Prozent führen. In Verbindung mit dem geänderten Referenzertragsmodell wären Gebotserhöhungen von bis zu 36 Prozent erforderlich. **Volkswirtschaftlich ist der Schaden sehr viel größer als beabsichtigte Einsparungen.**

¹ [Banken warnen vor Finanzierungsrisiken 09/2026](#); [Studie Bertelsmann-Stiftung 09/2026](#)

² Vertiefende Hintergrundinformationen, weitere Detailforderungen und konkrete Gesetzesvorschläge finden sich in der ausführlichen [Stellungnahme des BWE](#) zum Regierungsentwurf des Netzanschlusspakets.

Auf einen Blick: 4 Kernpunkte für das parlamentarische Verfahren

1. Was spricht gegen Redispatch-Gebiete und den Redispatch-Vorbehalt?

- **Europarechtswidrigkeit:** Ein **erzwungener Entschädigungsverzicht** sowie die vorgesehene Ausgestaltung der Engpassgebiete sind **europarechtswidrig**. Langwierige Rechtsstreitigkeiten sowie erhebliche Schadensersatzforderungen sind zu erwarten. Daher sollte der Redispatch-Vorbehalt vollständig gestrichen werden.
- **Datengrundlage:** Bei sogenannten kapazitätslimitierten Netzgebieten sollte die **Datengrundlage offengelegt und überprüft werden:** Tiefgreifende Beschränkungen des Netzzugangs benötigen belastbare empirische Nachweise. Netzengpässe müssen räumlich, zeitlich und technologiespezifisch nachvollziehbar bestimmt werden und prognostizierbar sein.

2. Was ist rechtswidrig bei der Wirkleistungsbegrenzung?

Der vorgesehene Stichtag bei Wirkleistungsbegrenzung ist **verfassungswidrig und muss korrigiert werden**. Der Gesetzgeber muss für **echten Bestands- und Vertrauensschutz** und angemessene Übergangsregelungen auch für die Industrie sorgen.

3. Was sollte stattdessen getan werden, um Netze zu entlasten?

- Strom sollte **vor dem Netzverknüpfungspunkt** nutzbar gemacht werden: Statt der Erzeugung (Abregelung der Anlage) sollte die Einspeisung gesteuert werden und die Hindernisse für die Direktbelieferung und Verwendung in Speichern, Elektrolyseuren sowie Power-to-Heat sollten beseitigt werden.
- **Überbauung und Einspeiseinfrastruktur stärken:** Die gemeinsame Nutzung von Anschlüssen durch Erzeuger, Speicher und Verbraucher rechtssicher ermöglichen und die Anschlussrechte von Speichern verbessern.

4. Was muss bei Netzen und Netzanschlüssen getan werden?

- **Die Priorisierung beim Netzzugang muss verbindlich geregelt werden.** Der Anschlussvorrang von EEG-Anlagen im Gesetz gehört gesichert, Kriterien präzisiert und die Branche wäre an der Ausgestaltung zu beteiligen. Flexible Netzanschlussvereinbarungen müssen freiwillig bleiben.
- **Netzanschlüsse nach Projekt reife reservieren:** Einheitliche Verfahren auch in der Hochspannung schaffen. Gebühren dürfen Bürgerenergie und kleinere Akteure nicht aus dem Markt drängen.
- **Transparenz und Digitalisierung umsetzen:** Aussagekräftige Netzkarten, praxistaugliche Netzanschlussauskünfte und einheitliche digitale Verfahren für alle Spannungsebenen des Verteilnetzes einführen. Pflichtverletzungen müssen sanktioniert werden.

1. Was spricht gegen Redispatch-Gebiete und den Redispatch-Vorbehalt?

1.1 Der Redispatch-Vorbehalt ist rechtswidrig

a) Europarechtswidriges Verhinderungsinstrument für den Ausbau der Erneuerbaren

Der Regierungsentwurf hält am Kern des sogenannten Redispatch-Vorbehalts fest. Netzbetreiber sollen „kapazitätslimitierte Gebiete“ ausweisen können. Dort entfällt der grundsätzliche Anschlussvorrang für Erneuerbare. Der Netzanschluss wird an einen Vertrag geknüpft, der eine entschädigungsfreie Abregelung von bis zu 20 Prozent (in Windvorranggebieten bis zu 18 Prozent) des Jahresstromertrags vorsieht.

