

Berlin, 18. September 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

Stellungnahme

EnWG- und EEG-Regelungen zum Netzanschlussverfahren

Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaues mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens
vom 29. Juli 2026

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Zusammenfassung	5
2	Regelung im Zusammenhang mit dem Netzanschluss nach EnWG	11
2.1	Co-Location, § 17 Absatz 2a EnWG-E	11
2.2	Netzkapazitätsvergabeverfahren Übertragungsnetz, § 17a EnWG-E	12
2.3	Priorisierung Netzanschlussbegehren und Kontingente für Netzanschlusskapazität, ÜNB und VNB, § 17b EnWG-E	14
2.4	Transparenz über zur Verfügung stehende Kapazitäten, § 17c EnWG-E	15
2.4.1	Geografische Karte VNB, § 17c Absatz 1 EnWG-E	16
2.4.2	Unverbindliche Netzanschlusss Auskunft VNB, § 17c Absatz 2 EnWG-E	17
3	Allgemeine Regelungen für den Netzanschluss von EE-Anlagen	18
3.1	Baukostenzuschüsse (BKZ) für Erneuerbare-Energien-Anlagen, § 17 EEG ..	18
3.2	Einspeisenetz – Einspeisesteckdose, § 3 Nr. 18, § 8 EEG	21
3.3	Wahlverknüpfungspunkt, flexible Netzanschlussvereinbarungen und Kapazitätsvergabe	22
4	Beschränkung des Anschlusses von PV- und Windenergieanlagen	23
4.1	Generelle systemdienliche Anschlussleistung für PV -und Windenergieanlagen	25
4.1.1	Übergangsregelung	26
4.1.2	Co-Location	27
4.2	Maßnahmen in kapazitätslimitierten Netzgebieten	28
4.2.1	Ausweisung - Generelles	29
4.2.2	Ausweisung: Art des Redispatch-Volumens	30
4.2.3	Ausweisung: Bestimmung ausgewiesener Leitungsabschnitte	30
4.2.4	Ausweisung: Räumliche Begrenzung des Notfallinstruments	30
4.2.5	Technologiespezifische Ausweisung	31
4.2.6	Ausweisung - Betrachtungszeitraum	31

4.2.7	Dauer der Ausweisung nach EnWG und Dauer des Entschädigungsverzichts nach EEG	32
4.2.8	Ausweisung zum Stichtag	33
4.2.9	Rechtssichere Ausweisungsprozesse sicherstellen	33
4.2.10	Ausweisung – Dauer und prioritäre Netzausbaupflicht	33
4.2.11	Rechtsfolge: Vertraglicher Anschlussanspruch nur bei Verzicht auf finanziellen Ausgleich im Rahmen des Redispatch für einen Anteil der Jahresstromerzeugung	34
4.2.12	Zeitpunkt der Beurteilung	34
4.2.13	Einzelfragen im Zusammenhang mit dem Redispatch-Regime.....	38
4.2.14	Nachweis- und Berichtspflichten praktikabel ausgestalten	41
4.3	Zusammenwirken von SAL und Redispatch-Vorbehalt	41
5	Ansätze zur weiteren Beschleunigung des Netzausbaus.....	41

Vorbemerkung zu Bearbeitungsfristen im vorparlamentarischen Verfahren

Der Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD verpflichtet die Bundesregierung zu transparenter Gesetzgebung mit angemessenen Beteiligungsfristen von in der Regel vier Wochen (Rz. 1866 ff.). Diese Selbstverpflichtung wird anhaltend nicht erfüllt: Die Verbändeanhörung zum vorliegenden Referentenentwurf umfasste von Freitagabend bis Mittwochabend lediglich drei Werktage – für eine Regelung von solcher Tragweite ist dies nicht akzeptabel. Eine derart kurze Frist erschwert die Rückkopplung in den Verbänden mit den Mitgliedsunternehmen erheblich. Sie lässt weder eine umfassende Prüfung der Praxisfolgen noch der Rechtsfragen zu. Kurze Fristen werden von der Bundesregierung häufig mit dem Verweis auf das nachgelagerte parlamentarische Verfahren gerechtfertigt. Dies ersetzt die fundierte fachliche Befassung in der Frühphase nicht und darf nicht zum Regelfall werden. Anhörungsverfahren haben eine wichtige Funktion zur Vorbereitung der Entscheidungen des Gesetzgebers und dürfen nicht zur bloßen Förmlichkeit verkommen. Sonst besteht die Gefahr, dass Gesetze nicht praxistauglich sind. Vor diesem Hintergrund weist der BDEW darauf hin, dass der vorliegende Entwurf im parlamentarischen Verfahren besonders gründlich zu prüfen ist.

