

Netzpaket

E.ON | Positionspapier | September 2026

Der Redispatch-Vorbehalt braucht ein Signal, das mit dem Engpass steigt

Wenige Netzgebiete verursachen den Redispatch-Anstieg: Auf rund sechs Prozent der Umspannwerke entfielen 72 Prozent des Mengenanstiegs 2025. Ein Deckel bei 20 Prozent beendet das Standortsignal genau dort. Daher sollte eine Auslöseschwelle von 3 Prozent, ein pauschaler entschädigungsfreier Faktor von 0,8 und eine Geltungsdauer von 8 Jahren eingeführt werden.

Verteilnetzbetreiber brauchen eigene Zuteilungskriterien

Das Windhundprinzip stößt bei Großkunden und in höheren Spannungsebenen an seine Grenzen. Verteilnetzbetreiber dürfen bislang nur anwenden, was für das Übertragungsnetz entwickelt wurde. Sie brauchen einen eigenen Kriterienkatalog für ihr Massengeschäft – und die Befugnis, ihn auf den bestehenden Netzanschlussanträge anzuwenden.

Einfach umsetzbar oder wirkungslos

Der Entwurf schafft die richtigen Instrumente: Reservierungsregeln, Kapazitätskarten, digitale Verfahren und Einspeisenetze. Entscheidend ist jetzt die Ausgestaltung. Ein Schwellenwert, eine Bezugsgröße, eine Rechtsfolge, ein Abrechnungsverfahren. Branchenstandards müssen vor den neuen Pflichten stehen, nicht danach. Und Baukostenzuschüsse können den Redispatch-Vorbehalt nicht ersetzen: Sie setzen eine Festlegung der Bundesnetzagentur voraus und wirken erst nach Jahren.

Netzausbau und EE-Zubau synchronisieren, Anschlussverfahren beschleunigen

E.ON begrüßt die Zielsetzung des Regierungsentwurfes: Netzanschlussverfahren zu modernisieren, knappe Anschlusskapazität effizienter zu bewirtschaften und den EE-Ausbau besser mit den verfügbaren Netzkapazitäten zu synchronisieren. Der Entwurf legt den Fokus richtigerweise auf die Effizienz des Gesamtsystems statt einseitig auf den Zubau erneuerbarer Energien um jeden volkswirtschaftlichen Preis. In der zweiten Hälfte der Energiewende müssen Vereinfachung, Kosteneffizienz und Marktmechanismen gestärkt werden.

Inhalt:

1.	Redispatch-Vorbehalt zielgenau und administrierbar ausgestalten	S. 2
2.	Netzanschluss: Rechtssicher priorisieren	S. 5
3.	Reservierung und Freigabe von Netzanschlusskapazitäten	S. 6
4.	Transparenz schaffen, ohne Scheingenaugkeit zu erzeugen	S. 6
5.	Digitalisierung und Informationspflichten realistisch staffeln	S. 7
6.	Flexible Netzanschlüsse, Co-Location und Kosteninstrumente	S. 7
7.	Baukostenzuschüsse für Einspeiser	S. 8
8.	Einspeisenetze und vorausschauenden Netzausbau	S. 8

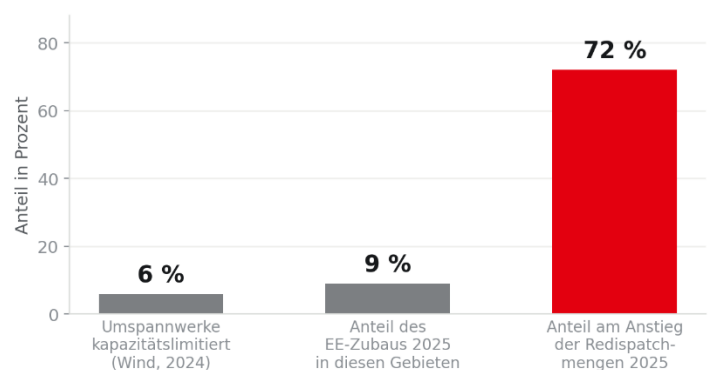
Der Entwurf enthält zahlreiche richtige Ansätze. Entscheidend ist nun, sie schnell und einfach umzusetzen – ohne Ausnahmetatbestände, Variantenvielfalt und zusätzlicher Komplexität. Leitlinie sollten Wirksamkeit, Einfachheit und Kosteneffizienz im Sinne der Stromkunden sein: Jede Abschwächung der Steuerungswirkung und jede unnötige Prozessvariante erhöht Kosten, die am Ende über die Stromrechnung getragen werden.

1. Redispatch-Vorbehalt zielgenau und administrierbar ausgestalten

Der Redispatch-Vorbehalt ist das zentrale, einfachste und wirkungsstärkste Instrument, um den Ausbau erneuerbarer Energien stärker an den verfügbaren Netzkapazitäten auszurichten. Er setzt kein neues Verfahren auf, sondern verändert lediglich die wirtschaftliche Folge einer Abregelung. Damit zeigt er dem Projektierer vorab, welchen finanziellen Nicht-Ausgleich er in seinem Business Case berücksichtigen muss, wenn er sich in einem kapazitätslimitierten Netzgebiet anschließen will.

