

Netzanschlüsse marktwirtschaftlich gestalten

Positionspapier der KlimaUnion gGmbH zur regionalen Steuerung und Beschleunigung von Netzanschlussverfahren

Die deutsche Energiewende und mit ihr der Weg zu einem klimaneutralen Stromsystem stehen aktuell an einem Scheideweg. Die Herausforderung, den Dreiklang der Energiewende aus Klimaschutz, Kosteneffizienz und Wettbewerbsfähigkeit zu bewältigen, ist gewaltig und offenbart einen grundlegenden Zielkonflikt: Während Netzengpässe verringert, der EE-Ausbau effizienter gestaltet und die Netzanschlussverfahren beschleunigt werden müssen, kann all dies nur unter der Voraussetzung der Planbarkeit von regulatorischen Rahmenbedingungen und der damit verbundenen Investitionssicherheit erreicht werden. Zu begrüßen ist, dass die Bundesregierung sich genau diesem Zielkonflikt jetzt mit verschiedenen Maßnahmen, u.a. dem Netzanschlusspaket annimmt und ein Bündel an Maßnahmen zur besseren Synchronisation von EE- und Netzausbau und einer grundlegenden Überarbeitung der Netzanschlussverfahren vorgelegt hat.

1. Regionale Steuerung marktwirtschaftlich und investitionsfreundlich gestalten

1.0 Warum regionale Steuerung richtig und notwendig ist

Der Ausbau erneuerbarer Energien, die flexible Integration bestehender und neuer industrieller Verbraucher und der Hochlauf großer Speicher- und Rechenzentrumsprojekte treffen zunehmend auf ein Stromnetz, dessen Ausbau aus genehmigungs-, planungs- und finanzierungsbedingten Gründen bisher nicht im gleichen Tempo Schritt halten kann. Die Folgen sind wachsende Abstimmungsbedarfe im Netzbetrieb, lange Wartezeiten auf Netzanschlüsse und eine wachsende räumliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. Eine stärkere regionale Steuerung des Zubaus ist vor diesem Hintergrund grundsätzlich sinnvoll und wünschenswert, sofern sie über marktwirtschaftliche, transparente und investitionsfreundliche Instrumente erfolgt. Preissignale sind hierfür das beste und zielgerichtetste Instrument und würden Investitionen stärker an realen Netzbedingungen ausrichten und so zu einem effizienteren Gesamtsystem beitragen.

Entscheidend ist dabei, dass die verschiedenen Instrumente zur regionalen Steuerung, die u.a. im Rahmen des Netzanschlusspakets und des AgNes-Prozesses besprochen werden, insbesondere der Redispatch-Vorbehalt (RDV), die regional differenzierten Baukostenzuschüsse (BKZ), regional differenzierte dynamische Netzentgelte und möglicherweise verpflichtende flexible Netzanschlussvereinbarungen (fNAV), zueinander

kongruent sind. Es braucht keine überlappenden Mechanismen zur regionalen Steuerung, sondern eine klare Festlegung auf einen Mechanismus pro Netzebene, ansonsten drohen ohne zusätzlichen Mehrwert höhere Finanzierungskosten, was sich mittelbar auch in höheren Strompreisen niederschlagen kann. Knappheiten im Netz sollten so weit wie möglich über transparente und verlässliche Preissignale adressiert werden. Die im Netzpaket teilweise enthaltene nodale Sicht auf das Netz, etwa die knotenbezogene Priorisierung und die Veröffentlichung der verfügbaren Anschlusskapazitäten je Umspannebene, ist dafür ein erster wichtiger Schritt. Diese stärkere Orientierung am konkreten Netzverknüpfungspunkt muss konsequent mit klaren, standortbezogenen Preissignalen und verlässlichen Anschlussbedingungen verknüpft werden, statt vor allem als Hebel für zusätzliche Risikoverlagerungen zu dienen. Nur so können Investitionen in erneuerbare Erzeugung, Speicher und industrielle Lasten dorthin gelenkt sowie eine flexiblere Fahrweise angereizt werden, wo sie system- und netzdienlich sinnvoll sind, und gleichzeitig die Kosten für das Gesamtsystem möglichst gering halten.