1 Zusammenfassung

Der vorliegende Regierungsentwurf eines Gesetzes „zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaues mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens“ vom 29. Juli 2026 greift eine zentrale Herausforderung der Energiewende und der wirtschaftlichen Transformation auf und soll das Netzanschlusssystem modernisieren. **Der Gesetzentwurf sieht dafür überwiegend gute und begrüßenswerte Maßnahmen vor, die richtig und notwendig sind, um die Transformation des Energiesystems in Deutschland zügig und kosteneffizient voranzubringen.**

Der BDEW erachtet es im Sinne der Gesamteffizienz dabei auch als sinnvoll, dass Projektierer neuer Anlagen bei der Standortwahl auch die kapazitative Situation der Stromnetze berücksichtigen. Dafür braucht es Transparenz über die jeweilige aktuelle Netzsituation sowie eine Prüfung der Auswirkungen auf Netze und Erzeugungsanlagen. Die nun vorliegende Datengrundlage von BMW und E-Bridge liefert einen geeigneten ersten Ansatzpunkt für die notwendige weitere Analyse. Sie berücksichtigt in ihrem bislang veröffentlichten Teil jedoch ausschließlich einen rückblickenden Betrachtungszeitraum des Jahres 2024 und in Teilen von 2025, der weder bereits geplanten Netzausbau noch zugesagte Netzanschlüsse berücksichtigt. Ein enges Monitoring und eine Evaluierung sind von hoher Bedeutung, um Fehlentwicklungen schnell zu erkennen und gegebenenfalls gegensteuern zu können. Es muss gelingen, die erhoffte Lenkungswirkung für den Netzanschluss neuer Erneuerbare-Energien-Anlagen zu erzielen, Kosten für Abregelungen deutlich zu dämpfen und gleichzeitig den Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie den Netzausbau voranzutreiben.

Für die Umsetzung muss der Gesetzgeber klare und rechtssichere Bestandsschutzregelungen vorsehen, die sicherstellen, dass bereits getätigte Investitionen und weit fortgeschrittene Planungen nicht nachträglich entwertet werden. Zudem muss sichergestellt werden, dass das Instrument gezielt dort Lenkungswirkung entfaltet, wo lokal erhebliche Netzengpässe bestehen. Die Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete sollte deshalb auf klar abgegrenzte Engpass-Hotspots beschränkt bleiben.

Der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien darf durch ein Instrument nicht unverhältnismäßig eingeschränkt werden – das gilt auch für die systemdienliche Anschlussleistung (SAL). So ist insbesondere für Windkraftanlagen zu überprüfen, welche Auswirkungen dies auf Stark- und Schwachwindstandorte hat. **So ist aktuell grundsätzlich nur eingeschränkt bewertbar, wie die zahlreichen parallel diskutierten Instrumente – etwa Baukostenzuschüsse (BKZ) für Einspeiser, Einspeiseentgelte, die Einschränkung des finanziellen Ausgleichs bei Redispatch, die SAL, die Anpassung des Referenzertragsmodells – kumulativ auf Zubau und Standortwahl der Erneuerbaren-Energien-Anlagen sowie die tatsächliche Netzauslastung wirken.**

In wettbewerblichen Ausschreibungen müssen zusätzliche Kostenpositionen in die Gebote eingepreist werden, was entsprechend zu einem höheren Zuschlagsniveau führen kann.

Zu begrüßen ist das Ziel, dass bei entsprechenden BNetzA-Festlegungen zu BKZ und Netzentgelten für EEG-Anlagen erhöhter EEG-Förderbedarf vermieden werden soll (§ 17 EEG RegE). Unklar bleibt allerdings, ob und wie dies in der Praxis realisierbar sein soll. Regional differenzierte BKZ sollten so ausgestaltet sein, dass sie sich positiv auf die Systemkosten auswirken.

Zu berücksichtigen ist, dass SAL und der gedeckelte Redispatch-Vorbehalt unterschiedliche Ziele verfolgen: Eine deutschlandweite SAL soll die Netzanschlussleistung für alle neuen Windenergieanlagen an Land sowie neue PV-Freiflächenanlagen auf ein netzverträglicheres Maß begrenzen, damit Einspeisespitzen reduzieren und Anreize für eine netzdienlicherer Auslastung der Anlagen generell setzen. Dagegen bezweckt der gedeckelte Redispatch-Vorbehalt eine Standortsteuerung für Netzanschlüsse von EE-Anlagen. Netzanschlüsse sollen von kapazitätslimitierten Netzgebieten zu Netzgebieten ohne Kapazitätsrestriktionen gelenkt werden. Solange die Wirkung der Instrumente und vor allem eine etwaige kumulative Wirkung nicht abschätzbar ist, kann die Branche weder die sogenannte Auslöse-Schwelle noch die Höhe einer „Deckelung“ einer eingeschränkten Redispatch-Entschädigung umfassend und abschließend bewerten. Die aufgenommene Evaluation ist der richtige Schritt, da alle Sicherungsmittel ergriffen werden müssen, um mögliche Fehlentwicklungen in der beabsichtigten Lenkungswirkung und für den notwendigen Ausbau der Erneuerbaren Energien insgesamt – auch durch eine Kumulation der Regelungen – schnell und rechtzeitig korrigieren zu können. Es bedarf hier in jedem Falle eines engen Monitorings des gesamten Regelungszusammenhangs, nicht nur begrenzt auf Maßnahmen in kapazitätslimitierten Netzgebieten.

Der BDEW hält eine regionale Steuerung für zentral, weist aber in dieser Stellungnahme auf eine Vielzahl rechtlicher und administrativer Umsetzungshürden hin, die im parlamentarischen Verfahren adressiert und ausgeräumt werden sollten.

Neben der nun vorliegenden Datengrundlage wäre eine Weiterentwicklung wünschenswert, die für die Zukunft Planungssicherheit schafft, auch wenn eine rückwärtige Betrachtung anhand der abgeregelten Strommengen ein übersichtliches Bild über die aktuell bestehenden potentiellen kapazitätslimitierten Netzgebiete bietet. Die derzeit noch offenen Umsetzungsfragen schaffen erhebliche regulatorische Unsicherheiten, die im Gesetzgebungsprozess geklärt werden sollten.