Das Instrument trifft wenige Netzgebiete und wirkt dort umso stärker

Die im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erstellte Untersuchung zur Datengrundlage des Steuerungsinstruments belegt, wie zielgenau das Instrument arbeitet. Von rund 3.000 untersuchten Umspannwerken waren im Analysejahr 2024 etwa sechs Prozent für Windenergie und fünf Prozent für Photovoltaik kapazitätslimitiert. Auf diese wenigen Netzgebiete entfielen rund 72 Prozent des Anstiegs der Redispatchmengen, obwohl dort nur etwa neun Prozent des Zubaus des Jahres 2025 erfolgte. Dies zeigt die Relevanz vor allem für die zukünftige Entwicklung der Redispatch-Entschädigungen.



Wenige Netzgebiete verursachen den überwiegenden Teil des Redispatch-Anstiegs. Datengrundlage: E-Bridge Consulting im Auftrag des BMWF, 8. September 2026.

Der Redispatch-Anstieg ist damit kein flächendeckendes Kapazitätsproblem, sondern ein Hotspot-Problem. Ein Instrument, das genau in diesen Hotspots wirkt, ist verhältnismäßig. Und es entfaltet seinen Nutzen nur dann, wenn die wirtschaftliche Belastung mit dem Engpassgrad steigt. Denn genau dort, wo die 72 Prozent entstehen, muss das Signal ankommen.

Der Deckel beendet die Lenkungswirkung dort, wo sie erforderlich ist

Der Regierungsentwurf begrenzt den entschädigungsfreien Anteil auf 20 Prozent der Jahreserzeugung. Ab dieser Schwelle wird jede weitere abgeregelte Kilowattstunde vollständig entschädigt. Das hat drei Konsequenzen.

Erstens steht der maximale Ertragsverlust vorab fest. Er lässt sich in die Projektfinanzierung einpreisen, die Bankability bleibt erhalten, und aus einem Standortsignal wird eine kalkulierbare Einmalbelastung.

Zweitens tragen Standorte mit 25, 40 oder 60 Prozent Abregelung dieselbe maximale Belastung. Netzengpässe werden oberhalb der Schwelle wirtschaftlich nicht mehr differenziert.

Drittens verlangt die Deckelung eine nachträgliche Korrektur der Ausfallmengen über eine Jahresendabrechnung samt Forderungsmanagement. Der damit verbundene Umstellungs- und Administrationsaufwand läuft der Senkung der Systemkosten entgegen, die mit dem Instrument gerade erreicht werden soll.

Mit einem 20%-Deckel erfolgt weiterhin EE-Zubau in ausgewiesenen kapazitätslimitierten Netzgebieten, da EE-Projekte weiterhin finanzierbar bleiben. Damit ist das Instrument wirkungslos.

» Pauschaler Abrechnungsfaktor statt Deckel

E.ON schlägt vor, den Redispatch-Vorbehalt mit folgenden Parametern anzupassen:

- **Pauschaler entschädigungsfreier Faktor von 0,8:** Von jeder Abregelungsmaßnahme bleiben 80 Prozent des finanziellen Ausgleichs aus, 20 Prozent werden ausgezahlt – ohne Obergrenze.
- **Abwicklung als pauschale Reduktion im monatlichen Abrechnungslauf** statt über eine nachträgliche Korrektur von Jahresmengen.
- **Auslöseschwelle von 3 Prozent** Abregelungsquote für die Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete.
- **Geltungsdauer der Ausweisung von acht Jahren**, mit Aufhebung bei tatsächlicher Engpassbeseitigung.
- **Gesetzliche Klarstellung**, dass der finanzielle Ausgleich die Marktpremie und den bilanziellen Aufwendungsersatz umfasst.
- **Ein bundesweit einheitlicher Standard:** ein Schwellenwert, eine Bezugsgröße, eine standardisierte Rechtsfolge, ein Abrechnungsverfahren. Keine Deckel je Technologie, Netzgebiet oder Netzbetreiber und keine getrennten Kontingente für ÜNB- und VNB-bedingte Abrufe.

Das Pauschalmodell erhält die Lenkungswirkung über den gesamten Redispatch-Bereich: Je knapper die Kapazität im Netzgebiet, desto höher der Ertragsausfall. Es ist zugleich einfacher umzusetzen, weil es ohne Jahresendkorrektur und ohne Forderungsmanagement auskommt, und es verbessert damit das Verhältnis von Nutzen zu Aufwand deutlich.

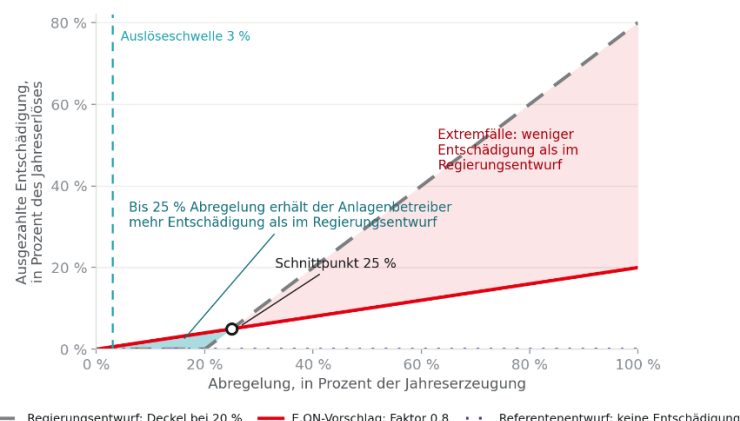
Warum eine Auslöseschwelle von drei Prozent?

