

Notwendigkeit eines neuen Netzanschlussregimes

Ausgangslage

Die Konkurrenz um verfügbare Netzanschlusskapazitäten hat sich zu einem der zentralen strukturellen Engpässe der deutschen Energiewende entwickelt. Immer deutlicher zeigt sich, dass nicht nur der Ausbau erneuerbarer Energien, sondern die gesamte Transformation – von Elektrolyseuren über Wärmepumpen und E-Mobilität bis hin zu Rechenzentren und Batteriespeichern – die Stromnetze in einem Maße belastet, die die bisherigen Planungs- und Ausbaupfade überfordert. In vielen Regionen Deutschlands, besonders in Niedersachsen, erreichen die Netze bereits heute ihre Grenzen. Prognosen der Netzbetreiber belegen, dass verfügbare Kapazitäten bis weit in die 2030er Jahre hinein überlastet sein werden und neue Großanschlüsse häufig nicht mehr innerhalb wirtschaftlich sinnvoller Zeiträume realisiert werden können.

Gleichzeitig steigen die Netzkosten massiv. Die notwendigen Investitionen in Leitungs- und Umspannwerksausbau, in Digitalisierung sowie hohe operative Aufwendungen für Planung, Genehmigungen, Personal und Redispatch haben zu einem Anstieg der Netzentgelte von 6,6 ct/kWh (2015) auf 10,9 ct/kWh (2025) geführt – mit weiter steigender Tendenz. Die Konsequenz ist ein System, das zunehmend teurer wird, weil der Netzausbau nicht schnell genug vorankommt, Engpässe sich häufen und Redispatch-Kosten weiter steigen. Hinzu kommen lange Wartezeiten auf Netzanschlüsse, die zu Planungsunsicherheit für Unternehmen und Projektentwickler führen und dringende Investitionsentscheidungen verzögern.

Gerade in EE-Hotspot Regionen zeigt sich die Notwendigkeit für ein modernes Netzanschlussregime, dass Netzkapazitäten als knappe Ressource aktiv steuert. Der regionale Netzausbau kann mit dem dynamischen Anstieg von Erzeugung und Last nicht mehr Schritt halten. Erneuerbare-Projekte, industrielle Elektrifizierung, neue Rechenzentren und Speicher geraten zunehmend in Konkurrenz miteinander. Die Gefahr liegt auf der Hand: Ein unkoordiniertes Wachstum droht sich selbst auszubremsen, weil der Netzausbau strukturell hinterherhinkt.

Rund 3.000 Anfragen für Batteriespeicher (Avacon Netzgebiet gesamt), mit einer Leistung von ~164 GW haben dafür gesorgt, dass in vielen Regionen Anschlussproblematiken für Großverbraucher bestehen.

Neben lastseitigen Engpässen zeigt sich besonders beim EE-Zubau, verstärkt über rechtliche Privilegierungen und Vereinfachungen des gesetzlichen Rahmens, eine ungesteuerte Dynamik. In besonders von EE-Erzeugung geprägten Regionen führt dies zu strukturellen Netzengpässen in den Stromverteilnetzen wie auch im Übertragungsnetz. Sind im Jahr 2025, ohne Berücksichtigung weiterer Leistungen bei nachgelagerten VNB, bereits ca. 14,3 GW Erneuerbare Energien (EE) bei der Avacon angeschlossen, wird prognosebedingt im Jahr 2030 bereits mehr als eine Verdoppelung auf ca. 29,6 GW EE erwartet, die bis 2035 nochmal auf ca. 43,8 GW EE anwachsen könnte.

An dieser Entwicklung wird deutlich:

1. Der Erfolg der Stromwende darf sich nicht allein an EE-Leistungszielen (MW) messen, sondern daran, wie viel elektrische Arbeit (kWh) tatsächlich ins Netz integriert und nutzbar gemacht wird.
2. Überbauung und eine gezielte Höherauslastung der Netze bis an ihre Belastungsgrenze sind im Netz der Avacon seit langem Realität, stoßen hinsichtlich der ungeheuren Zubaudynamik aber an ihre physikalischen Grenzen.

3. Klassischer Netzausbau allein kann die Transformation nicht schnell genug und nicht kostenverträglich begleiten. Allein bei Avacon müssen bis in das Jahr 2045 laut Netzausbauplan 4.022 km Neu- und Ersatzbau in der Hochspannung bewältigt werden.