Zu den Regelungskomplexen Transparenz, Netzanschlussverfahren, Digitalisierung, Standardisierung sowie Priorisierung und Zuteilung von Kapazitäten sieht der BDEW durchweg gute Ansätze im Regierungsentwurf, die nur in Einzelpunkten noch im Hinblick auf die praktische Umsetzbarkeit angepasst werden sollten. So sind einige dieser Punkte mit erheblichem

Umsetzaufwand für die Netzbetreiber verbunden, die diese aber vor dem Hintergrund der veränderten Netzanschlusssituation insgesamt befürworten. So muss erreicht werden, dass Netzkunden schnell und verlässlich die für ihre notwendigen Informationen erhalten, insbesondere wenn es um Projekte mit einem Netzanschluss in Netzengpassgebieten geht.

Angesichts des stark wachsenden Anschlussbedarfs durch Erneuerbare Energien, Industrie, Rechenzentren, Ladeinfrastruktur für E-Pkw und E-Lkw, Speicher, Elektrolyseure und Wärmepumpen ist es sinnvoll und notwendig, bestehende Netzkapazitäten künftig deutlich flexibler und effizienter zu nutzen, um einen bestmöglichen Netzzugang zu gewährleisten. **Hierfür bedarf es moderner, praxisgerechter und rechtssicherer Regelungen für den Netzanschluss.**

Zugleich darf die Weiterentwicklung des Netzanschlussrechts nicht isoliert betrachtet werden. **Absolut erforderlich ist ein konsequenter Ausbau der Netzinfrastuktur, um die volkswirtschaftliche Resilienz und Leistungsfähigkeit des Energiesystems dauerhaft zu sichern.** Insbesondere in Netzengpassgebieten können mehr Transparenz sowie deutlich einfachere und schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie der Abbau unnötiger Bürokratie helfen, um mit der Engpasssituation besser umzugehen. **Neben dem Netzanschlusspaket ist daher ein ergänzendes Beschleunigungspaket für den Netzausbau notwendig, das auf Planungs- und Genehmigungsprozesse zielt und zu spürbaren Verkürzungen der Verfahren führt.** Damit kann zugleich Punkt 16 des Beschlusses des Koalitionsausschusses „Ein Programm für Aufschwung und Beschäftigung“ aufgegriffen werden. Darin wurde eine Beschleunigung des Verteilnetzausbaus mit dem Ziel angekündigt, die **Realisierungsdauer von Netzprojekten zu halbieren**. Der BDEW hat diesbezüglich ein Positionspapier mit kurzfristig möglichen konkreten Maßnahmen zur Beschleunigung des 110 kV-Hochspannungsausbaus veröffentlicht. Netzausbauzeiträume von acht bis zwölf Jahren können nicht der Maßstab sein, vielmehr bedarf es eines schnelleren Ausbaus.

Darüber hinaus ist insbesondere in Bezug auf den Themenkomplex Netz(anschluss)kapazitäten das gesamte Strom- und Energiesystem in den Blick zu nehmen, weil sich dadurch Synergieeffekte und Lösungsmöglichkeiten eröffnen. So kann die **stärkere Erschließung von Flexibilität** – wie netzdienliche Großbatteriespeicher, Sektorkopplung oder lastseitige Flexibilität – dazu beitragen, dass der Strom beispielsweise erzeugungsnah zwischengespeichert oder über die entsprechenden Technologien (*Power to Gas, Power to Heat, Power to Vehicle*) in andere Energieträger umgewandelt oder andere Sektoren überführt wird. **Dies bietet großes Potenzial für die Entlastung bei Stromnetzen** und sollte parallel mitgedacht und vorangetrieben werden.

Zusammenfassend sieht der BDEW folgende Punkte als besonders wichtig an:

› **Digitalisierung und Transparenz beim Netzanschluss: Sinnvoll, aber praxisnah gestalten**

Geografische Netzkarten und unverbindliche Netzanschlusssauskünfte schaffen mehr Transparenz für Netzanschlusspetenten und können die Zahl von Mehrfachanfragen für ein und dasselbe Anschlussbegehren reduzieren – der BDEW begrüßt dies, fordert aber eine praxistaugliche, bürokratiearme Ausgestaltung sowie aus Sicherheitsgründen einen Zugang nur in geschützten Räumen für berechtigte Interessierte. Auch die vollständige Digitalisierung der Netzanschlussprozesse über digitale Portale unterstützt der BDEW, doch die pauschale Umsetzungsfrist bis 2028 ist angesichts des erheblichen Standardisierungs- und IT-Aufwands nicht realistisch; stattdessen braucht es einen flexibleren Zeithorizont bis 2030, wobei früher umsetzbare Standardisierungsschritte vorgezogen werden sollten.

› **Priorisierung und Zuteilung von Netzanschlüssen: Eigene Regeln für die Verteilernetze notwendig**

Der BDEW unterstützt Priorisierungsmöglichkeiten bei Netzengpässen, fordert für die Verteilernetze aber klarere gesetzliche Regeln mit ausreichender Transparenz und einem Mindestmaß an Vereinheitlichung hinsichtlich der Priorisierung. Die praktische Umsetzung durch die Netzbetreiber sollte trotzdem flexibel bleiben und Bestandsschutz für bereits zugesagte Netzanschlüsse bieten; eine zu enge Anknüpfung der VNB-Grundsätze an die ÜNB ist nicht sachgerecht. Die Verteilernetze unterscheiden sich deutlich vom Übertragungsnetz. Sie sind regional geprägt, müssen die Versorgungszuverlässigkeit (Daseinsvorsorge) sicherstellen und zugleich Wärme- und Verkehrswende ermöglichen. Das ÜNB-Verfahren zur Zuteilung und Priorisierung von Netzanschlusskapazität lässt sich daher nur bedingt übertragen; je nach Netzgebiet können Verfahren wie Repartierung, Reifegradverfahren oder andere Ansätze bessere Lösungen bieten. Im Sinne optimierter Nutzung der knappen Netzkapazitäten muss eine eigene Grundlage für die VNB geschaffen werden.