Die Analysen des Bundesministeriums zeigen, dass die Auslöseschwelle darüber entscheidet, wie viele Netzgebiete überhaupt erfasst werden. Eine Schwelle von fünf Prozent adressiert nur jene Gebiete, in denen sich ein struktureller Engpass bereits verfestigt hat. Steuerung muss aber früher ansetzen: Ein Netzgebiet, das heute bei drei oder vier Prozent Abregelung liegt und weiteren Zubau aufnimmt, ist der Hotspot von morgen. Zusätzlicher Zubau in solchen Gebieten führt zu überproportional steigenden Redispatchmengen.

Eine Auslöseschwelle von drei Prozent weitet den Anwendungsbereich gegenüber der bisherigen Festlegung nur moderat aus. Sie bleibt damit ein punktuell Instrument für strukturelle Engpässe und kein flächiges Ausbauehemmnis. Entscheidend ist der Zusammenhang mit dem Faktor: Weil die Belastung im Einzelfall moderater ausfällt als unter dem Deckelmodell, bedeutet eine breitere Ausweisung gerade keine härtere Behandlung des einzelnen Projekts. Ein früheres, dafür weiches Signal steuert wirksamer als ein spätes und hartes.

Warum das Pauschalmodell auch für die Betreiber erneuerbarer Anlagen das bessere Modell ist

Der Vorschlag wird in der Debatte häufig als die härtere Variante wahrgenommen. Rechnerisch ist das Gegenteil der Fall. Der Regierungsentwurf entschädigt Abregelungen bis zu 20 Prozent der Jahreserzeugung überhaupt nicht. Das Pauschalmodell zahlt dagegen von der ersten abgeregelten Kilowattstunde an – dafür dauerhaft nur anteilig.



Ausgezahlte Entschädigung in Abhängigkeit von der Abregelungsmenge. Bis zu einer Abregelung von 25 Prozent der Jahreserzeugung erhält der Anlagenbetreiber im Pauschalmodell mehr Entschädigung als im Regierungsentwurf. Eigene Modellrechnung mit entschädigungsfreiem Faktor von 0,8

Bis zu einer Abregelung von 25 Prozent der Jahreserzeugung stellt das Pauschalmodell den Anlagenbetreiber besser als der Regierungsentwurf.

Erst oberhalb dieser Schwelle greift es stärker zu. Genau damit trifft der Vorschlag gezielt die wenigen Extremfälle, in denen der überwiegende Teil der Redispatchkosten entsteht. Die Mehrheit der betroffenen Projekte wird bessergestellt, die Belastung konzentriert sich auf die Fälle, die das System tatsächlich teuer machen.

Vier weitere Punkte sprechen aus Betreibersicht für das Pauschalmodell:

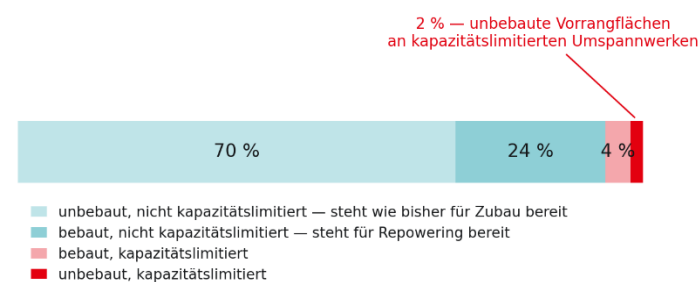
Es kennt keinen Schwelleneffekt: Wer 19 oder 21 Prozent abgeregelt wird, erfährt keinen Sprung in der Belastung, sondern eine gleichmäßige, proportionale Kürzung.

Es ist je Maßnahme unmittelbar nachvollziehbar und erfordert keine Prognose der Jahresmenge.

Es wird monatlich abgerechnet und vermeidet damit Rückforderungen und Forderungsmanagement am Jahresende, was Liquidität und Planbarkeit verbessert.

Und es lässt sich schnell einführen, weil keine systemseitige Nachbildung einer Jahresendkorrektur erforderlich ist. Jeder Monat Verzögerung bei der Umsetzung verlängert die Phase, in der ungesteuerter Zubau in Engpassgebieten stattfindet.

Ebenso wichtig ist, was das Instrument nicht tut. Die Untersuchung des Bundesministeriums zeigt, dass die Auswirkungen auf den künftigen Ausbaupfad begrenzt bleiben: Rund 70 Prozent der noch unbebauten Windvorranggebiete sind einem nicht kapazitätslimitierten Umspannwerk zugeordnet und stehen wie bisher für den Zubau zur Verfügung. Weitere 24 Prozent sind bereits bebaut und nicht kapazitätslimitiert, stehen also für Repowering bereit. Nur rund zwei Prozent der unbebauten und vier Prozent der bebauten Vorrangflächen liegen an einem kapazitätslimitierten Umspannwerk.