Dass Handlungsbedarf besteht, ist dabei politisch unbestritten: Die Energieministerinnen und -minister der Länder haben auf ihrer Konferenz vom 22. Mai 2026 festgestellt, dass Netzausbau und Netzanschlüsse derzeit einen wesentlichen Engpass für den weiteren Ausbau von Erzeugungsanlagen, Speichern und Großverbrauchern darstellen. Das vom BMW vorgelegte Steuerungsinstrument lehnen sie dabei jedoch ab und fordern eine sorgfältige Überprüfung der vorgesehenen Regelungen gemeinsam mit den Ländern und den relevanten Marktakteuren.¹

1.1 Redispatch-Vorbehalt

Redispatch ist alltägliches Netzmanagement und vor allem ein Infrastrukturproblem, kein Systemversagen der Energiewende. Rund 40 Prozent aller Redispatch-Maßnahmen betreffen fossile Kraftwerke, das Problem der Abregelung betrifft alle Erzeugungsarten. Der Ansatz, Zubau und Netzausbau besser zu synchronisieren und Investitionsentscheidungen durch klarere Preissignale an realen Netzbedingungen auszurichten, ist ordnungspolitisch folgerichtig und aus einer marktwirtschaftlichen Logik ausdrücklich zu begrüßen. Der im Netzanschlusspaket der Bundesregierung geplante Redispatch-Vorbehalt geht in seiner konkreten Ausgestaltung jedoch über dieses Ziel hinaus und verschiebt ein Problem des Netzbetriebs in das Anschlussrecht. Die Einführung von kapazitätslimitierten Netzgebieten mit einem niedrigen Schwellenwert von 3 % und einer Geltungsdauer von 10 Jahren würde eine Vielzahl von Regionen in ganz Deutschland (windstarke Regionen im Norden, PV-starke im Süden) betreffen. In Kombination mit der im Referentenentwurf vorgesehenen Änderung von § 8 EEG wird der bisherige EEG-Grundsatz des Netzanschlussesanspruchs zu einem eingeschränkten Recht unter der Bedingung eines Vertrags mit Entschädigungsverzicht. In der Folge kommt es zu einem Paradigmenwechsel: Das Netz folgt nicht mehr der Anlage, sondern die Anlage dem Netz; der Netzanschluss wird faktisch unter Redispatch-Vorbehalt gestellt, obwohl sich Redispatch-Maßnahmen eigentlich explizit auf den Netzbetrieb und nicht den Netzanschluss beziehen. Somit wird der zentrale EE-Einspeisevorrang nach § 11 EEG zwar nicht gestrichen, er gilt aber faktisch nur noch für einen Teil des erzeugten Stroms.

¹ 7. Energieministerkonferenz, Beschluss „Netzausbau bedarfsgerecht und effizient“, 22.05.2026, Ziffer 1 und 2.

Statt die Ursachen von Netzengpässen und Abregelungen im Systembetrieb zu adressieren und insbesondere den notwendigen Ausbau im Verteilnetz zu forcieren, greift die Regelung in den Netzanschlussanspruch ein. Dies führt zu einer Verlagerung von Redispatch-Risiken auf die Anlagenbetreiber, ohne dass diese Einfluss auf den Netzausbau haben, gefährdet ein wesentliches Fundament der wirtschaftlichen Finanzierbarkeit von EE-Projekten - nämlich die verlässliche Abnahme - und schwächt die für den Ausbau notwendige Investitionssicherheit. Betroffen ist dabei nicht nur die Finanzierbarkeit einzelner EE-Projekte. Höhere regulatorische Unsicherheit verschlechtert die Bankability aller EE-Investitionen, erhöht die Finanzierungskosten und kann dazu führen, dass kostengünstige Projekte gar nicht oder nur zu höheren Förderkosten realisiert werden. Dies erhöht den staatlichen Finanzierungsbedarf und kann bei geringerem Zubau zusätzlicher erneuerbarer Erzeugung die Entlastungswirkung eines stärker erneuerbar-basierten Stromsystems verzögern. Damit bleiben fossile Preisabhängigkeiten länger bestehen, was sich mittelbar auch in höheren Strompreisen niederschlagen kann, schließlich senken Erneuerbare über den Merit-Order-Effekt aktiv Strompreise, weil sie teure Gaskraftwerke aus der preissetzenden Position verdrängen.

Außerdem sendet die Regelung keine konsistenten marktwirtschaftlichen Signale, da potenziell auch Anlagen betroffen sind, die selbst nicht ursächlich zu Netzengpässen beitragen (beispielsweise Windanlagen in PV-Engpassgebieten). Gerade wenn der Zubau regional stärker an den tatsächlichen Netzbedingungen ausgerichtet werden soll, braucht es dafür präzisere und investitionsverträglichere Instrumente, etwa Baukostenzuschüsse, perspektivisch stärker regional und zeitlich differenzierte Netzentgelte sowie mehr Flexibilität durch Speicher, netzdienliche Überbauung und beschleunigten Netzausbau sowie - wo technisch und gesellschaftlich möglich - eine stärkere Priorisierung von Freileitungen gegenüber teureren Erdkabeln, statt einer pauschalen Vorverlagerung von Betriebsrisiken in das Anschlussrecht. Zudem bestehen erhebliche europarechtliche Zweifel an der Vereinbarkeit der Regelung mit den Vorgaben zum diskriminierungsfreien Netzzugang, ein Kurzgutachten von Raue LLP kommt zum Ergebnis, dass die geplanten Regelungen gegen die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie und die Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung verstoßen könnten.²

Zielführender wäre es, die mit dem Redispatch-Vorbehalt angestrebten Ziele durch Instrumente wie marktbasiertes Engpassmanagement, Digitalisierung der Verteilnetze und marktwirtschaftliche Anreize für mehr Flexibilität im System sowie eine bessere Synchronisierung von Netz- und EE-Ausbau zu erreichen und dabei auf eine bessere Nutzung der bestehenden Netzkapazitäten sowie eine intelligentere Steuerung des Ausbaus zu setzen, statt regulatorische Hürden zu installieren. Der Netzanschlussanspruch als zentrales Strukturelement des EEG sollte dabei erhalten bleiben.