Die zweite Hälfte der Energiewende erfordert ein Umdenken bei bisherigen Planungskonzepten und der Vergabe von Netzkapazitäten. Gleichzeitig haben die Erneuerbaren Energien ihre Marktreife längst erlangt und müssen in einem neuen System mehr Verantwortung für dessen Kosten übernehmen. Netzausbau, Erzeugungszubau und Flexibilitätsintegration müssen eng miteinander verzahnt und regional koordiniert werden. Die Synchronisierung dieser Entwicklungspfade ist einer der wirkungsvollsten Hebel, um Systemkosten zu reduzieren und Netzentgelte langfristig zu stabilisieren. Gelingt dies nicht, steigt das Risiko, dass die Akzeptanz der Energiewende sinkt, weil Kosten und Wartezeiten weiter steigen.

Darum ist der vom BMWi mit dem Netzpaket eingeschlagene Weg ein notwendiger Paradigmenwechsel. Der Netzanschluss sollte nicht mehr als bedingungsloses Individualrecht, sondern als knappe Ressource verstanden werden, die aktiv gesteuert, priorisiert und bepreist werden darf. Knappe Netzkapazitäten müssen effizient und transparent verteilt, objektive Prioritäten gesetzt, systemdienliches Verhalten gefördert und Investitionssicherheit hergestellt werden. Ziel eines modernen gesetzlichen Rahmens sollte es sein, die Überlastung der Netze zu entschärfen, den rasanten Zuwachs an Anschlussanfragen zu steuern und den Ausbau erneuerbarer Energien stärker netzorientiert zu beschleunigen. Nur wenn Erzeugung, Last und Flexibilitäten intelligent mit der Netzinfrastruktur verzahnt werden, kann die Energiewende erfolgreich, wirtschaftlich tragfähig und gesellschaftlich akzeptiert voranschreiten.

Bewertung der Vorschläge zum Netzpaket im Einzelnen

1. Zur Neugestaltung des Netzanschlussregimes (§§ 17,17a-f EnWG-E)

Das mit der Neugestaltung des Netzanschlussregimes verfolgte **Ziel der Synchronisierung von Erneuerbaren- und Netzausbau** ist **ausdrücklich zu begrüßen**. Der Ansatz birgt Potenziale, Entlastungen beim zunehmend knapper werdenden Gut „Netzanschlusskapazität“ zu schaffen.

Die geplanten **Regelungen** zur

- **Vorstrukturierung** des Netzanschlussverfahrens durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB),
- **Vorlage** des Verfahrensvorschlags **bei der BNetzA** bis spätestens 01.01.2027,
- **Priorisierung von Anschlussbegehren** durch ÜNB und VNB anhand eigener Kriterien, **schaffen** mehr **Rechtssicherheit** und ermöglichen dennoch dringend nötige **Flexibilität**.

Die hohe Konkurrenz um Netzanschlussbegehren macht eine **rechtssichere Priorisierung** anhand von klar definierten Kriterien unweigerlich notwendig, dabei haben weder ÜNB noch VNB einen strukturpolitischen Auftrag. Die Intention des BMWi einen Rahmen für die Priorisierung von Netzanschlussbegehren auf Basis objektiver und transparenter Kriterien zu schaffen ist begrüßenswert. Allerdings sollte klar zwischen einem ÜNB und VNB eigenen Regelwerk differenziert werden. Während auf Ebene der Übertragungsnetze vor allem Umspannwerke – insbesondere die dort verfügbaren Schaltfelder – sowie begrenzte Projekt- und Lieferkapazitäten die Anzahl realisierbarer Netzanschlüsse pro Jahr beschränken, zeigt sich in den Verteilnetzen ein anderes Bild: Hier ist in der Regel die **verfügbare Leistung der limitierende Faktor**.

Flexibilität ist **essenziell**, da insbesondere Netzsituationen auf VNB-Ebene regional verschieden sind. Die Möglichkeit für **VNB, Kriterien für ihre jeweiligen Netzgebiete** unterschiedlich zu gewichten, ist **daher positiv** zu sehen. Um einer Fragmentierung bei der Erstellung von VNB-Kriterien entgegenzuwirken, könnte sich auf VNB-Ebene eine Koordinierung über die sechs Planungsregionen

zum Netzausbauplan anbieten. **Wichtig** in diesem Kontext: Es darf **keinen Ausschluss VNB-individueller Kriterien durch** Definition von **ÜNB-Kriterien** geben.

Die geplanten **Transparenz- und Veröffentlichungsanforderungen für Netzbetreiber** bezüglich ihrer Netzanschlusskapazitäten sind **grdsl. nachvollziehbar**. Sie **dürfen aber nicht zu unverhältnismäßigen (Berechnungs-) Aufwänden** für Netzbetreiber **führen**.