Die Ausweisung von Umspannanlagen und verbindenden Leitungsabschnitten erfolgt für bis zu sechs Jahre. Voraussetzung ist, dass im Vorjahr mehr als fünf Prozent der Wirkleistungserzeugung der unmittelbar und mittelbar angeschlossenen Anlagen durch Redispatch reduziert wurden. Die Ausweisung erfolgt durch den Netzbetreiber selbst, mit Anzeige an die Bundesnetzagentur und Veröffentlichung auf seiner Internetseite. Unter den vorgesehenen Voraussetzungen kann sich der Vertrag einmalig um 18 Monate verlängern.

Rechtliche rote Linie: Wer nur dann einen Netzanschluss erhält, wenn er auf Entschädigung verzichtet, entscheidet nicht freiwillig. Ein gesetzlich erzwungener Verzicht auf unionsrechtlich geschützte Ansprüche ist kein Vertrag auf Augenhöhe.

b) Vier zentrale Konflikte

- **Recht auf Netzanschluss:** Art. 6 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie erlaubt eine Beschränkung nur anhand objektiver, technisch und wirtschaftlich begründeter Kriterien im konkreten Einzelfall. Pauschale Gebietsausweisungen mit niedriger Schwelle und langer Dauer genügen dem nicht.
- **Flexible Anschlussvereinbarungen:** Art. 6a der Richtlinie setzt auf ein flexibles Anschlussangebot. Freiwilligkeit und Wahlmöglichkeit werden unterlaufen, wenn der reguläre Anschlussanspruch entfällt.
- **Redispatch-Entschädigung:** Art. 13 Abs. 7 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung schützt die Entschädigung bei nicht marktbasiertem Redispatch. Ein Wegfall kann nicht durch einen faktisch obligatorischen Vertragsverzicht erzwungen werden.
- **Flächenziele und Planungshoheit:** Unkalkulierbare Erlösausfälle können Windenergiegebiete entwerten, Pläne unwirksam machen und ihre WindBG-Anrechnung gefährden. Werden dadurch die Ziele für 2027 verfehlt, greift die Außenbereichsprivilegierung – zulasten der Planungshoheit und der RED-III-Beschleunigungsgebiete.³

Die Folgen wären absehbar: Rechtsunsicherheit beim Netzanschluss, langwierige Verfahren, mögliche Vertragsverletzungs- und Staatshaftungsrisiken sowie ein unmittelbarer Finanzierungsvorbehalt der Banken. Damit würde die Norm genau die Investitionen blockieren, die sie angeblich systemverträglich steuern soll.

Empfehlung: Redispatch-Vorbehalt ersatzlos streichen. Kosmetische Änderungen an Schwellenwert, Dauer oder Gebietsbezeichnung beseitigen den Grundkonflikt nicht. Netzengpässe sind durch Netzausbau, Netzoptimierung, Digitalisierung, Speicher und freiwillige flexible Netzanschlüsse zu adressieren. Zumindest muss er mit dem Unionsrecht in Einklang gebracht werden und auf einer transparenten Datengrundlage basieren. Für die Nutzung des Stroms vor dem Netzverknüpfungspunkt muss der Weg frei gemacht werden.

³ RAUE (02/2026) [Kurzgutachten](#) und BBH (02/2026) [Kurzgutachten](#).

1.2 Datengrundlage bei Redispatch-Gebieten ist lückenhaft

a) Keine belastbaren Daten für schwerwiegende Eingriffe in den Netzzugang

Zum rechtlichen Problem kommt hinzu, dass für die Ausweisung von „kapazitätslimitierten Gebieten“ eine empirische Datengrundlage fehlt. Diese bleibt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) weiter schuldig. Solange unklar ist, wo kapazitätslimitierte Gebiete jetzt und in Zukunft liegen, wird die Projektentwicklung unkalkulierbaren Risiken ausgesetzt.

Im Verbändeinformationsgespräch am 22. Mai 2026 wurde eine interne Auswertung von Daten von vier der über 850 Verteilnetzbetreiber vorgestellt. Die zugrunde liegenden Berechnungen wurden nicht veröffentlicht. Auch die am 8. September 2026 im BMWE vorgestellte E-Bridge-Auswertung behebt die Mängel der Datengrundlage nicht.