Windvorranggebiete in den betrachteten Netzgebieten. Der überwiegende Teil der Flächen ist von der Ausweisung nicht betroffen. Datengrundlage: E-Bridge Consulting im Auftrag des BMWE, 8. September 2026, Analysejahr 2024.

Die Analyse gibt damit keinen Hinweis darauf, dass das Steuerungsinstrument den Ausbaupfad der Windenergie strukturell einschränkt. Die Debatte über Deckel oder Faktor betrifft einen sehr kleinen Teil der Netzgebiete. Und in diesem kleinen Teil entscheidet sich, ob das Instrument wirkt oder nur Aufwand erzeugt.

Geltungsdauer von acht Jahren praxistauglich ausgestalten

Eine Höchstdauer von sechs Jahren bildet die realen Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten von Hochspannungsmaßnahmen nicht ab. Hinzu kommt die zeitliche Mechanik der Ausweisung: Geprüft wird auf Basis der Redispatch-Abrufe des Vorjahres, sodass die ersten Ausweisungen frühestens auf den Einsätzen des Jahres 2026 beruhen. Eine auf sechs Jahre begrenzte Wirkung endet damit, bevor die Netzertüchtigungsmaßnahmen fertiggestellt sind, für deren Zeitraum sie steuern soll.

Acht Jahre bedeuten dabei keine zusätzliche Härte. Die Ausweisung erfolgt befristet, unterliegt einer regelmäßigen Überprüfung und wird aufgehoben, sobald die zugrunde liegenden Engpässe infolge von Netzoptimierung oder Netzausbau entfallen. Der temporäre Charakter des Instruments bleibt also in jedem Fall gewahrt. **Die Geltungsdauer ist eine Höchstdauer, keine Festlegung.**

Engpassursachen bei Ausweisung angemessen berücksichtigen

Abregelungen aufgrund vorgelagerter Engpässe müssen bei der Ausweisung berücksichtigt werden. Gleichzeitig darf ein Verteilnetzbetreiber nicht für die Beseitigung eines Engpasses verantwortlich gemacht werden, der ausschließlich im vorgelagerten Netz liegt. Dafür braucht es klare Verantwortlichkeiten sowie verbindliche Koordinierungs- und Informationspflichten zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern.



Vergleich mit dem Regierungsentwurf

Der Unterschied zwischen den beiden Modellen liegt nicht in der Existenz einer Belastung, sondern in ihrer Verteilung. Das Deckelmodell beendet das Standortsignal genau an der Stelle, an der die Engpässe am größten sind, und erkaufte diese Begrenzung mit einer aufwendigen Jahresendabrechnung. Das Pauschalmodell verteilt die gleiche Grundidee verursachungsgerecht: Der weit überwiegende Teil der betroffenen Projekte wird bessergestellt als im Regierungsentwurf, die Belastung konzentriert sich auf die wenigen Extremfälle, und die Abwicklung bleibt einfach. Für Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Stromkunden ist das die treffsicherere und kostengünstigere Lösung.

2. Netzanschluss: Rechtssicher priorisieren

E.ON unterstützt die Abkehr vom pauschalen Windhundprinzip und den Grundsatz, dass Netzbetreiber eigene Anschlusskonzepte entwickeln können. Das Windhundprinzip stößt bei Großkunden und in höheren Spannungsebenen an seine Grenzen und muss durch Zuteilungsverfahren mit Kapazitätsausweisung und Priorisierung flankiert werden. Drei E.ON-Netzgesellschaften pilotieren hierzu ein kriterienbasiertes Verfahren (Verfahrensbeschreibung). Vorrang sollten realisierungsreife Vorhaben haben, die den regionalen Anforderungen genügen, die Kapazität effizient nutzen und dem Bestandsschutz ansässiger Kunden Rechnung tragen.

Verteilnetzbetreiber brauchen eigene Kriterien

§ 17b Absatz 2 erlaubt Verteilnetzbetreibern bislang nur, diejenigen Priorisierungsgrundsätze anzuwenden, die in den von der Bundesnetzagentur bestätigten Verfahren für Anschlüsse an das Übertragungsnetz enthalten sind – ergänzt um die Regionalszenarien nach § 14d Absatz 3 und die Bedarfe vorgelagerter Netze. Verteilnetzbetreiber sind damit abgeleitet statt eigenständig: Sie dürfen übernehmen, was für eine andere Netzebene entwickelt wurde, aber nichts Eigenes bestimmen.

Das trägt der Aufgabe nicht Rechnung. Verteilnetzbetreiber entscheiden nicht über einzelne Großvorhaben, sondern über ein Massengeschäft mit heterogener Kundenstruktur. Massengeschäftstauglichkeit ist das Alleinstellungsmerkmal der Verteilnetzebene. Ein Verfahren, das für wenige Begehren im Übertragungsnetz sachgerecht ist, lässt sich darauf nicht übertragen. Erforderlich ist deshalb ein eigenständiger Kriterienkatalog für die Verteilnetzebene, der an die Regionalszenarien anknüpft und zwei Kriterien ergänzt, die im Katalog des Absatzes 1 fehlen:

1. **die Projektreife**, etwa anhand vorliegender Genehmigungen, und
2. **den gesellschaftlichen Beitrag** zur Daseinsvorsorge.