Auch die im Entwurf vorgesehene Schaffung eines **Reservierungssystems mit Gebühren**, um den Projektfortschritt bei Neuanschlüssen sicherzustellen, kann als hilfreiches Instrument dienen. **Allerdings** besteht in diesem Zusammenhang **auch** die **Notwendigkeit** einer **ex-ante Bearbeitungsgebühr**, um die Ernsthaftigkeit des Anschlussbegehrens durch Vorab-Zahlung sichergestellt zu wissen.

Ebenfalls **positiv** zu sehen ist die im Entwurf angelegte **„Use-it-or-loose-it“-Regelung für Netzanschlusskapazitäten**. Demnach sollen Netzbetreiber die Möglichkeit zur Anpassung bzw. zum Entzug von Netzkapazitäten bei geringerer bzw. Nicht-Nutzung von mehr als drei Jahren erhalten. Dies ist aus unserer Sicht ein wirksames Instrument, um nicht- bzw. ungenutzte Netzkapazitäten im Sinne volkswirtschaftlicher Effizienz freigeben und anderweitig neu vergeben zu können.

Die im Entwurf enthaltene **Sonderregel für „Co-location“ von „netzneutralen“ Speichern** erscheint ebenfalls **sinnvoll**. Demnach ist ein Ausschluss des Netzanschlussvorrangs vorgesehen, es sei denn bestehender Netzverknüpfungspunkt wird genutzt und verändert maximale Entnahme- und Einspeiseleistung nicht. Dies ist aus VNB-Sicht konsequent, da der zuletzt exponentielle Anstieg von mitunter rein strategisch platzierten Anschlussanfragen für Speicher aus unserer Sicht ein Teil der aktuellen Engpässe bei Netzanschlüssen ist.

2. Zum Redispatchvorbehalt (§13a Abs. 6 EnWG-E und § 14 Abs. 1d EnWG-E)

Der geplante **Wegfall des Anspruches auf finanziellen Ausgleich** für EE-Anlagen in kapazitätslimitierten Gebieten / Leitungsabschnitten) ist **zu begrüßen**. Das Instrument stellt einen ausgewogenen und praxistauglichen Kompromiss zur Berücksichtigung der Interessen von EE-Anlagenbetreibern einerseits und Netzbetreibern andererseits dar. Zugleich ermöglicht das Instrument auch die bessere Synchronisierung des Ausbaus der Erneuerbaren mit bestehenden und zukünftigen Netzausbaukapazitäten.

Ziel ist es, einen **marktlichen Anreiz** zu schaffen, neue Anlagen bevorzugt an solchen Netzabschnitten zu errichten, die über **ausreichend Kapazität** verfügen, um ihr Strompotenzial tatsächlich aufnehmen zu können.

Der RDV stellt eine gezielt eingesetzte **Härtefallregelung** dar, um Engpassmanagementkosten zu senken und **Verbraucher in Haushalten und Wirtschaft** zu entlasten. Durch seine **anlagenscharfe Ausgestaltung** bleibt die betroffene Gebietskulisse begrenzt: der RDV betrifft nur **einzelne Umspannwerke und zugehörige Leitungsabschnitte** und nicht – wie teilweise falsch dargestellt – ganze Landkreise oder Netzgebiete.

Wer die **Bezahlbarkeit der Energiewende** ernst nimmt, muss auch den Erneuerbaren mehr Verantwortung für abverlangen. Projekte, die bewusst hohe Abregelungen einkalkulieren, dürfen nicht länger kollektiv finanziert werden. Gleichzeitig verpflichtet der RDV die Verteilnetzbetreiber dazu, Netzausbaumaßnahmen vorzuziehen, damit bestehende Engpässe künftig schneller abgebaut werden. So sorgt der RDV dafür, dass der Ausbau erneuerbarer Energien **geordnet, kosteneffizient und engpassarm** voranschreiten kann – im Interesse eines bezahlbaren Gesamtsystems.

Die beabsichtigte **Begrenzung des Redispatch-Vorbehalts** auf maximal 10 Jahre sowie die

Regelungen bezüglich kapazitätslimitierter Gebiete stellen eine **positive Parametrisierung** des Redispatch-Vorbehalts dar. Der vom BMW E vorgeschlagene Mechanismus ist granular und zielgerichtet genug, um den Ausbau der Erneuerbaren Energien weiter fortsetzen zu können und die Kosten des Engpassmanagements zu stabilisieren.