Die methodischen Defizite der Auswertung unterschätzen die Betroffenheit. Die Auswertung zeigt eine Momentaufnahme des Redispatch-Jahres 2024, leitet daraus aber Aussagen über eine langjährige gesetzliche Wirkung ab. Eine Gebietsausweisung für bis zu sechs Jahre lässt sich nicht anhand eines einzelnen Redispatch-Jahres bewerten. Ein Rückblick ersetzt keine belastbare Prognose. Darüber hinaus werden Risikogebiete knapp unterhalb des Schwellenwerts von 5 % komplett ausgeblendet, die Banken in ihrer Risikokalkulation und Finanzierungsentscheidung berücksichtigen müssen. Das Investitionsrisiko wird so deutlich unterschätzt. Gleichzeitig verschleiern die punktuelle Darstellung von scheinbar isolierten Umspannwerken die tatsächliche Tragweite der neuen Regelung. Eine ausführliche Analyse des BEE zeigt, dass bei einer mehrjährigen Betrachtung 25 % des Zubaus vom Redispatch betroffen wäre.⁴

b) Geringe Abregelungsmengen belegen nicht automatisch einen strukturellen Engpass

- **Der Schwellenwert ist zu niedrig.** Fünf Prozent entsprechen dem in Art. 13 Abs. 5 Buchstabe a der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung vorgesehenen Wert für die Spitzenkappung. Eine Größenordnung, die im Rahmen effizienter Netzplanung akzeptiert wird, ist keine ausreichende Begründung für eine langjährige Anschlussbeschränkung.
- **Ein einzelnes Vorjahr ist nicht aussagekräftig genug.** Besondere Wetterverhältnisse oder punktuell veränderte Verbrauchsmuster können zu vorübergehend erhöhten Abregelungen führen. Für die Ausweisung ist deshalb ein mehrjähriger Betrachtungszeitraum erforderlich, wie der Gesetzgeber ihn bei der Gebietsaufhebung bereits vorsieht.
- **Andere Netzebenen dürfen den Befund nicht verzerren.** Abregelungen auf Anforderung vorgelagerter Netze können zur Ausweisung eines Verteilnetzbereichs führen, obwohl dessen Betriebsmittel selbst keinen Kapazitätsmangel aufweisen.
- **Technologien müssen verbindlich unterschieden werden.** Die Differenzierung muss sowohl bei der Berechnung der Abregelungsmengen als auch bei der Ausweisung gelten. Eine bloße Soll-Regelung reicht nicht aus.
- **Optimierungspotenziale müssen ausgeschöpft sein.** Netzbetreiber sollten Maßnahmen nach dem NOXVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Flexibilität vor Verstärkung vor Ausbau) umsetzen und nachweisen. Nicht genutzte Möglichkeiten zur höheren Netzauslastung dürfen nicht durch Anschlussbeschränkungen ersetzt werden.

Auch die Begründung mit vermeintlich explodierenden Redispatch-Kosten trägt nicht. Die auf EE-Anlagen entfallenden Redispatch-Kosten sind von 2024 auf 2025 um 22 Prozent gesunken. Der Großteil der Kosten entfällt auf konventionelle Kraftwerke, die hinter dem Engpass hochgefahren werden. Der Entschädigungsverzicht beseitigt diesen Engpass nicht.

⁴ BEE (09/2026) [Analyse zur E-Bridge-Auswertung kapazitätslimitierter Netzgebiete in Deutschland](#).

2. Was ist rechtswidrig bei der Wirkleistungsbegrenzung?

a) Bestandsschutz für fortgeschrittene Projekte, Planungssicherheit für Anlagenhersteller

Die maximale Wirkleistungseinspeisung von Windenergieanlagen an Land soll am Netzverknüpfungspunkt auf 280 Watt je Quadratmeter überstrichener Rotorfläche begrenzt werden. Die Regelung soll bundesweit und unabhängig von einem konkreten Netzengpass für Anlagen gelten, die ab dem 1. Januar 2027 angeschlossen werden. Damit wird das bisher vorrangige und leistungsmäßig unbeschränkte Anschlussrecht dauerhaft beschnitten. Bei mehreren Anlagen an einem Netzverknüpfungspunkt bezieht sich die Begrenzung auf ihre aggregierte maximale Einspeisung.

b) Genehmigte und bezuschlagte Projekte schützen

Projektierer haben abhängig vom Projektfortschritt bereits sechs- bis siebenstelligen Beträge vorfinanziert. Geänderte Ertragsaussichten können andere Anlagentypen und immissionsschutzrechtliche Änderungsgenehmigungen erfordern. Nach Teilnahme an der Ausschreibung lässt sich der gebotene Wert nicht mehr anpassen, während zugleich eine sanktionsbewehrte Umsetzungspflicht besteht.