› **Flexiblere Nutzung vorhandener Netzkapazitäten benötigt praktikable und rechtssichere Regeln**

Auch Instrumente wie flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA), gemeinsame Standortnutzung (Co-Location, Überbauung) oder Reservierungsverfahren können helfen, Netzkapazitäten effizienter zu nutzen. Da sie technisch komplex sind und offene Fragen in der rechtlichen und operativen Umsetzung bestehen, braucht es für verpflichtende FCA einen praktikablen und rechtssicheren Rahmen. Dafür sind noch klarere Vorgaben etwa für einen Kapazitätsübergang in Co-Location von EEG-Anlagen erforderlich. Die Förderung von Co-Location von Verbrauchs- oder Erzeugungskonstellationen mit

Speichern im Rahmen von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen sieht der BDEW ebenfalls als sinnvoll an. Diese Umsetzung sollte allerdings mit Augenmaß erfolgen, da nicht jeder zusätzliche Speicheranschluss technisch sofort realisierbar ist. Wichtig ist für eine reguläre Anwendung im Regelfall, dass es Standards und in der Branche akzeptierte modulare Vertragsbausteine gibt, die gleichzeitig der technischen Ausgestaltung regionale Netzbedingungen Rechnung tragen können.

- › **Baukostenzuschüsse für EE-Anlagen müssen regional differenziert und investitionsverträglich ausgestaltet werden**

Der BDEW hält regional differenzierte BKZ grundsätzlich für geeignet, um netzdienliche Standortsignale zu setzen.

- › **Kumulative Wirkung von SAL, kapazitätslimitierten Gebieten und weiteren Instrumenten vor Anwendung klären**

Wie SAL und die Einschränkung des Redispatch-Ausgleichs kumulativ auf EE-Zubau, Standortwahl und Netzauslastung wirken, ist bislang nicht bewertet worden und muss in Sinne einer Folgenabschätzung dringend geprüft und geklärt werden.

- › **Klarstellende Bestandsschutzregeln für die Systemdienliche Anschlussleistung**

Im Rahmen der Einführung der systemdienlichen Anschlussleistung (SAL) sind für weit fortgeschrittene Projekte hinreichende Übergangs- und Bestandsschutzregelungen erforderlich. Die Anknüpfung der deutschlandweiten SAL an einen Netzanschluss ab dem 1. Januar 2027 greift hierfür zu kurz. Jedenfalls muss sichergestellt werden, dass bereits in einer EEG-Ausschreibung bezuschlagte Anlagen Bestandsschutz genießen. Ergänzend fordert der BDEW als praktikablen und dem Vertrauensschutz Rechnung tragenden Anknüpfungspunkt für den Bestandsschutz die Stellung eines **vollständigen Genehmigungsantrags nach der 9. BImSchV bzw. für Freiflächen-Solaranlagen die erteilte Baugenehmigung**.

- › **In kapazitätslimitierten Leitungsabschnitten auf durch Verteilernetzbetreiber (VNB) angeforderte Redispatchmaßnahmen abstellen**

Eine Einbeziehung der vom ÜNB angewiesenen, aber im VNB-Netz abgeregelten Strommengen hat erhebliche Auswirkungen auf die Feststellung der Abregelungsmenge. Dies muss bei der Festsetzung der Instrumente berücksichtigt werden.

- › **Regelungen rechtssicher und mit möglichst wenig Umsetzungsaufwand ausgestalten**

Grundsätzlich wichtig ist, dass die Regelungen nicht von vornherein weite Auslegungsspielräume in wesentlichen, streitigen Fragen bieten. Aus Sicht des BDEW ist deshalb insbesondere klarzustellen, ob ein kapazitätslimitiertes Netzgebiet einmal oder mehrfach ausgewiesen werden kann, wie genau die technologiespezifische Ausweisung

erfolgen soll (Abstimmung EEG/EnWG) und dass eine feste gesetzliche Frist den zeitlichen Anknüpfungspunkt für die Geltung des Redispatch-Vorbehalts regelt.

Die Umsetzung neuer Regelungen darf nicht zu erheblichem administrativen Aufwand und Streitpotential bei den beteiligten Unternehmen führen. Daher müssen Umsetzungsfragen, die insbes. die Abwicklung eines Redispatch-Verzichts betreffen, adressiert und gelöst werden. Hierzu gehört u.a. die Berechnung des nicht entschädigungsfähigen Anteils über das Jahr.

› **Netzausbau muss beschleunigt werden**

Neben neuen Anschlussregelungen bedarf es eines zusätzlichen Beschleunigungspaketes für Planungs- und Genehmigungsverfahren. Netzausbauzeiten von 8 bis 12 Jahren sind zu lang und entsprechen nicht unserem Anspruch. Der BDEW hat dazu bereits konstruktive Vorschläge für ein [Beschleunigungspaket für den Hochspannungsnetzausbau](#) unterbreitet.