Dass die **Ausweisung als kapazitätslimitiertes Netzgebiet** eine Anzeige bei der BNetzA und eine Veröffentlichung auf der Homepage des Netzbetreibers voraussetzt, ist grundsätzlich **nachvollziehbar**. Sie bedarf jedoch juristischer Nachschärfung, was die beizubringenden Dokumente betrifft, um überbordende Bürokratie zulasten der Netzbetreiber zu verhindern.

3. Zu weiteren Aspekten des Netzanschlusspakets

Dass laut Entwurf die Netzbetreiber fortan auch regional-differenzierte **Baukostenzuschüsse für Erzeugungsanlagen** verlangen können, ist aus der VNB-Perspektive **sinnvoll** und **hilfreich**. Es kann als flankierendes Instrument neben dem Redispatch-Vorbehalt netzdienliche Standortwahl unterstützen, wird aber als alleiniges Instrument nicht ausreichende Steuerungswirkung entfalten können. Zudem obliegt die Einführung der BNetzA.

Auch die vorgesehenen Regelungen zur **Möglichkeit** für Netzbetreiber, „**Einspeisenetze**“ zu **definieren**, ist aus Verteilnetzbetreibersicht zu **begrüßen**. Dies kann mehr Planungs- und Entscheidungstransparenz sowohl für Netzbetreiber als auch für (potenzielle) Anschlussnehmer schaffen.

Die geplanten **Informationspflichten für Netzbetreiber** zum Status von Anschlussbegehren sind **grundsätzlich nachvollziehbar**. **Nicht unkritisch** zu sehen ist aus unserer Sicht die geplante **strikte 3-Monats-Frist**, die aufgrund des Massengeschäfts bei den Verteilnetzbetreibern weitere erhebliche Prozess- und Personalaufwände verursachen kann.

Schließlich ist auch die **gemeinsame Internetplattform der VNB**, über die Kunden auf die eigenen Homepages der VNB „abspringen“ können sollen, um sich über ihr Anschlussbegehren zu informieren, **grundsätzlich zu begrüßen**. Ihre **praktische Umsetzung darf jedoch keine neuen Komplexitäten** für Netzbetreiber **begründen**, indem bereits bestehende Lösungen der VNB nutzbar bleiben.

Weitere zu prüfende Maßnahmen

Netzausbau beschleunigen

Die ungleichen Geschwindigkeiten von Netzausbau und EE-Ausbau führen unweigerlich zu knappen Netzanschlusskapazitäten, steigendem Redispatch, einem Verlust von Akzeptanz der Energiewende innerhalb der Bevölkerung und nicht zuletzt zu Investitionsunsicherheit und fehlender wirtschaftlicher Tragfähigkeit bei Investoren. Während sowohl auf ÜNB-Ebene als auch bei den Erneuerbaren in der Vergangenheit viele Stellschrauben zur Beschleunigung gedreht wurden, muss der Fokus in der zweiten Halbzeit der Energiewende auf dem Verteilnetz liegen.

Umsetzung Beschluss des Bundesrates aus September 2025 (Drucksache 385/25)

- Erweiterung des Anzeigeverfahrens auf unwesentliche Neubaumaßnahmen und Anhebung der Schwellenwerte für Ertüchtigungsmaßnahmen im Anzeigeverfahren (Änderung 43f EnWG)
- Freileitungsvorrang für Hochspannungsleitungen (Änderung 43h EnWG)
- Ausnahme vom Planfeststellungsverfahren für Errichtungen von und Änderungen an Hochspannungsfreileitungen von 110 kV oder mehr bis zu einer Länge von 10 Kilometern (Änderung 43 EnWG)

Berücksichtigung Netzinfrastuktur beim InfZuG – Umsetzung Stellungnahme des Bundesrates aus Januar 2026 (Drucksache 780/25)

- Naturschutzrechtliche Kompensationsmaßnahmen vereinfachen. **Stärkung des Ersatzgeldes** auch für Stromnetze (§ 15 Abs. 6 BNatSchG)

Die **Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren im Netzausbau** ist eine zentrale Grundvoraussetzung für den Erfolg der Energiewende im Sinne eines vollständig dekarbonisierten Energiesystems. Gleichzeitig lassen sich Realisierungszeiträume von acht bis zehn Jahren in der Hochspannung nicht unbegrenzt verkürzen. Auch die Beschränkung maßgeblich beeinflussender Faktoren wie Kapital, Material und Arbeitskräfte lassen sich politisch allein nicht lösen. Die Entwicklung von einem klassischen Versorgungsnetz hin zu einem hochleistungsfähigen Transportnetz und grünen Kraftwerk in einer ländlich geprägten Region kann – selbst bei hoher Ausbaugeschwindigkeit - nur über lange Zeiträume grundlegend verändert werden. Daher bleibt die Notwendigkeit für Maßnahmen zur Netzausbaubeschleunigung losgelöst von der **Notwendigkeit von Maßnahmen zur stärkeren Steuerung des EE-Zubaus und dessen Synchronisierung mit dem Netzausbau**.