Eine Analyse der in Planung befindlichen Anlagen zeigt, dass **75 Prozent der genehmigten und 74 Prozent der bezuschlagten Anlagen** über 280 W/m² liegen. Ohne angemessenen Vertrauensschutz wären Projekte mit rund **41,9 GW** und einem Investitionsvolumen von **71 Milliarden Euro** betroffen. Die Ertragsverluste können je nach Standort und Anlagenauslegung bis zu acht Prozent über die gesamte Laufzeit betragen.

Die Rechtslage ist eindeutig: § 8 Abs. 1 Satz 4 EEG-E ist ohne angemessene Übergangsvorschrift mit Art. 14 Abs. 1 GG unvereinbar. Gewichtige Gründe sprechen zudem für Verstöße gegen Art. 12 Abs. 1 GG und den allgemeinen Vertrauensschutz aus Art. 2 Abs. 1 in Verbindung mit Art. 20 Abs. 3 GG.⁵

Die vorgesehene Übergangsfrist ist nicht nur zu kurz, sondern verfassungswidrig. Es bedarf einer Übergangsregelung, die getätigte Investitionen schützt.

c) Voraussetzungen für eine tragfähige Umsetzung

- **Ausreichende Übergangsfristen:** Die verfassungsrechtliche Mindestregelung muss um die Vorlaufzeiten der Hersteller und Projektierer ergänzt werden. Auch Projekte vor Genehmigungserteilung benötigen eine echte Anpassungsmöglichkeit.
- **Beschränkung auf Engpassgebiete:** Die Wirkleistungsbegrenzung kommt nur in europarechtskonform ausgestalteten kapazitätslimitierten Netzgebieten und anstelle des Redispatch-Vorbehalts in Betracht.
- **Flexibilitäten tatsächlich ermöglichen:** Co-Location, Speicher und die Nutzung des Stroms auf der Anlagenseite des Netzverknüpfungspunkts (NVP) müssen rechtlich und praktisch möglich sein. Bestehende Hürden bei Redispatch, Einspeiseinfrastruktur und räumlicher Nähe sind zu beseitigen.

Empfehlung: Die Wirkleistungsbegrenzung darf nur in eng definierten, kapazitätslimitierten Netzgebieten greifen, deren Ausweisung europarechtskonform möglich ist und die unabhängig von einem weiterhin abzulehnenden Redispatch-Vorbehalt auf einer transparenten Datengrundlage ermittelt wurden. Verfassungsrechtlich ist mindestens eine Übergangsregelung für Projekte mit Genehmigung bis 31. Dezember 2027 erforderlich. Darüber hinaus muss einem so tiefen Eingriff in die technologische Auslegung und das Design von Windenergieanlagen sowie in die Planungsvorläufe von Projektierern mit einer längeren Übergangsfrist begegnet werden.

5 Redeker Sellner Dahs (08/2026) [Kurzgutachten](#).

3. Was sollte stattdessen getan werden, um Netze zu entlasten?

3.1 Strom vor dem Netzverknüpfungspunkt nutzen

a) Einspeisung statt Erzeugung steuern

Beim Redispatch sollte die Netzeinspeisung statt der Stromerzeugung gesteuert werden, damit Speicher, Elektrolyse und Power-to-Heat Überschüsse hinter dem Netzverknüpfungspunkt nutzen und Netzungspasskosten senken können. Aus Sicht der Anlage findet diese Nutzung „vor dem Netzverknüpfungspunkt“ statt. Entscheidend ist, dass die Strommengen nicht in das vorgelagerte öffentliche Netz eingespeist werden.

Das Netzanschlusspaket setzt scheinbar auf Flexibilitätsanreize durch eine Begrenzung der Einspeiseleistung und die Erleichterung von Co-Location-Speichern, beseitigt aber zentrale Hindernisse für die Nutzung der betroffenen Strommengen nicht. Solange diese Hindernisse fortbestehen und Redispatchprozesse weiterhin intransparent und fehleranfällig sind, bleiben erzeugbare Grünstrommengen ungenutzt und der erhoffte Anreiz für Co-Location-Speicher läuft ins Leere.