Zu dem vorliegenden Entwurf hat der BDEW im Einzelnen folgende Anmerkungen:

2 Regelung im Zusammenhang mit dem Netzanschluss nach EnWG

Die folgenden Änderungen in § 17 EnWG betreffen Netzanschlussverfahren mit Vorgaben zu Standardisierung und Digitalisierung, Regelungen zu Transparenz über Netzkapazität und deren Vergabe (Priorisierung, Zuteilungsverfahren, Reservierungsverfahren). Diese Regelungen sind nach Einschätzung des BDEW für EEG- und KWK-Anlagen anwendbar, sofern in den jeweiligen Spezialgesetzen, insbes. § 8 EEG und § 3 KWKG, keine spezielleren, diese im EnWG vorgesehenen späteren Vorschriften ausschließenden Vorgaben enthalten sind. In der Rechtsanwendung führt dies allerdings dazu, dass dies für jede Neuregelung zu überprüfen ist. Daher regt der BDEW an, die entsprechenden **Regelungen auch im EEG und KWKG anzupassen und zu synchronisieren.**

2.1 Co-Location, § 17 Absatz 2a EnWG-E

Der bisherige § 17 Abs. 2a wird um einen Satz 2 ergänzt, der die Errichtung von Speichern in Co-Location (mit EE-Anlagen oder Verbrauchseinrichtungen wie Ladesäulen oder Rechenzentren) erleichtern soll. Dafür soll der Netzbetreiber den Anschluss von Energiespeicheranlagen nicht mit Hinweis auf einen Kapazitätsmangel ablehnen dürfen, wenn die bisherige maximale Entnahme- oder Einspeiseleistung am gleichen Netzverknüpfungspunkt durch die Co-Location unverändert bleibt. Hierdurch wird eine automatische Priorisierung von Energiespeichern in Co-Location-Situationen für die ggf. zusätzlich benötigte Kapazitätszuweisung erreicht.

Der BDEW begrüßt, dass Anschlüsse in Co-Location-Konstellationen, wie unter anderem von EE-Anlagen und Speichern, gefördert werden sollen. Dies ist dringend notwendig, um eine bessere Ausnutzung von Netzkapazitäten anzureizen. Die Regelung geht allerdings unzutreffend davon aus, dass eine einmal zugeteilte Maximalkapazität für eine Anlage nach dem EEG immer als 24/7-Kapazität vergeben wird. Dies ist – auch nach Auffassung der BNetzA – nicht der Fall ([BNetzA-FAQ „Bedarf es auch bei Netzanschlüssen in Co-Location einer eigenständigen Netzanschlussprüfung?“](#)). Denn die Kapazitätsvergabe erfolgt nach dem EEG für die jeweilige Anlage – nicht für den Netzanschlusspunkt an sich. Insofern ist nach erfolgtem Netzanschluss einer Anlage der Netzbetreiber zwar im Grundsatz verpflichtet, die eingespeisten Strommengen abzunehmen und bei Abregelungen nach dem Redispatch-Regime bilanziellen bzw. finanziellen Ersatz zu leisten. Dies gilt aber nach derzeitiger Rechtslage nur für den in dieser konkreten Anlage erzeugten Strom, nicht für alle über den Netzverknüpfungspunkt im weiteren einspeisbaren Strommengen, sofern die Maximalkapazität eingehalten wird.

Daher sollte dem Netzbetreiber grundsätzlich die Möglichkeit zu einer optionalen Prüfung und ein Vetorecht eingeräumt werden, *sofern und soweit* gravierende Risiken für den sicheren Netzbetrieb bestehen.

BDEW-Forderung:

- Es muss möglich bleiben, nach der Netzverträglichkeitsprüfung den gemeinsamen Netzanschluss von Energiespeicheranlagen mit EEG-Anlagen hinsichtlich der zusätzlichen Einspeisung abzulehnen; die Ablehnung darf nur in dem Maße erfolgen, wie der sofortige gemeinsame Anschluss mit einer Energiespeicheranlage kapazitätstechnisch nicht möglich ist. In diesem Fall besteht die Verpflichtung, eine flexible Netzanschlussvereinbarung als Alternative anzubieten, sofern dies netztechnisch möglich ist.
- Einführung einer 30-kW-Obergrenze für hinzutretende Speicher in Co-Location mit EEG-Anlage für automatische Netzanschlussbewilligung (ähnlich der Regelung im EEG für Kleinstanlagen).

Formulierungsvorschlag für § 17 Abs. 2a Satz 2 EnWG-E (neu):

~~*Bleibt die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen können den Anschluss von Energiespeicheranlagen an bestehenden Netzverknüpfungspunkten nicht unter Verweis auf das Vorliegen eines Kapazitätsmangels verweigern, wenn die bisherige maximale Entnahme- oder Einspeiseleistung durch den zusätzlichen Anschluss der Energiespeicheranlage unter Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach Absatz 2b oder § 8a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes unverändert, können Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen den Anschluss von Energiespeicheranlagen an bestehenden Netzverknüpfungspunkten nur insoweit unter Verweis auf das Vorliegen eines Kapazitätsmangels ablehnen, wie dies sicherheitstechnisch für einen sofortigen Bezug bzw. Einspeisung der Energiespeicheranlage erforderlich ist.*~~

Der BDEW weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass in der Branche derzeit große Unsicherheit besteht, wie Netzbetreiber diskriminierungsfrei Vorgaben für die Steuerung/Fahrpläne in Konstellationen mit flexiblen Netzanschlussvereinbarungen, gerade unter Einbindung von Speichern machen können. Die Verbände arbeiten derzeit an Mustervereinbarungen, die im Ergebnis - wie andere Muster - von der BNetzA festgelegt werden könnten.