Evaluierung zur Verbindlichkeit des Netzausbauplans (NAP) – Finanzierbarkeit und Planbarkeit sicherstellen und regulatorisch anreizen

Durch einen **verbindlichen Netzausbauplan (NAP)** könnte der Ausbau von erneuerbaren Energien und großen Verbrauchern systematisch mit der Netzplanung verzahnt und dadurch sowohl Klarheit für Projektentwickler als auch Planungssicherheit für Netzbetreiber geschaffen werden.

Im ersten Schritt wird ein **Regionalszenario** erstellt, das mittel- und langfristige **Zubauziele für erneuerbare Energien** sowie für **große Lasten** abbildet. Solche Szenarien existieren zwar bereits heute, entfalten aber keinerlei Verbindlichkeit. In einem erweiterten NAP-Verfahren würde das Regionalszenario künftig öffentlich konsultiert und anschließend behördlich bestätigt – ähnlich wie beim Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber, jedoch in schlanker Form. Grundlage sind weiterhin öffentlich bestätigte Planungen wie Regionalpläne zur Windenergie an Land, aber auch kommunale oder regionale Entwicklungspläne etwa für Gewerbe- oder Industriegebiete. Damit entsteht ein verbindliches Abbild der regional erwartbaren Entwicklung von Erzeugung und Last.

Auf dieser Basis erstellt der Netzbetreiber im zweiten Schritt einen **konkreten Netzausbauplan**, der die im Regionalszenario definierten Ausbaupfade technisch hinterlegt. Auch heute werden solche Pläne bereits erarbeitet, sie haben jedoch **weder rechtliche Verbindlichkeit noch eine steuernde Wirkung für Anschlussnehmende**. Ein verpflichtender NAP würde diese Lücke schließen: Der Netzbetreiber entwickelt den Ausbauplan entlang der bestätigten Szenarien, unter Berücksichtigung technischer, topografischer und regulatorischer Bedingungen. Anschließend wird der Plan durch die zuständige Behörde genehmigt. Damit wird der Netzausbau zu einem gesteuerten und vorausschauenden Prozess, der zukünftige Bedürfnisse systematisch abbildet.

Im dritten Schritt richtet sich der **Anschluss neuer leistungsstarker EE-Anlagen und großer Lasten verbindlich nach dem genehmigten Regionalszenario bzw. NAP**. Das bedeutet: Anschlusszusagen werden nur erteilt, wenn im NAP entsprechende Kapazitäten vorgesehen sind. Ist die eingeplante Kapazität ausgeschöpft, **entfällt die Anschlusspflicht** – ein wichtiges Instrument, um ungeplante Entwicklungen zu vermeiden und die Netzinfrastruktur vor Überlast zu schützen. Für Übergangsphasen, in denen der Netzausbau noch nicht abgeschlossen ist, muss der Netzbetreiber einen zeitlich begrenzten flexiblen Netzanschluss (FCA) anbieten, um dennoch einen vorübergehenden, begrenzten Betrieb zu ermöglichen.

Ein verbindlicher NAP schafft damit Transparenz, Steuerbarkeit und Sicherheit: Projektentwickler wissen frühzeitig, wo Anschlüsse möglich sind; Netzbetreiber erhalten Stabilität in ihrer

Ausbauplanung; und das Gesamtsystem gewinnt an Effizienz, weil Netz- und Erzeugungsplanung künftig Hand in Hand erfolgen.

Gleichzeitig bleibt ein verbindlicher NAP, hinsichtlich der dafür nötigen Methodik und zusätzlich notwendigen finanziellen wie personellen Ressourcen auf Seiten der Netzbetreiber, aktuell zunächst eine mittelfristige Maßnahme. Netzbetreiber wie die Bundesnetzagentur müssen zunächst in die Lage versetzt werden, einen verbindlichen NAP auch personell zu stemmen. Darüber hinaus muss sichergestellt sein, besonders vor dem Hintergrund der Erfahrungen des NEST-Prozess, dass den Netzbetreibern auch die finanziellen Mittel, für die in einem verbindlichen NAP identifizierten Maßnahmen tatsächlich zur Verfügung stehen.