Beim Redispatch muss wieder die Einspeisung geregelt werden. Seit der Einführung von Redispatch 2.0 wird die Wirkleistungserzeugung statt der Einspeisung abgeregelt. Damit können in Zeiten von Netzungspässen co-located Batteriespeicher nicht geladen werden. Entsprechende, technisch sichere Mess- und Steuerungskonzepte werden vom Netzbetreiber abgelehnt, weil deren Prozesse nicht darauf ausgerichtet sind. Der bestehende europarechtliche Schutz lokal verbrauchten Stroms wird in der Praxis regelmäßig verletzt, obwohl § 13a EnWG seit der letzten Gesetzesänderung im Dezember 2025 explizit auf den Passus der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung verweist.

b) Fehlanreize für Speicher im Redispatch-Vorbehalt vermeiden

Auch der Redispatch-Vorbehalt schafft keinen tragfähigen Anreiz zum Speicherzubau. Strom, der abgeregelt und nicht entschädigt werden soll, kann nach der beschriebenen Ausgestaltung nicht zwischengespeichert werden. Das Verhältnis von zwischengespeichertem Strom zum Kontingent der 18 beziehungsweise 20 Prozent entschädigungslosen Jahresenergie ist völlig unklar. Eine Zwischenspeicherung wird demnach gerade nicht angereizt.

c) § 13k Nutzen statt Abregeln praxistauglich machen

§ 13k EnWG soll Abregelungsstrom in Entlastungsregionen durch das Zuschalten zusätzlicher Lasten nutzbar machen. Auch wenn der Strom nicht hinter demselben NVP verbraucht werden muss, teilt das Instrument die Zielsetzung, Redispatchmengen und -kosten zu reduzieren. In der Erprobungsphase seit Oktober 2024 wurden jedoch nur **0,003 TWh von potenziell fünf TWh** genutzt. Das entspricht **0,06 Prozent** und entfiel auf eine einzige Anlage. Als Hemmnisse werden restriktive Teilnahmebedingungen, hohe Opportunitätskosten und der schleppende Wasserstoffhochlauf benannt.

Empfehlung: Die Netzeinspeisung statt der Stromerzeugung steuern, damit Speicher, Elektrolyse und Power-to-Heat Überschüsse hinter dem Netzverknüpfungspunkt nutzen können. Das Prinzip „Nutzen statt Abregeln“ (§ 13k EnWG) auf Grundlage der vorliegenden Praxiserfahrungen überarbeiten.

3.2 Überbauung und Einspeiseinfrastruktur stärken

a) Einspeiseinfrastruktur für Erzeuger und Flexibilitäten rechtssicher gestalten

Die gemeinsame Nutzung eines Netzverknüpfungspunkts durch Erzeugungsanlagen, Speicher und Ladepunkte kann bestehende Infrastruktur besser auslasten. Dazu braucht es neben Anschlussrechten einen rechtssicheren Rahmen für die verbindenden Leitungen und für die Nutzung des Stroms auf der Anlagenseite des NVP.

Der BWE fordert, die Einspeiseinfrastruktur für Anschlussnehmer ausdrücklich zu regeln, um die Rechtsunsicherheit im Kontext der sogenannten Kundenanlage nach dem EuGH-Urteil vom 28. November 2024 zu beseitigen. Die vom BWE vorgeschlagenen Ergänzungen in § 3 Nr. 37 und Nr. 108 EnWG sollen direkte Verbindungen zwischen EE-Erzeugungsanlagen, Energiespeicheranlagen und Ladepunkten vor ihrem jeweiligen Netzverknüpfungspunkt von den dort beschriebenen Netz- beziehungsweise Verteilungsbegriffen ausnehmen. So können hybride Anlagenkombinationen rechtssicher gebündelt und Flexibilitäten integriert werden.

Die Direktbelieferung darf nicht an unnötigen räumlichen Vorgaben scheitern. Der BWE fordert die Streichung des Erfordernisses der unmittelbaren räumlichen Nähe bei der Industriedirektbelieferung nach § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG. Die Beseitigung dieser Hindernisse ergänzt die Möglichkeit, Erzeugungsspitzen durch flexible Stromvermarktung vor Ort sinnvoll zu nutzen.⁶

b) Ein wirksames Recht auf Überbauung schaffen

Die Überbauung eines NVP mit einer installierten Anlagenleistung oberhalb seiner maximalen Einspeiseleistung ist technisch sicher umsetzbar und volkswirtschaftlich effizient. Freiwillige flexible Netzanschlussvereinbarungen nach § 8a EEG können die Einhaltung der zulässigen Einspeise- und Bezugsleistung absichern und näher gelegene oder gemeinsam genutzte NVP erschließen.