2.2 Netzkapazitätsvergabeverfahren Übertragungsnetz, § 17a EnWG-E

Mit einem neuen § 17a EnWG-E sollen Regelungen für den Netzanschluss an das Übertragungsnetz geschaffen werden. Zum einen sollen gemeinsam transparente und effiziente Verfahren entwickelt und von der BNetzA ggf. mit Verweis auf Änderungsbedarf bestätigt werden (Absatz 1). Zum anderen sollen ÜNB bei erwartetem Kapazitätsmangel den Netzanschluss mit

Genehmigung durch die BNetzA vom Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung abhängig machen dürfen (Absatz 2).

Bereits vor dem Inkrafttreten der geplanten Neuregelung haben die ÜNB im Februar 2026 das transparente, zyklische Reifegradverfahren für Netzanschlüsse von Speichern und Großverbrauchern an das Übertragungsnetz vorgestellt, das am 1. April 2026 eingeführt wurde. Der BDEW begrüßt dieses Vorgehen und geht davon aus, dass die Netzbetreiber bereits im derzeit geltenden Rechtsrahmen entsprechende Regelungen treffen können. Die BNetzA sollte das nun gewählte Verfahren möglichst zügig verbindlich durch eine Genehmigung bestätigen. Eine rechtssichere Grundlage für die Nutzung des vorgestellten Verfahrens und die Entscheidung der BNetzA wird spätestens § 17a Abs. 1 EnWG-E mit seinem Inkrafttreten bieten.

Für Netzanschlüsse, die unter den Anwendungsbereich des EnWG fallen, ist darauf hinzuweisen, dass sich die Möglichkeit der Anschlussverweigerung unter engen Voraussetzungen schon bisher aus § 17 Abs. 2 ergab. Dabei ist allerdings zu beachten, dass die Zahlung der Kosten zur Beseitigung der Einschränkungen der verfügbaren Netzanschluss- und Übertragungskapazität nicht dazu führt, dass der Kapazitätsmangel oder der Mangel an Netzanschlussmöglichkeiten und bei Betriebsmitteln behoben wird. Wo kein Schaltfeld ist, muss erst gebaut werden, bevor der Anschluss möglich wird. Etwas anderes kann nur gelten, wenn der Anschlusspetent ein bereits angeschlossenes Schaltfeld mit einem anderen Anschlussnehmer gemeinsam nutzen kann. Einer solchen Lösung könnte in der Praxis das Problem entgegenstehen, dass solche gemeinschaftlich genutzten Anlagen dann ggf. nicht mehr als Kundenanlage, sondern als Netz anzusehen wären. Insbesondere kann dem Petenten nicht über das Recht zur Kostenübernahme das Recht übertragen werden, zu entscheiden, in welchem Umfang und zu welchen Zeitpunkten der erforderliche Netzausbau zu erfolgen hat.

In dem Zusammenhang mit der Einordnung von Energieanlagen als Kundenanlagen bedarf es allerdings einer grundsätzlichen Lösung, für die sich die Bundesregierung auf europäischer Ebene nach Kenntnis des BDEW bereits einsetzt.

Großelektrolyseprojekte weisen Genehmigungs- und Realisierungszeiträume von fünf bis acht Jahren auf und dürfen in der Reifegradprüfung im Netzanschlussverfahren nicht vollumfänglich durch Technologien mit kürzeren Projektentwicklungszeiten, wie z.B. Batteriespeicher, verdrängt werden.

Bei einem Kapazitätsmangel könnte eine vorübergehende Alternative dagegen der Abschluss eines flexiblen Netzanschlussvertrages sein, statt der Zahlung einer Geldsumme.

2.3 Priorisierung Netzanschlussbegehren und Kontingente für Netzanschlusskapazität, ÜNB und VNB, § 17b EnWG-E

Der BDEW unterstützt die im Netzpaket bereits vorgesehenen Priorisierungsmöglichkeiten bei Netzengpässen im Grundsatz, fordert aber insbesondere für die Verteilernetze klare gesetzliche Regeln mit ausreichender Transparenz und Vereinheitlichung einerseits und Flexibilität für die Umsetzung in der Praxis andererseits. Gleichzeitig muss Bestandsschutz für bereits zuge-sagte Netzanschlüsse gelten.

Die Regelungen zur Priorisierung haben sich im Regierungsentwurf im Verhältnis zum Referen-tenentwurf kaum verändert. Sehr positiv ist, dass der Gesetzentwurf Standortgebundenheit von Anschlussbegehren nun ausdrücklich als zusätzliches Priorisierungskriterium vorsieht. Die Aufnahme der Standortgebundenheit entsprach einer BDEW-Forderung. Klarstellungen sind auch in der Gesetzesbegründung erfolgt, die hilfreich sind. Die Priorisierung durch das Freihal-ten von Netzanschlusskapazitäten führt im Ergebnis zu einer Kontingentierung von Kapazitä-ten unterschiedlicher Netzanschlussnehmerbedarfe (EE-Anlagen, Batterien, Industrie, Lade-parks, Rechenzentren, Elektrolyseure etc., aber auch Kapazitäten für eine Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrsbereichs. Sollen hier bestimmte Netzanschlussnehmer bevorzugt wer-den, erfordert dies wirtschafts- und industriepolitische Abwägungen, die die Netzbetreiber nicht ohne einen hinreichend konkreten rechtlichen Rahmen selbst übernehmen können und auch nicht wollen. Es ist Aufgabe der Politik, Zielvorgaben zu definieren sowie konkrete Strate-gien zu entwickeln, um unterschiedliche Netzanschlussnehmer entsprechend zu berücksichti-gen und Zielkonflikte zu lösen.