1.2 Baukostenzuschüsse als standortbezogenes Preissignal

Die Baukostenzuschüsse (BKZ) für Erzeugungsanlagen adressieren einen seit langem vernachlässigten Aspekt der Energiewende: die bessere räumliche Koordination von Erzeugung und Verbrauch sowie eine effizientere Nutzung knapper Netzkapazitäten.

² Raue LLP, Kurzgutachten zur unionsrechtlichen Zulässigkeit des Redispatch-Vorbehalts, 17.02.2026, Executive Summary: „Die Einführung dieser Regelungen verstieße gegen die europarechtlichen Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie und der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung.“

Richtig ausgestaltet sind sie ein standortbezogenes Preissignal, das Investitionen dorthin lenkt, wo das Netz die zusätzliche Einspeisung besser aufnehmen kann. Die im Netzanschlusspaket vorgesehene Festlegungskompetenz der BNetzA verdeutlicht dabei, dass Baukostenzuschüsse künftig integraler Bestandteil der Netzentgeltsystematik sind und im Rahmen des AgNes-Prozesses konkret ausgestaltet werden. Entscheidend wird daher sein, dass diese Ausgestaltung klaren, bundeseinheitlichen und marktwirtschaftlich konsistenten Prinzipien folgt.

Richtig ausgestaltet können BKZ einen Beitrag zu mehr Effizienz und einer besseren Allokation knapper Netzkapazitäten leisten, gerade im Zusammenspiel mit einer nodalen Transparenz der Netzsituation und klaren Priorisierungskriterien. Voraussetzung ist jedoch, dass sie transparent ausgestaltet werden, keine prohibitive Wirkung entfalten und in ein konsistentes, bundesweites Gesamtsystem eingebettet werden, das klare standortbezogene Preissignale setzt, Investitionen ermöglicht und Flexibilitäten anreizt. Baukostenzuschüsse können knappe Netzkapazitäten über Preise adressieren, dürfen aber gerade bei bereits heute sehr knapp kalkulierten Projekten nicht dazu führen, dass diese verhindert werden.

Eine regionale Differenzierung der Baukostenzuschüsse mit niedrigeren Werten in Netzgebieten mit freier Kapazität und höheren Werten in Engpassregionen erscheint dabei sinnvoll, da sie den Zubau dorthin lenkt, wo Netzkapazitäten und Verbrauchsbedarf vorhanden sind, und so den benötigten Netzausbau und die daraus folgenden Netzkosten begrenzt. Eine solche Differenzierung muss bundesweit einheitlich, nachvollziehbar und stabil ausgestaltet sein, damit sie als verlässliches Investitionssignal wirken kann. Funktional sollten Baukostenzuschüsse dabei klar von betrieblichen Entgeltkomponenten getrennt bleiben: Sie adressieren die einmalige Inanspruchnahme knapper Kapazitäten am Netzverknüpfungspunkt und wirken damit grundlegend anders als laufende, zeitlich differenzierte Preissignale.

1.3 FCAs, Speicher und systemdienliche Flexibilitäten

Ein effizienter Umgang mit Netzenspässen erfordert mehr Flexibilität im System. Einige dieser zielgerichteten Vorschläge greift das Netzanschlusspaket auf, insbesondere durch die Integration von Speichern in bestehende Netzanschlüsse (§ 17 Abs. 2b EnWG-E) sowie durch neue Möglichkeiten für flexible Netzanschlussvereinbarungen (fNAV) nach § 8a EEG und § 17a EnWG-E, im Englischen als „Flexible Connection Agreements“ bezeichnet und im weiteren Text als FCA abgekürzt. Die stärkere Einbindung von Speichern ist ausdrücklich zu begrüßen. Sie ermöglicht es, vorhandene Netzkapazitäten besser zu nutzen, Einspeisespitzen abzufedern und zusätzliche Flexibilität in das System zu bringen, ganz ohne neue Subventionen mit Steuergeld. Voraussetzung ist dabei, dass die bestehende Netzentgeltbefreiung für das Ein- und Ausspeichern systemdienlicher Batteriespeicher erhalten bleibt, eine Doppelbelastung würde den wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen und damit ihre systemdienliche Funktion untergraben.