Die geplante Änderung von § 8 Abs. 2 EEG-E ist deshalb zu begrüßen. Neben bestehenden sollen auch geplante Anlagenutzungen einbezogen werden. Bei Zustimmung zur Mitnutzung und der Verpflichtung, die bisherige Einspeise- und Bezugskapazität nicht zu überschreiten, soll die Unerheblichkeit der Mehrkosten des Netzbetreibers vermutet werden.

Diese Vermutung muss **unwiderleglich** sein. Eine lediglich widerlegliche Vermutung bietet nach der Bewertung des BWE gegenüber der heutigen Rechtslage nur begrenzte Vorteile bei der Durchsetzung des Anschlussrechts. Auch die neue Regel für Speicher in § 17 Abs. 2a EnWG-E ist zu begrüßen: Bei einer durch flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA) abgesicherten gleichbleibenden Wirkleistungsbegrenzung darf der Anschluss nicht mit Verweis auf Kapazitätsengpässe abgelehnt werden.

Empfehlung: Einspeiseinfrastruktur rechtssicher ermöglichen, räumliche Hindernisse für Direktbelieferung beseitigen und das Recht auf Überbauung stärken.

⁶ BWE-Positionspapier (01/2026): [Einspeiseinfrastruktur – Investitionen ermöglichen, Kosten senken](#).

4. Was muss bei Netzen und Netzanschlüssen getan werden?

4.1 Netzanschlüsse: Vorrang, Kriterien, Vereinbarungen

a) Anschlussvorrang sichern und Entscheidungsspielräume begrenzen

Der BWE begrüßt einheitliche, transparente und effiziente Netzanschlussverfahren. Das bisherige Windhundprinzip ist angesichts fehlender Standardisierung, mangelnder Netztransparenz und zahlreicher Mehrfachanfragen nicht mehr zeitgemäß. Die Priorisierung muss jedoch gesetzlich klar begrenzt sein und die Interessen der Anschlussnehmer berücksichtigen. Strukturpolitik ist und bleibt Aufgabe der Politik, nicht der Netzbetreiber.

Nach § 17a EnWG-E sollen die Übertragungsnetzbetreiber gemeinsame Verfahren entwickeln und der Bundesnetzagentur zur Bestätigung vorlegen. § 17b EnWG-E ermöglicht Kriterien zur Priorisierung von EnWG-Netzanschlussbegehren und die Freihaltung von Kapazitäten für erwartete priorisierte Anfragen. Verteilnetzbetreiber dürfen die bestätigten Maßgaben übernehmen und ergänzen.

Der Anschlussvorrang von EEG-Anlagen muss ausdrücklich im Gesetz stehen. Die Begründung stellt klar, dass die Regelungen zu Netzanschluss und Netzzugang nach §§ 8 und 11 EEG unberührt bleiben. Diese Klarstellung gehört auch in § 17a Abs. 4 EnWG-E. Sie muss auch die Anwendung der Priorisierung durch Verteilnetzbetreiber absichern.

b) Verbindliche Vorgaben statt weitreichender Ermessensspielräume

Die vorgesehenen Kriterien sind zu vage und nicht verpflichtend anzuwenden. Gesetzliche Ausbauziele, der genehmigte Szenariorahmen und die Bedarfe nachgelagerter Netze dürfen nicht zu optionalen Gesichtspunkten werden. Die Kriterien müssen konkretisiert, standardisiert und verbindlich vorgegeben werden.

Die Entscheidung, welche Anlagen in einem Gebiet grundsätzlich anschlussfähig sind, darf privaten Netzmonopolisten nicht als strukturpolitische Aufgabe überlassen werden. Der BWE fordert insbesondere die Streichung des zu weit gefassten Priorisierungskriteriums „Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“ in § 17b Abs. 1 Satz 3 Nr. 1 EnWG-E. Technische Anschlussregeln müssen schon heute verbindlich für jeden Netzanschluss eingehalten werden. Die Branche muss an der Entwicklung der Verfahren beteiligt werden. Die Bundesnetzagentur sollte deren Wirkung regelmäßig evaluieren und Anpassungen verlangen können.

c) Freiwillige Anschlussvereinbarungen erhalten

Die Möglichkeit, Anschlüsse wegen eingeschränkter Kapazität vom Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung abhängig zu machen, eröffnet erhebliche Spielräume zulasten der Anschlussnehmer. Konkrete Auslösetatbestände, Mindeststandards und Kontrollen fehlen. EEG-Anlagen sind von verpflichtenden Vereinbarungen auszunehmen.