Ergänzend gehören dazu die Regional- und Lokalplanung, die Ortsgebundenheit einschließlich der Angewiesenheit auf andere Infrastrukturen sowie der Beitrag zur effizienten Netznutzung durch flexible Netzanschlussvereinbarungen, Cable Pooling und die Erweiterung von Bestandsanschlüssen.

Dass die Anwendung nach § 17b Absatz 2 lediglich anzuzeigen und zu veröffentlichen ist, ist richtig und sollte bei einem eigenständigen Katalog beibehalten werden. Ein Bestätigungsvorbehalt würde die für die Verteilnetzebene notwendige regionale Differenzierung entwerfen.

Rechtstechnisch sollten die Kriterien als Regelbeispiele ausgestaltet werden: Netzbetreiber können diese oder vergleichbar gewichtige Kriterien heranziehen, müssen es aber nicht. Ebenso wichtig ist die zweite Hälfte dieser Befugnis – Verteilnetzbetreiber müssen die Kriterien im Sinne der Netzerfordernisse

gewichten und daraus eine Anschlussreihenfolge ableiten dürfen. Die Begründung sollte klarstellen, dass dazu auch ein Punktesystem zählt.

Anwendbarkeit auf den bestehenden Anschlussstapel

Ein neues Verfahren nützt nur, wenn damit auch der vorhandene Stapel unbearbeiteter Anschlussbegehren abgearbeitet werden kann. Andernfalls entstehen zwei parallele Welten: ein priorisiertes Verfahren für neue Anträge und ein nach Eingangsdatum abzuarbeitender Altbestand, der knappe Kapazität weiter nach dem Windhundprinzip bindet – und damit gerade die spekulativen Begehren bevorrechtigt. **Die Kriterien samt Gewichtung und Anschlussreihenfolge müssen daher auf sämtliche Netzanschlussbegehren angewendet werden dürfen, für die noch kein Netzanschlussvertrag geschlossen wurde.**

Daseinsvorsorge konkret fassen, Niederspannung unberührt lassen

Bei der Priorisierung ist der Kapazitätsbedarf der in Niederspannung angeschlossenen Anschlussnehmer nach § 18 EnWG zu berücksichtigen. Dass Haushaltskunden unverändert nach § 18 angeschlossen werden, sollte ausdrücklich klargestellt werden. Der Bedarf der Unternehmen der Daseinsvorsorge ist einzuschließen. Eine gesetzliche Definition fehlt bislang. E.ON begrüßt einen konkreten Katalog, der sich an den Sparten des § 53a EnWG orientiert. Abstrakt-generelle Ermessensformeln sind ungeeignet: Die Einordnung, welches Unternehmen der Daseinsvorsorge zuzurechnen ist, ist nicht Aufgabe eines Netzbetreibers und würde gerichtliche Klärung und Verzögerungen vorprogrammieren.

Weitere Anforderungen an das Verfahren

Bedarfe angrenzender, nachgelagerter und vorgelagerter Netze sind als Kriterium richtig. Mittel- und langfristige Bedarfe werden in den regelmäßigen Abstimmungsprozessen erhoben. Ein darüber hinausgehender akuter Mehrbedarf muss dem Verfahren des Anschlussnetzbetreibers unterliegen und dort, wie jedes andere Begehren bewertet werden – eine undifferenzierte Bevorzugung darf es nicht geben.

Gegenstand der Priorisierung muss auch das Freihalten von Kapazität für erwartete, priorisierte Begehren sein können. Ohne diese Befugnis lässt sich Kapazität für absehbare Bedarfe der Daseinsvorsorge, der Wärmeversorgung oder der Ladeinfrastruktur nicht vorhalten. Sie gehört in den Gesetzestext, nicht nur in die Begründung.

Haftungsbeschränkungen für Zuteilungsentscheidungen schaffen die nötige Rechtssicherheit. Am Anzeigeverfahren nach § 17b Absatz 2 ist festzuhalten. Ein Bestätigungsvorbehalt würde die Einführung um Monate verzögern, ohne die Qualität der Kriterien zu verbessern. Die nachgelagerte Prüfung bleibt unberührt.

»» Formulierungsvorschlag VNB-Kriterien

§ 17b Priorisierung von Netzanschlussbegehren und Freihaltung von Netzanschlusskapazitäten im Elektrizitätsversorgungsnetz

Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen können im Rahmen der Verfahren nach § 17a Absatz 1 Grundsätze für die Priorisierung bestimmter Netzanschlussbegehren vorsehen. Gegenstand der Priorisierung kann auch das Freihalten von Netzanschlusskapazität für erwartete Netzanschlussbegehren sein. [...]