Mit flexiblen Netzanschlussvereinbarungen greift das Netzpaket einen auch europarechtlich angelegten, marktwirtschaftlichen Ansatz für den Umgang mit Netzenspässen auf. Entscheidend wird jedoch sein, dass diese Instrumente in der Praxis

ausreichend zur Anwendung kommen und auf klaren, verlässlichen Rahmenbedingungen beruhen, damit ihre Effizienzpotenziale tatsächlich gehoben werden.

FCA können gerade auch eine marktnähere und investitionsfreundlichere Alternative zum Redispatch-Vorbehalt darstellen, sofern sie als bundeseinheitlich standardisiertes Instrument ausgestaltet werden. Ein solches Instrument sollte für Neuanschlüsse einen Anspruch auf Abschluss eines standardisierten FCA vorsehen, klare Transparenz über tatsächlich limitierte Netzbetriebsmittel anstelle pauschal ausgewiesener kapazitätslimitierter Netzgebiete schaffen und die Risikozuweisung an die Anlagenbetreiber ex ante kalkulierbar und in ihrem Umfang klar begrenzt halten. Wo ein uneingeschränkter sofortiger Anschluss am gewünschten Netzverknüpfungspunkt nicht möglich ist, sollte grundsätzlich die Wahl zwischen Warten auf den Netzausbau, einem standardisierten FCA für einen zeitnahen Anschluss und einem Ausweichen auf einen anderen geeigneten Standort bestehen.

In diesem Sinne wären verpflichtende FCA, bei denen Netzbetreiber in definierten Engpasssituationen ein standardisiertes Angebot unterbreiten müssen, ein mögliches weitergehendes Steuerungsinstrument: Anders als beim Redispatch-Vorbehalt bliebe die Entscheidung über den Vertragsabschluss beim Anlagenbetreiber. Wie eine solche Ausgestaltung in der Praxis aussehen kann, zeigt das Modell von EnBW und EWE: Anlagenbetreiber würden danach während einer FCA-Laufzeit von fünf Jahren maximal 200 Volllaststunden pro Jahr entschädigungsfrei abgeregelt, wobei zwischen zeitfensterbasierten und zeitfensterlosen Varianten je nach regionaler Netzsituation gewählt werden kann.³ Ein vollständiger Entfall der Redispatch-Entschädigung über die gesamte Vertragslaufzeit ist demgegenüber nicht erforderlich, um die angestrebte Steuerungs- und Entlastungswirkung zu erzielen. So entsteht ein Anreiz zur Standortsteuerung und zur zeitlichen Verschiebung von Projekten bei gleichzeitiger Sicherstellung der Finanzierbarkeit und Bankability.

Der von der Fachagentur Wind und Solar gemeinsam mit Netzbetreibern, Branchenverbänden und Vorhabenträgern erarbeitete und inzwischen veröffentlichte Mustervertrag für flexible Netzanschlussvereinbarungen flankiert diesen Standardisierungsprozess bereits und erhöht durch einheitliches Wording, klar definierte Vertragsbausteine und einen breiten Konsens der Energie-Community Rechtssicherheit, Bankability und Tempo beim Markthochlauf. Voraussetzung ist dabei, dass FCAs auf Augenhöhe zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber verhandelt werden; Musterverträge und bundeseinheitliche Mindeststandards sind dafür die notwendige Grundlage. Eine enge Abstimmung zwischen Netzanschlusspaket, AgNes-Prozess und anstehender EEG-Novelle ist zudem zwingend, um Wechselwirkungen zwischen FCA, BKZ und etwaigen Einspeiseentgelten frühzeitig zu identifizieren und einen konsistenten Rahmen zu schaffen.

Ergänzend bieten die Überbauung bestehender Netzverknüpfungspunkte und das Cable Pooling, also der Anschluss verschiedener Erzeugungs- und Speichertechnologien mit komplementären Leistungsprofilen an einem gemeinsamen Anschlusspunkt, einen pragmatischen Hebel, um vorhandene Anschlusskapazitäten besser auszunutzen, den

³ EnBW/EWE AG, „Flexible Netzanschlussverträge für EE-Einspeiser (Neuanschlüsse)“, 21.04.2026, Ziffer 5 und 6.

zusätzlichen Netzausbaubedarf zu begrenzen und gleichzeitig die Gesamtsystemkosten zu reduzieren. Voraussetzung ist eine unbürokratische rechtliche und vertragliche Umsetzung, die diese Möglichkeiten in der Praxis verfügbar macht. Auch hier können standardisierte Muster und einheitliche Vorgaben durch die Bundesnetzagentur einen wesentlichen Beitrag leisten.