Das unionsrechtliche Verbot, Netzkapazitäten gegenüber Erzeugungs- und Speichereinrichtungen freizuhalten, muss ausdrücklich umgesetzt werden. Die Freihaltung für lediglich erwartete Begehren droht vorhandene Kapazität ineffizient zu blockieren. Soweit Ausnahmen vorgesehen werden, müssen ihr enger Charakter, die Einzelfallgenehmigung durch die Regulierungsbehörde und der Ausschluss unzulässiger Markteintrittshindernisse sichergestellt sein.

Empfehlung: §§ 17a und 17b EnWG-E präzisieren, den EEG-Vorrang im Normtext sichern und die Verfahren gemeinsam mit den betroffenen Branchen entwickeln. Die Versteigerung von Netzanschlusskapazitäten ist abzulehnen. Sie erhöht den Eigenkapitalbedarf, verteuert Projekte und gefährdet die Akteursvielfalt.

4.2 Reservierungsmechanismus: Netzanschlüsse nach Projektreife reservieren

a) Einheitliche Verfahren auch für die Hochspannung schaffen

Der BWE begrüßt den vorgesehenen Reservierungsmechanismus nach § 17f EnWG-E grundsätzlich und fordert wesentliche Nachbesserungen. Reservierungen in aufeinanderfolgenden Abschnitten, die an nachgewiesene Projektfortschritte gebunden sind, erhöhen die Planungssicherheit für Anschlussnehmer und Netzbetreiber. Zusammen mit transparenten Informationen über vorhandene und geplante Kapazitäten kann das Reifegradprinzip die Anschlussverfahren entlasten.

Die Verteilnetzbetreiber sollen dazu gemeinsam bundeseinheitliche Vorgaben für Anlagen ab 135 kW schaffen inklusive der Dauer von Reservierungsabschnitten, Fortschrittsnachweisen sowie der Berechnung einer möglichen Reservierungsgebühr. Im Gesetzesentwurf ist der Anwendungsbereich jedoch auf die Umspannebene Hoch- zu Mittelspannung, die Mittelspannung und die Umspannebene Mittel- zu Niederspannung begrenzt.

Gerade größere Windparks brauchen verlässliche Reservierungen. Deshalb müssen auch die Umspannebene Höchst- zu Hochspannung und die Hochspannung einbezogen werden. Hier schließen große Erzeugungs- und Speichereinrichtungen sowie weitere bedeutende Netzkunden an. Einheitliche Regeln beschleunigen deren Projekte und entlasten zugleich die Verteilnetzbetreiber mit Hochspannungsnetz.

b) Praxisnahe Ausgestaltung mit der Branche

- **Branche beteiligen:** Die Verfahren sind unter Einbezug der Erneuerbaren-Branche praxistauglich auszugestalten. Konkrete Vorschläge der EE-Verbände liegen bereits vor.
- **Verhältnis zur Priorisierung klären:** Es muss nachvollziehbar sein, wie Reservierungsmechanismus und Priorisierungsregime zusammenwirken und die Planungssicherheit künftiger Projekte gewährleisten.
- **Gebühren eng begrenzen:** Eine Reservierungsgebühr ist als Ernsthaftigkeitsnachweis nur in begrenztem Umfang nachvollziehbar. Sie darf nicht prohibitiv hoch sein oder kleinere Akteure und Bürgerenergiegesellschaften verdrängen.
- **Genehmigungsstand berücksichtigen:** Bei Windenergieanlagen an Land sollte eine Gebühr erst nach der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung erhoben und mit möglichen Baukostenzuschüssen verrechnet werden.
- **Lange Entwicklungszeiten beachten:** Für den Erhalt und die Verlängerung einer Reservierung muss die Projektreife maßgeblich bleiben. Lange Projektierungszeiträume dürfen Windenergievorhaben nicht systematisch gegenüber anderen Anschlussbegehren benachteiligen.

Empfehlung: Den Reservierungsmechanismus zügig und bundeseinheitlich einführen, auf die Hochspannung ausweiten und an nachweisbarer Projektreife ausrichten.

4.3 Netztransparenz und digitale Verfahren umsetzen

a) Aussagekräftige Informationen für belastbare Projektentwicklung

Digitale Netzkarten und unverbindliche Netzanschlussauskünfte sind wichtige Fortschritte und durch EU-Recht verpflichtend umzusetzen. Sie können bei richtiger Ausgestaltung Mehrfachanfragen vermeiden und die Suche nach geeigneten Netzverknüpfungspunkten erleichtern. Dafür müssen sie die tatsächlich benötigten Informationen enthalten und alle relevanten Spannungsebenen abdecken.