Für die Priorisierung können die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen in höheren Spannungsebenen als der Niederspannung folgende Kriterien heranziehen:

- a) *die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz,*
- b) *bestehende gesetzliche Zielvorgaben für den Ausbau von Erzeugungsanlagen, Energiespeichereinrichtungen und Verbrauchern,*
- c) *die Annahmen und Bedarfe aus den erstellten Regionalszenarien unter Berücksichtigung der in § 14d genannten Zielvorgaben,*
- d) *zu priorisierende Mehrbedarfe von Betreibern angrenzender, nachgelagerter und vorgelagerter Elektrizitätsversorgungsnetze und Netzebenen,*
- e) *die effiziente Nutzung von Netzverknüpfungspunkten insbesondere durch mehrere Anschlussnutzer,*
- f) *Ausweisungen von Flächen in Raumordnungs- oder Bauleitplänen und*
- g) *die darüber hinausgehende Standortgebundenheit. [...]*

3. Reservierung und Freigabe von Netzanschlusskapazitäten beschleunigen

Knappe Netzanschlusskapazität darf nicht durch unreife oder aufgegebene Projekte blockiert werden. Die Reservierungsregeln müssen die Priorisierung unterstützen, statt sie zu unterlaufen: Wer Kapazität zugeteilt bekommt, muss sie auch nutzen. § 17f EnWG setzt hier an den richtigen Stellen an.

Ausdrücklich zu unterstützen:

- Ein von den Verteilnetzbetreibern gemeinsam entwickeltes, einheitliches Reservierungsregime nach Absatz 1 vermeidet eine Vielzahl regionaler Modelle und senkt den Aufwand im Massengeschäft.
- Die Befristung der Reservierungsdauer in einzelne, aufeinanderfolgende Zeiträume und ihre Bindung an den Projektfortschritt nach Absatz 1 Satz 2 sind der wirksamste Hebel gegen blockierende Anträge und sollten unverändert bleiben.

- Die Nachweispflichten zum Projektfortschritt nach Absatz 2 machen die Ernsthaftigkeit eines Begehrens überprüfbar.
- Das angemessene und diskriminierungsfreie Reservierungsentgelt nach Absatz 1 Satz 3 schafft zusätzliche Ernsthaftigkeit. Die einheitliche Berechnungsmethode nach Absatz 2 verhindert regionale Sonderwege.
- Die Mitteilungspflicht des Netzanschlussbegehrenden bei nicht mehr benötigter Kapazität nach Absatz 4 gibt Kapazität frei, ohne dass eine Frist ablaufen muss.

An diesen Regelungen sollte festgehalten werden. Sie sind die Voraussetzung dafür, dass Priorisierung und Reservierung zusammenwirken.

Was noch fehlt:

Erstens die ausdrückliche Rechtsfolge: Wird der Nachweis zum Projektfortschritt nicht fristgerecht erbracht, muss die Reservierung automatisch und ohne Ansprüche des Netzanschlussbegehrenden entfallen. Ohne diese Klarstellung droht die Freigabe an Einzelfallstreitigkeiten zu scheitern und damit genau der Effekt auszubleiben, den die Vorschrift bezweckt.

Zweitens der Anwendungsbereich: § 17f erfasst Netzanschlüsse ab 135 Kilowatt in der Mittelspannungsebene einschließlich der Umspannebenen von Hoch- zu Mittelspannung und von Mittel- zu Niederspannung. Gerade in der Hochspannung binden Großprojekte erhebliche Kapazität. Ohne einheitliches Reservierungsregime bleibt dort die größte Blockadewirkung unadressiert.

Bei den Nachweisen nach Absatz 2 sollten die Anforderungen nach Projektkategorie, Genehmigungsrealität und Spannungsebene differenzieren, ohne die Standardisierung des Verfahrens zu gefährden. Die in der Begründung angelegte Freigabe nach drei Jahren Nichtnutzung ist als Befugnis sachgerecht und sollte nicht in eine starre Frist umgewandelt werden.

»» Anpassungsbedarf

Am Regelungsgehalt des § 17f EnWG ist festzuhalten. Ergänzt werden sollten drei Punkte:

- Reservierung an Meilensteine knüpfen, automatischer Entfall bei Fristversäumnis
- Ausweitung des Anwendungsbereichs auf die Hochspannungsebene
- Differenzierte Nachweisanforderungen nach Projektkategorie, Genehmigungsrealität und Spannungsebene

4. Transparenz schaffen, ohne Scheingenauigkeit zu erzeugen

Kapazitätskarten und unverbindliche Netzanschlusssauskünfte nach § 17c EnWG sind ein sinnvoller erster Schritt des neuen Vergabeverfahrens: Sie reduzieren Mehrfachanfragen und lenken Projektierer frühzeitig zu geeigneteren Standorten. E.ON unterstützt diese Zielsetzung ausdrücklich.

Der monatliche Aktualisierungszyklus nach § 17c Absatz 1 Satz 3 ist sachgerecht und sollte nicht verschärft werden. Netzkapazität verändert sich dynamisch durch neue Reservierungen, Netzausbau und vorgelagerte Engpässe. Eine belastbare Aussage setzt zudem die Netzverträglichkeitsprüfung im Einzelfall voraus, die eine Karte nicht ersetzen kann. Eine häufigere Fortschreibung würde erheblichen Aufwand erzeugen, ohne die Standortwahl zu verbessern.