Darüber hinaus sollten bestehende Mechanismen zur systemdienlichen Nutzung von Stromüberschüssen konsequenter genutzt und weiterentwickelt werden. Der in § 13k EnWG angelegte „Nutzen statt Abregeln“-Ansatz bietet hierfür einen ordnungspolitisch sinnvollen Rahmen: Statt abzuregeln und Entschädigung zu zahlen, könnten flexible Großverbraucher, insbesondere Batteriespeicher, Elektrolyseure und Power-to-X-Anlagen, in Regionen mit struktureller Übererzeugung gezielt aktiviert werden. Voraussetzung ist, dass § 13k EnWG von einem kurzfristigen Aktivierungsinstrument zu einem investitionsfähigen Rahmen mit langfristig planbaren Zuteilungsmechanismen weiterentwickelt wird. Ein solcher Ansatz reduziert Redispatch-Kosten, stärkt industrielle Wertschöpfung in ausbaustarken Regionen und ist haushaltsneutral finanzierbar, wenn die erzielten Systemeinsparungen konsequent gegengerechnet werden.

1.4 Netzdienliche Batteriespeicher als marktwirtschaftlicher Impuls

Neben den ordnungspolitischen Steuerungsinstrumenten entwickeln Marktteilnehmer eigene Ansätze, um privates Kapital für netzdienliche Aufgaben zu mobilisieren: Diskutiert wird insbesondere ein Modell, bei dem Betreiber von Wind- und Solaranlagen einen definierten Mindestanteil ihrer installierten Leistung als Co-Location-Batteriespeicher errichten und damit aktiv zur Glättung von Einspeisespitzen und zur Reduktion von Redispatch-Maßnahmen beitragen, ohne Haushaltsmittel in Anspruch zu nehmen. Solche marktgetriebenen Ansätze verdienen regulatorische Anerkennung. Um ihre Potenziale zu heben, sollten Co-Location-Speicher unbürokratisch am bestehenden Netzverknüpfungspunkt angeschlossen, steuerlich besser absetzbar und mit klar definierten Bezugsrechten für den wirtschaftlichen Betrieb ausgestattet werden, wo Betreiber durch nachgewiesenen netzdienlichen Speichereinsatz messbar zur Redispatch-Reduktion beitragen, könnte dies zudem als positives Kriterium bei der Priorisierung von Netzanschlüssen Berücksichtigung finden.

1.5 Dynamische Netzentgelte

Dynamisch ausgestaltete, zeitvariable und regional differenzierte Netzentgelte sind ein eigenständiges Steuerungsinstrument zur Flexibilisierung des Stromsystems. Volldynamische, zeitvariable und stärker regional differenzierte Netzentgelte können diesen Beitrag zur Flexibilisierung vor allem entfalten, indem sie die Netzauslastung in Echtzeit abbilden und steuerbare Verbraucher, Speicher und flexible Erzeuger über die lokale und aktuelle Knappheit informieren. Sie sollten als betriebliches Preissignal verstanden und im weiteren regulatorischen Prozess konsequent weiterentwickelt werden, ohne dabei den Investitionsrahmen für bestehende oder bereits geplante Projekte zu destabilisieren. Voraussetzung sind ein zügig vorangetriebener Smart-Meter-Rollout, belastbare Datenschnittstellen und entsprechend dynamische Endkumentarife. Nach dem aktuellen Meinungsstand der BNetzA im AgNes-Prozess sollen dynamische Netzentgelte gestaffelt eingeführt werden: für große Batteriespeicher frühestens ab 2030

für Einspeiser frühestens ab 2032. Vorläufig eignen sich dynamische Netzentgelte damit in erster Linie für große Batteriespeicher, die bereits heute hochflexibel auf Preissignale reagieren und ihre Fahrweise bereits preisgesteuert anpassen.

1.6 Funktionale Abstimmung der regionalen Steuerungsinstrumente

Die verschiedenen Instrumente zur regionalen Steuerung, insbesondere BKZ, FCA, dynamische Netzentgelte, systemdienliche Nachfrageinstrumente, Priorisierungsmechanismen und Anschlussbedingungen, müssen so aufeinander abgestimmt werden, dass ein verlässlicher und investitionsfreundlicher Gesamtrahmen entsteht und keine Überlagerung sich widersprechender Preissignale eintritt. Dies erfordert eine klare Abstimmung der Instrumente nach ihrer jeweiligen Funktion. Baukostenzuschüsse setzen vor allem am Netzanschluss und an der standortbezogenen Inanspruchnahme knapper Kapazitäten an, während dynamische Netzentgelte ihre Wirkung als betriebliches Preissignal im laufenden Betrieb und zeitlich differenziert entfalten. So lassen sich regionale Knappheiten besser adressieren, ohne durch eine unklare Überlagerung verschiedener Preissignale zusätzliche Unsicherheit zu erzeugen. Dies gilt auch auf der Ebene einzelner Technologien: Speicher, die systemdienlich Strom ein- und ausspeichern, dürfen durch die Kombination verschiedener Netzentgeltkomponenten nicht doppelt belastet werden, da dies ihre Investitions- und Betriebswirtschaft und damit ihren Beitrag zur Systemflexibilität untergräbt. Die angestrebte klare Zuordnung der Instrumente nach Netzebene zielt dabei nicht auf eine mechanische 1:1-Festlegung ab, sondern auf die Vermeidung überlappender, gleichgerichteter Steuerungssignale ohne Zusatznutzen; entscheidend ist, dass die einzelnen Instrumente in ihrer Funktion sauber voneinander getrennt sind und keine Mehrfachbelastung derselben Knappheit entstehen lässt. Der AgNes-Prozess der BNetzA kann hier eine wichtige Rolle spielen, um eine solche konsistente Ausrichtung sicherzustellen und die verschiedenen Instrumente miteinander zu verzahnen.