Einordnung: Priorisierung, Zuteilung, Reservierung

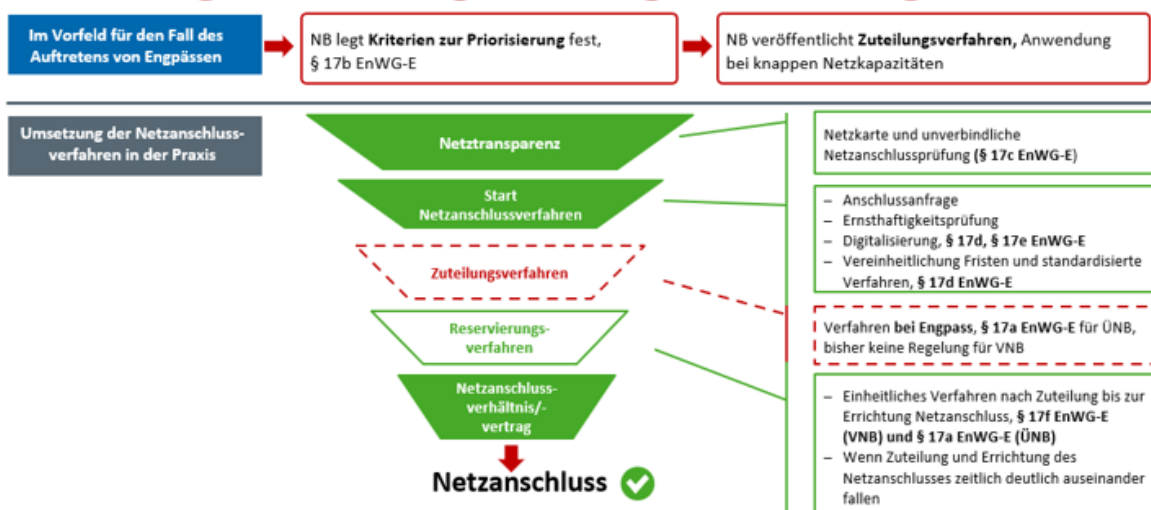


Abbildung 1 Einordnung Priorisierung, Zuteilung und Reservierung

Die Regelung für die Verteilernetzbetreiber in Absatz 2 wurde im Regierungsentwurf minimal verändert und verbessert. Noch immer scheint sie für die VNB an das Ergebnis des ÜNB-Verfahrens geknüpft zu sein. **Der BDEW plädiert für eine eigene Regelung für die VNB, die zwischen der Priorisierung, der Zuteilung von Kapazität und der Reservierung von zugesagter Netzanschlusskapazität klar unterscheidet. Dies soll dazu dienen, sachgerechte Lösungen für die unterschiedlichen Netzsituationen bei gleichzeitig höchstmöglicher Vereinheitlichung zu ermöglichen. Das Verhältnis dieser Maßnahmen sieht der BDEW wie folgt:**

Der BDEW hat im Rahmen seiner Stellungnahme zum Referentenentwurf vom 22. Juli 2026 bereits Änderungs- und Ergänzungsbedarf adressiert. Soweit dieser Änderungs- und ergänzungsbedarf nicht berücksichtigt worden ist verweisen wir auf unsere Stellungnahme zum Referentenentwurf vom 22. Juli 2026.

Dies betrifft vor allem:

- Die Schaffung einer eigenen Grundlage für VNB zur Priorisierung
- Die Schaffung einer Grundlage für die Erarbeitung gemeinsamer allgemeiner Priorisierungsgrundsätze durch die Verteilernetzbetreiber, die der BNetzA zur Genehmigung vorgelegt werden, um ein Mindestmaß an Vereinheitlichung und Rechtssicherheit zu gewährleisten.
- Die Möglichkeit die besonderen Bedarfe der Daseinsvorsorge zu berücksichtigen.

Zu diesem Punkt wird der BDEW in Kürze einen konkreten Vorschlag zur Umsetzung im EnWG vorlegen.

2.4 Transparenz über zur Verfügung stehende Kapazitäten, § 17c EnWG-E

Ein neuer § 17c EnWG-E verpflichtet die Netzbetreiber in seinem Absatz 1, verfügbare Netzkapazitäten auf einer geografischen Karte monatlich aktualisiert im Internet zu veröffentlichen (geografische Karte). Netzbetreiber können dabei auch Gebiete ausweisen, in denen bestimmte Anschlussnehmerarten (in einem Priorisierungsverfahren) aus sachlichen Gründen bevorzugt angeschlossen werden. Die Gesetzesbegründung spricht von „Vorzugs-Netzgebieten“. Dies dient der Umsetzung der Binnenmarktverordnung (Artikel 50 Abs. 4a) und Binnenmarkttrichtlinie Strom (Artikel 31 Abs. 3). Gleichzeitig wird eine unverbindliche Netzanlassauskunft eingeführt.