Ebenso richtig ist der Ausschluss des Rechtsanspruchs in § 17c Absatz 1 Satz 5. Er greift jedoch nur für die Kapazitätskarte: Absatz 2 erklärt allein Absatz 1 Satz 3 und 4 für entsprechend anwendbar. Für die unverbindliche Netzanschlusssauskunft fehlt der Ausschluss damit, und dass gerade dort, wo das Haftungsrisiko größer ist, weil Absatz 3 zusätzlich eine unverbindliche Schätzung der Kosten für die Anbindungsleitung verlangt. Absatz 1 Satz 5 ist daher in Absatz 2 einzubeziehen. An der in Absatz 3 ausdrücklich zugelassenen Pauschalierung der Kostenschätzung ist festzuhalten.

Für die Vergleichbarkeit der Karten genügt Absatz 1 Satz 2 nicht. Allgemeine Informationen zu den verwendeten Berechnungskriterien führen zu 69 unterschiedlichen Darstellungen. Erforderlich ist eine bundesweit einheitliche Mindestmethodik, damit veröffentlichte Werte netzbetreiberübergreifend belastbar sind. Die Kennzeichnung von Netzgebieten mit priorisierten Anschlüssen nach Absatz 1 Satz 4 sollte eine Kann-Regelung bleiben.



Anpassungsbedarf

§ 17c EnWG ist in drei Punkten anzupassen:

- Absatz 1 Satz 5 (kein Rechtsanspruch) auch auf die unverbindliche Netzanschlusssauskunft nach Absatz 2 und die Kostenschätzung nach Absatz 3 erstrecken
- Bundesweit einheitliche Mindestmethodik für die Kapazitätsermittlung
- Monatlicher Aktualisierungszyklus und Pauschalierung der Kostenschätzung beibehalten. Kennzeichnung priorisierter Gebiete als Kann-Regelung

5. Digitalisierung und Informationspflichten realistisch staffeln

Die vollständige Digitalisierung der Netzanschlussverfahren nach § 17e EnWG ist richtig und notwendig. Einheitliche Datenformate, Prozessschritte und rollenspezifische Zugänge reduzieren Bearbeitungszeiten und verbessern die Skalierbarkeit deutlich.

Der Entwurf trifft hier die richtige Entscheidung: § 17e Absatz 3 überlässt die Abstimmung der einheitlichen Vorgaben zu Prozessschritten, Datenformaten und rollenspezifischen Zugängen den Verteilnetzbetreibern selbst. An dieser branchengetragenen Standardisierung ist festzuhalten. Sie ist die Voraussetzung dafür, dass die Portale nicht in 851 Varianten entstehen.

Wichtig ist ein klares Verhältnis zwischen den Portalen nach § 17e und der gemeinsamen Internetplattform nach § 14e, damit keine parallelen, voneinander abweichenden Meldewege entstehen.

Bei den Informationspflichten nach § 17d gilt: Information ist kein Selbstzweck und darf nicht zu neuen Verzögerungen der Anschlussbearbeitung führen. Die Rückmeldung innerhalb von zwei Monaten, die anschließende Aktualisierung alle drei Monate und die unverzügliche Eingangsbestätigung sind nur dann ohne zusätzliche Belastung leistbar, wenn sie automatisiert erfolgen können. Das setzt voraus, dass die Statusmodelle nach § 17e Absatz 3 Nummer 1 bundesweit standardisiert sind. Andernfalls verlagern die neuen Pflichten Fachkräfte aus der eigentlichen Netzanschlussprüfung in wiederkehrende Statuskommunikation. Sinnvoll bleibt daher eine gestufte Einführung nach Spannungsebene und Anlagengröße.



Anpassungsbedarf

§§ 17d und 17e EnWG sind in drei Punkten anzupassen:

- Abgestimmte Branchenstandards und zentrale Spezifikationen vor Wirksamwerden der Portalpflicht nach § 17e Absatz 2
- Gestufte Einführung nach Spannungsebene und Anlagengröße
- Klares Verhältnis zwischen den Portalen nach § 17e und der gemeinsamen Plattform nach § 14e

6. Flexible Netzanschlüsse und Co-Location koordinieren

Flexible Netzanschlussvereinbarungen sind ein wichtiges Instrument, um zusätzliche Anlagen schneller anzuschließen und vorhandene Kapazität besser zu nutzen, insbesondere für Speicher, Überbauung und Co-Location. Der Rechtsrahmen steht mit § 17 Absatz 2b EnWG und § 8a EEG bereits. Die E.ON-Netzgesellschaften bieten standardisierte Vereinbarungen an, unter anderem für Batteriespeicher in der Hoch- und Mittelspannung. Es geht daher nicht um neue Befugnisse, sondern um Rechtssicherheit in der Anwendung.

Der Entwurf knüpft an den richtigen Stellen daran an: Die unverbindliche Netzanschlusssaukunft nach § 17c Absatz 2 muss auf die grundsätzliche Möglichkeit einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung hinweisen, und die effiziente Nutzung von Netzverknüpfungspunkten ist Priorisierungskriterium nach § 17b. Beides ist zu unterstützen.

Offen bleibt die Ausgestaltung. § 17 Absatz 2b Satz 3 verlangt Regelungen zu Höhe und Zeiträumen der Begrenzung sowie zur Haftung bei Überschreitung, macht aber keine Vorgaben dazu, was rechtlich zulässig ist. Festlegungen der Bundesnetzagentur fehlen bislang. Im Massengeschäft ist eine bilaterale Vollverhandlung je Anschluss nicht leistbar. Erforderlich sind bundesweit einheitliche Mindeststandards und modulare Vertragsbausteine, während die technischen Parameter regionalen Netzbedingungen Rechnung tragen müssen. Für Co-Location-Speicher fehlen konsistente Steuerungs- und Abrechnungsregeln, obwohl die Erleichterung netzneutraler Batteriespeicher ein ausdrückliches Ziel des Entwurfs ist.