1.7 Einspeisenetze, Kapazitätstransparenz und Digitalisierung

Alle vorgenannten Instrumente zur regionalen Steuerung können ihre Lenkungswirkung nur entfalten, wenn die dafür notwendige Informationsgrundlage vorhanden ist. Einspeisenetze, bundesweit einheitliche Kapazitätskarten und eine vollständige Digitalisierung der Verteilnetze sind dafür keine Ergänzung, sondern Voraussetzung. Vorausschauend geplante Einspeisenetze beziehungsweise standardisierte Einspeisesteckdosen gewinnen dabei in Regionen mit erkennbar hohem EE-Potenzial besondere Bedeutung: Solche vorab dimensionierten und transparent ausgewiesenen Anschlussinfrastrukturen können die Planbarkeit für Projektierer und Netzbetreiber gleichermaßen erhöhen, den Zubau bündeln und damit den Ausbau- und Verfahrensaufwand reduzieren. Dieses Instrument sollte technologieoffen, diskriminierungsfrei und im Rahmen einer integrierten Netzplanung weiterentwickelt werden, ohne dass damit eine pauschale Verlagerung von Investitions- oder Betriebsrisiken auf die Anlagenbetreiber einhergeht.

Mehr Geschwindigkeit und eine bessere Allokation knapper Kapazitäten entstehen jedoch nicht allein durch neue Anschlussinstrumente, sondern vor allem durch bessere Verfahren. Das Netzpaket greift dies mit Vorgaben zur Digitalisierung und zur Transpa-

renz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten richtigerweise auf. Digitale Prozesse, transparente Informationen und klare Fristen sind Voraussetzung dafür, dass Entscheidungen überhaupt planbar werden. Hier liegt ein unmittelbarer Hebel, der noch nicht ausreichend genutzt wird.

Bundesweit einheitliche und nachprüfbar gepflegte Kapazitätskarten, die freie und gebundene Netzanschlussleistung sowie verbindlich eingeplanten Netzausbau je Netzebene in regelmäßigen Abständen transparent ausweisen, sind dabei zentral. Sie schaffen die Grundlage, auf der Anlagenbetreiber, Industrie und Kommunen Standortentscheidungen tatsächlich vorausschauend treffen können, und sind zugleich Voraussetzung dafür, dass FCA, BKZ und Priorisierungskriterien ihre marktwirtschaftliche Lenkungswirkung entfalten. Statt pauschaler Gebietskulissen braucht es belastbare Kapazitätsinformationen dort, wo die Engpässe tatsächlich liegen. Die Digitalisierung der Verteilnetze, einschließlich automatisierter Schnittstellen zwischen Netzbetreibern, Anlagenbetreibern und BNetzA, ist hierfür eine zentrale Voraussetzung und sollte mit höherer Priorität vorangetrieben werden.

2. Netzanschlussverfahren beschleunigen und knappe Kapazitäten effizient verteilen

Der Engpass beim Zugang zum Stromnetz betrifft inzwischen nicht nur EE-Anlagen, sondern ebenso Industrie, Rechenzentren und den deutschen Mittelstand. Investitionen sind geplant und finanziert, kommen aber nicht voran, weil Anschlusskapazitäten blockiert sind oder Verfahren sich über viele Jahre verzögern. Das Netzpaket setzt mit der Freigabe nicht genutzter Netzanschlüsse (§ 17 Abs. 1a EnWG-E), neuen Priorisierungsmöglichkeiten (§ 17b EnWG-E) und der Ablösung des Windhundprinzips an den richtigen Stellen an. Entscheidend ist, dass daraus ein transparentes, bundesweit einheitliches System entsteht, das knappe Kapazitäten effizient verteilt, Mitnahmeeffekte begrenzt und zugleich Investitionssicherheit wahrt.