Nach § 17c EnWG-E sollen verfügbare Netzanschlusskapazitäten in den Umspannebenen Höchst- zu Hochspannung sowie Hoch- zu Mittelspannung auf einer monatlich aktualisierten digitalen Karte ausgewiesen werden. Ein Rechtsanspruch auf die dargestellte Kapazität entsteht nicht. Ab dem 1. Januar 2028 sind unverbindliche Anschlussauskünfte für die Netzebenen vier bis sechs vorgesehen, ergänzt um eine unverbindliche Kostenschätzung.

Die Beschränkung auf vorhandene Umspannwerke reicht nicht aus. Windprojektierer errichten regelmäßig eigene Umspannwerke und schließen diese direkt an das Hochspannungsnetz an. Daher müssen auch verfügbare Kapazitäten der Hoch- und Mittelspannungsleitungen dargestellt werden. Die unverbindliche Netzanschlussauskunft ist ebenfalls auf die Hochspannung auszuweiten und sollte folgende Informationen bereitstellen:

- **Konkrete Anschlussmöglichkeiten:** Anschlusstyp, etwa Sammelschiene oder Stichanschluss an eine 110-kV-Leitung, sowie Entfernung zum Anschlusspunkt.
- **Vorhandene Erzeugung:** Nach Anlagenart differenzierte installierte Leistung der Bestandsanlagen.
- **Reservierte Kapazitäten:** Anonymisierte Angaben unter Berücksichtigung des Reifegradprinzips.
- **Zukünftige Kapazitäten:** Geplante Ausbau-, Ertüchtigungs- und Erweiterungsmaßnahmen mit den daraus entstehenden Einspeise- beziehungsweise Transportmöglichkeiten.

Positiv ist, dass die Anschlussauskunft auch auf einen möglichen flexiblen Netzanschluss am nächstgelegenen NVP hinweisen soll. Die Kombination aus Netzkarten und Anschlussauskunft muss so praxistauglich sein, dass Projektierer nicht länger zahlreiche parallele Anfragen stellen müssen, um grundlegende Informationen zu erhalten. Nur dann können auch Netzbetreiber entlastet werden.

b) Einheitliche digitale Prozesse auf allen Spannungsebenen

Der gesamte Netzanschlussprozess soll ab dem 1. Januar 2028 über Internetportale abgewickelt werden können. Die Digitalisierung ist zu begrüßen. Die Ausnahme der Hochspannung von der Standardisierung der Datenformate und Inhalte ist jedoch nicht nachvollziehbar. Auch dort lassen sich Verfahren weitgehend vereinheitlichen und automatisieren. Der BWE fordert eine einheitliche Plattform für alle Spannungsebenen des Verteilnetzes.

Informationspflichten brauchen wirksame Sanktionsmöglichkeiten. Regelmäßige Statusmeldungen ersetzen keine zügige Bearbeitung. Die Praxis zeigt, dass EEG-Anschlussbegehren trotz der achtwöchigen Frist teilweise erst nach acht bis neun Monaten beantwortet werden. Ohne Sanktionen besteht die Gefahr, dass auch neue Transparenz- und Digitalisierungspflichten wirkungslos bleiben.

Empfehlung: §§ 17c bis 17e EnWG-E um die benötigten Netzebenen und Informationen ergänzen. Für Verstöße gegen Auskunft-, Digitalisierungs- und Bearbeitungspflichten sind Pönalen vorzusehen und der Bundesnetzagentur entsprechende Festlegungskompetenzen zu geben. Standardisierte Prozesse müssen gemeinsam mit der Energiewirtschaft entwickelt werden.

Weitere Informationen

Vertiefende Hintergrundinformationen, weitere Detailforderungen und konkrete Gesetzesvorschläge finden sich in der ausführlichen [Stellungnahme des BWE](#) zum Regierungsentwurf des Netzananschlusspakets.

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

Haftungsausschluss

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

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

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

Ansprechpersonen

Cornelia Uschtrin | Teamleiterin Politik und Europa | c.uschtrin@wind-energie.de
Jakob Korenke | Referent Politik | j.korenke@wind-energie.de

Autor*innen in alphabetischer Reihenfolge

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

Datum

1. Oktober 2026