Anpassungsbedarf

Zu § 17 Absatz 2b EnWG und § 8a EEG:

- Rechtssicherheit für statische und dynamische Leistungsbegrenzungen
- Klare Haftungsregeln bei Überschreitung vereinbarter Grenzen
- Konsistente Steuerungs- und Abrechnungsregeln für Co-Location-Speicher

7. Baukostenzuschüsse für Einspeiser koordiniert und verursachungsgerecht einführen

Regional differenzierte Baukostenzuschüsse für Einspeiser können einen Beitrag zu einer sinnvollen, lokalen Steuerung des EE-Zubaus leisten. Die mit § 17 EEG geschaffene Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur ist der richtige Weg: Eine einheitliche Festlegung verhindert eine Vielzahl regionaler Erhebungsmodelle.

Sie ersetzen aber keinesfalls Instrumente wie den Redispatch-Vorbehalt, sondern können lediglich flankierend wirken. Das folgt schon aus der Zeitachse: Der Entwurf schafft keine Erhebungsbefugnis, sondern eine Ermächtigungsgrundlage. Vorermittlungen, Eckpunktepapier, Konsultation und mögliche Beschwerdeverfahren bedeuten, dass Baukostenzuschüsse auf der Einspeiseseite über Jahre nicht wirken werden. Für die Synchronisierung von Netz- und EE-Ausbau in den heutigen Engpassgebieten kommen sie zu spät.

Für die künftige Festlegung sind vier Punkte entscheidend. Die erfassten Kosten müssen klar abgegrenzt sein. Eine Regionalisierung darf nur auf Basis transparenter und bundesweit einheitlicher netzwirtschaftlicher Parameter erfolgen. Doppelbelastungen sind zu vermeiden: Nach § 17 Satz 4 EEG bleibt die Berechtigung zur Erhebung von Netzentgelten unberührt, sodass das Verhältnis von Baukostenzuschuss und Netzentgelt in der Festlegung sauber geregelt werden muss. Und für bereits weit entwickelte Projekte sind ausreichende Übergangsfristen erforderlich.



Anpassungsbedarf

Zu § 17 EEG (Festlegungskompetenz Baukostenzuschüsse):

- Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur unterstützen – bundesweit einheitlich statt regionaler Erhebungsmodelle
- Regionalisierung nur nach transparenten, bundesweit einheitlichen netzwirtschaftlichen Parametern
- Klare Abgrenzung der erfassten Kosten und Verhältnis zum Netzentgelt
- Ausreichende Übergangsfristen für weit entwickelte Projekte
- Baukostenzuschüsse können den Redispatch-Vorbehalt zeitlich und sachlich nicht ersetzen

8. Einspeisenetze und vorausschauenden Netzausbau praxistauglich verankern

Die gesetzliche Verankerung des Einspeisenetzes in § 3 Nummer 18 EEG ist zu begrüßen. Sie ermöglicht eine planerische Gesamtbetrachtung mehrerer Anschlussbegehren und einen koordinierten, vorausschauenden Ausbau insbesondere in Regionen mit hohem Wind- und PV-Zubau. Für die beteiligten Projekte entsteht damit ein gemeinsamer, planbarer Anschlusszeitpunkt.

Zwei Elemente des Entwurfs sind dafür entscheidend und sollten unverändert bleiben. § 8 Absatz 1 Satz 3 EEG erlaubt, die Kosten bei der Prüfung des wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkts nur anteilig zu berücksichtigen. Und die Möglichkeit, ein Einspeisenetz lediglich (n-0)-sicher aufzubauen, erleichtert Planung und Ausbau erheblich.

Offen bleibt die regulatorische Absicherung. Das Instrument setzt voraus, dass Netzbetreiber auch für erwartete Anschlüsse dimensionieren, für die noch kein Netzanschlussbegehren vorliegt. Für diesen Anteil braucht es rechtssichere Anforderungen an die Bedarfsprognose und die Anerkennung der Kosten im Regulierungsrahmen. Andernfalls trägt der Netzbetreiber das Risiko, dass vorausschauend errichtete Kapazität nachträglich als nicht erforderlich bewertet wird – und wird im Zweifel auf den Einzelanschluss zurückfallen.

»» Anpassungsbedarf

Zu § 3 Nummer 18 und § 8 Absatz 1 EEG:

- Anteilige Kostenberücksichtigung nach § 8 Absatz 1 Satz 3 und die (n-0)-Auslegung beibehalten
- Rechtssichere Anforderungen an Bedarfsprognosen für erwartete Anschlüsse
- Anerkennung der vorausschauend errichteten Kapazität im Regulierungsrahmen

Christoph Reißfelder

VP Political Affairs & Head of Berlin Office

christoph.reissfelder@eon.com

it's on us
to make new energy work.



eon.com



Political.affairs@eon.com

e-on