2.1 Ende des Windhundprinzips

Es ist nicht vermittelbar, dass Netzanschlüsse über Jahre reserviert bleiben, ohne dass tatsächlich gebaut wird, oder dass fertige Projekte zehn Jahre und länger auf einen Anschluss warten müssen. Dass künftig vergebene Netzanschlüsse wieder entzogen und neu vergeben werden können, ist deshalb ein wichtiger Schritt, um die vorhandene Infrastruktur effizienter zu nutzen, ebenso wie die Ablösung des gescheiterten Windhundprinzips bei der Vergabe von Netzanschlusskapazitäten: Eine reine Vergabe nach Antragseingang honoriert Geschwindigkeit im Antragsprozess, nicht aber Reifegrad, Netzdienlichkeit oder volkswirtschaftlichen Nutzen eines Projekts.

2.2 Bundesweit einheitliche Priorisierungskriterien

Die Abkehr vom Windhundprinzip ist ausdrücklich zu begrüßen, fachlich richtig und seit langem überfällig. Entscheidend ist jedoch, dass die geplante Priorisierung im Netzanschlusspaket nicht dezentral durch über 800 Netzbetreiber jeweils unterschiedlich ausgestaltet wird, sondern klaren, bundeseinheitlichen und durch die BNetzA

vorgegebenen Kriterien folgt. Andernfalls droht ein intransparenter Flickenteppich, der Investitionsentscheidungen erschwert und den Zielen der Beschleunigung von Netzanschlussverfahren zuwiderläuft, umso mehr, da die enge Verzahnung mit dem AgNES-Prozess der BNetzA bislang nicht ausreichend sichergestellt bzw. schlicht unklar bleibt. Auch die Energieministerkonferenz hat genau diese Lücke adressiert und fordert nachvollziehbare Kriterien für Netzanschlüsse, die Möglichkeit eines geordneten Verfahrens zur Priorisierung knapper Anschlusskapazitäten, klare Fristen und Zuständigkeiten sowie eine verbesserte Transparenz über verfügbare Netzkapazitäten und Wartelisten.⁴

Die konkreten Priorisierungskriterien sollten dabei abstrakt genug sein, um regionalen Besonderheiten Rechnung zu tragen, und gleichzeitig hinreichend konkret, um einen rechtssicheren und diskriminierungsfreien Vollzug durch die Netzbetreiber zu ermöglichen. Ziel ist nicht, Netzbetreibern einen strukturpolitischen Auftrag zu übertragen, sondern in Knappheitssituationen einen nachvollziehbaren Ordnungsrahmen zu schaffen. Eine ausführliche Ausgestaltung der einzelnen Kriterien einschließlich Anwendungskaskade und Gewichtung wird in einem gesonderten Folgepapier vorgelegt.

2.3 Reifegrad, Netzdienlichkeit und effiziente Nutzung bestehender Anschlusspunkte

Innerhalb dieses bundeseinheitlichen Rahmens sollten als grobe Leitkriterien für die Priorisierung vor allem der Reifegrad eines Projekts, dessen Netzdienlichkeit und die effiziente Nutzung bestehender Anschlusspunkte herangezogen werden. Der Reifegrad, etwa nachgewiesen über gesicherte Flächen, Baugenehmigung, gesicherte Finanzierung und weitere erforderliche Genehmigungen, stellt sicher, dass knappe Netzkapazitäten vorrangig an Projekte mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit vergeben werden. Die Netzdienlichkeit, also der Beitrag eines Projekts zur Entlastung statt zusätzlicher Belastung des Netzes, sollte ebenfalls in die Bewertung einfließen, etwa wenn Erzeugungs- oder Flexibilitätskapazitäten hinter dem Netzverknüpfungspunkt aufgebaut werden, die den effektiven Kapazitätsbedarf reduzieren. Die effiziente Nutzung bestehender Anschlusspunkte über Überbauung, Cable Pooling oder Speicherintegration sollte als weiterer Vorrangaspekt verankert werden, sodass möglichst viele Projekte über bestehende Infrastrukturen realisiert werden, bevor teurer Neu- oder Umbau erforderlich wird.

Dabei sollte der Grad der Ortsflexibilität eines Vorhabens als ergänzendes Kriterium einfließen: Wer seinen Standort grundsätzlich flexibel wählen kann, hat in Engpasssituationen einen geringeren Vorranganspruch als standortgebundene Vorhaben. Eine ausführliche Ausgestaltung dieser Kriterien einschließlich Kaskadenlogik und Gewichtung wird in einem gesonderten Folgepapier vorgelegt.

2.4 Ausnahmen für Kleinanlagen und Entbürokratisierung

Damit Priorisierungs- und Anschlussverfahren ihren Beschleunigungszweck tatsächlich erfüllen, sollten sie nicht schematisch auf alle Anschlussfälle gleichermaßen angewendet werden. Für Kleinanlagen und standardisierte Anschlüsse, bei denen die Netzwirkung typischerweise gering ist und keine echte Konkurrenz um dieselbe knappe

⁴ 7. Energieministerkonferenz, Beschluss „Netzausbau bedarfsgerecht und effizient“, 22.05.2026, Ziffer 3.

Kapazität besteht, sind vereinfachte, digital standardisierte und weitgehend automatisierte Verfahren mit kurzen verbindlichen Fristen sachgerecht. Hier ist im weiteren Verfahren zu prüfen, welche Schwellenwerte und Verfahrenserleichterungen sinnvoll sind, ohne den Steuerungseffekt der neuen Regelungen zu unterlaufen. Das Ziel muss dabei eindeutig darauf gerichtet sein, den Verwaltungsaufwand insbesondere für kleine Anschlusspetenten, Netzbetreiber und Aufsicht spürbar zu senken, statt zusätzliche bürokratische Komplexität aufzubauen.

2.5 Reservierung, Freigabe und digitales Antragsmanagement

Damit Priorisierungsentscheidungen verlässlich werden, müssen sie durch klare Reservierungs-, Freigabe- und Verfahrensregeln flankiert werden. Digitale Prozesse, transparente Informationen und klare Fristen, wie sie das Netzpaket bereits anlegt, sind dabei Voraussetzung dafür, dass Entscheidungen überhaupt planbar werden.

Zur Vermeidung sogenannter Phantom-Anfragen sollten Netzkapazitäten künftig nur verbindlich reserviert werden können, wenn das Anschlussbegehren hinreichend qualifiziert ist und eine angemessene Bürgschaft, Reservierungsgebühr oder vergleichbare Sicherheit hinterlegt wird. Dies stellt sicher, dass nur ernsthafte Bauvorhaben Netzkapazitäten binden, reduziert für die Netzbetreiber den Verwaltungsaufwand und erhöht zugleich die Planungssicherheit für alle Beteiligten. Bei tatsächlicher Realisierung des Projekts sollten Bearbeitungs- und Reservierungsgebühren auf die Anschlusskosten angerechnet werden.

Ergänzend sollte ein konsequentes „use it or lose it“ gelten: Werden definierte Nachweise oder Realisierungsschritte innerhalb klar vorab definierter Fristen nicht erbracht, müssen zugesicherte Netzanschlusskapazitäten automatisch, transparent und zügig wieder in die Vergabe zurückfallen. Diese Logik ist eng verzahnt mit § 17 Abs. 1a EnWG-E und sollte über einheitliche Vorgaben der BNetzA umgesetzt werden, um regional unterschiedliche Auslegungen zu vermeiden.

Ergänzend ist ein bundesweit einheitliches digitales Antrags- und Vergabeverfahren für Netzanschlussbegehren über eine gemeinsame Plattform notwendig, das für alle Verteilnetzbetreiber gilt und so Standardisierung, Digitalisierung und Beschleunigung der Prozesse sicherstellt. Es sollte den Status von Anträgen, das Nachreichen von Unterlagen, Reservierungen, Fristen, drohende Freigaben und verfügbare Anschlusskapazitäten digital, nachvollziehbar und bundeseinheitlich abbilden. Verbindliche Bearbeitungsfristen, eine transparente Anzeige des Bearbeitungsstands und automatisierte Schnittstellen zu Anlagenbetreibern und Bundesnetzagentur sind hierfür zentrale Bausteine.

Fazit

Am Ende wird sich der Erfolg des Netzanschlusspakets der Bundesregierung sowie der weiteren laufenden Prozesse wie AgNes von der BNetzA daran messen lassen, ob es gelingt, den Ausbau erneuerbarer Energien, den Netzausbau und die Integration von Speichern zu beschleunigen, Investitionen in Flexibilitäten zu erleichtern, knappe Netzkapazitäten fair und effizient zu verteilen und so die Voraussetzungen für wettbewerbsfähige Strompreise und geringere fossile Abhängigkeiten zu schaffen und damit zugleich die Voraussetzungen für industrielle Wertschöpfung, Digitalisierung und Beschäftigung am Standort Deutschland zu sichern. Dazu braucht es eine klare ordnungspolitische Linie: Knappheiten im Netz sollten so weit wie möglich über transparente und verlässliche Preissignale, standardisierte Verträge, digitale Verfahren und die priorisierte Nutzung bestehender Anschlusspunkte adressiert werden, nicht über pauschale Risikoüberwälzungen. Eine erfolgreiche Energiewende braucht marktwirtschaftliche Rahmenbedingungen, die Effizienz, Versorgungssicherheit und Kostenvorteile gleichermaßen ermöglichen; genau daran sollten sich alle regulatorischen Maßnahmen im Bereich der Netzanschlussverfahren und der regionalen Zubau-Steuerung orientieren.

Autor

Matthias Jüschke, Senior-Referent Energie- und Industriepolitik
Tel. +49 1512 9689783
matthias.jueschke@klimaunion.org

Herausgeber

Berthold Schilling, Geschäftsführer
KlimaUnion gGmbH
Wöhlertstraße 12–13
10115 Berlin
Tel.+49 159 061 77076
info@klimaunion.org
www.klimaunion.org

Stand

10. Juli 2026