Eine diskriminierungsfreie und vorausschauende Vergabe von Netzanlass- und Netzeinspeisekapazitäten erfordert, dass Netzanlasspetenten frühzeitig Zugang zu verständlichen,

transparenten, nutzbaren und möglichst aktuellen Informationen über verfügbare sowie absehbare Kapazitäten in den jeweiligen Netzgebieten erhalten oder diese selbstständig einsehen können. Dies schafft Planungssicherheit und trägt zugleich dazu bei, die Netzbetreiber spürbar zu entlasten. Einen ersten Schritt hierzu kann die geografische Karte leisten.

Die Regelung setzt die europäischen Vorgaben im Großen und Ganzen pragmatisch um und ist vor diesem Hintergrund grundsätzlich positiv zu bewerten. Im Detail erscheinen die Regelungen aber noch nicht konsistent.

Vor dem Hintergrund des jüngst eingeführten Reifegradverfahrens im Übertragungsnetz ist es sinnvoll, den Turnus zur Aktualisierung der Netzkarten an die Zyklusdauer anzupassen und im Übertragungsnetz entsprechend von einer monatlichen Aktualisierung abzuweichen.

Die geografische Karte nach Absatz 1 erfasst **zwei Umspannebenen**. Die unverbindliche Netzanschlussauskunft ermöglicht ebenfalls eine grafische Darstellung und umfasst **drei Spannungsebenen**, die Mittelspannung und die jeweils angrenzenden Umspannebenen. Überscheidend müssen sowohl die Karte als auch die unverbindliche Netzauskunft daher für die Umspannung von der Mittelspannung in die Hochspannung zur Verfügung gestellt werden.

Abbildung 1 zeigt zum besseren Verständnis das Verhältnis, in dem Karte und unverbindliche Netzanschlussauskunft über die verschiedenen Spannungs- und Umspannungsebenen anzuwenden sein sollen.

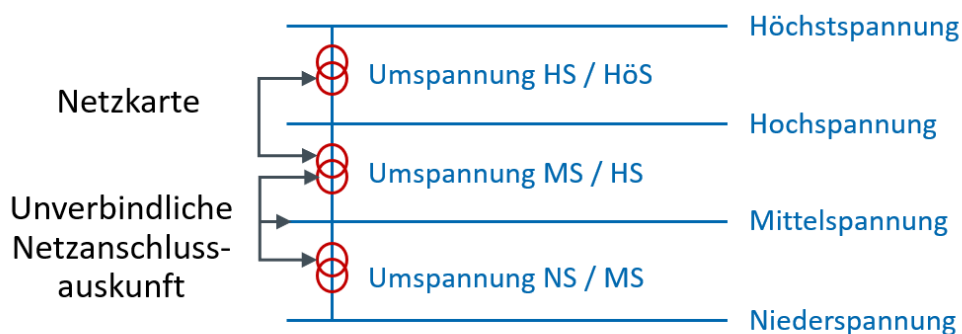


Abbildung 2: Anwendungsbereiche Karte und Netzanschlussauskunft

2.4.1 Geografische Karte VNB, § 17c Absatz 1 EnWG-E

Im Rahmen der Umsetzung dieser Regelung ist darauf zu achten, dass die Karte den strengen Vorgaben für Betreiber von KRITIS genügt und nicht fein-granular wird, um einerseits brauchbare Informationen zur Verfügung zu stellen, aber andererseits Sicherheitsrisiken zu

minimieren. Die Ausweisung freier Kapazitäten in den Umspannebenen könnte dazu führen, dass diese je Umspannwerk ausgewiesen werden müssen. Wäre als Konsequenz die Lage der Umspannwerke auf den Netzkarten zu veröffentlichen, ist dies abzulehnen. Bei der Ausgestaltung der Karte ist darauf zu achten, dass keine eindeutigen Rückschlüsse auf die Lage kritischer Infrastruktur möglich sind. Daher sollten bspw. nur sinnvoll abzugrenzende Bereiche um die jeweiligen Umspannwerke dargestellt werden. So könnte ein erforderliches Maß an (öffentlicher) Transparenz gewährleistet werden, ohne durch den Detailgrad dieser Angaben Sicherheitsrisiken wie Terrorismus, Sabotage oder Cyberangriffe zu befördern. Zusätzlich sollte die Option bestehen, die Karten nur in einem geschützten Bereich und nur berechtigten Interessenten (bspw. im Rahmen der Kundenanschlussportale) bereitzustellen.

Die Karten müssen im Ergebnis so ausgestaltet sein, dass ein angemessener Ausgleich zwischen Granularität, praktischer Verwendbarkeit, administrativem Aufwand und berechtigten Sicherheitsinteressen erreicht wird. Dabei sollte die Detailtiefe so gewählt werden, dass der Beginn einer gezielten Projektentwicklung auf ihrer Grundlage tatsächlich möglich ist.

Über die unverbindliche Netzauskunft erfolgt **auch eine Darstellung über eine Karte**. Daher sollte **die Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung** – die jetzt von beiden Anforderungen erfasst wird – möglichst nur **entweder** in der geografischen Karte **oder** in der unverbindlichen Netzanschlusssauskunft berücksichtigt werden, nicht in beiden. Dabei sollte jedem Netzbetreiber freigestellt sein, welche Darstellungsform in der Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung gewählt wird.

2.4.2 Unverbindliche Netzanschlusssauskunft VNB, § 17c Absatz 2 EnWG-E

Die unverbindliche Netzanschlussprüfung soll für Anschlüsse ab einer Leistung von 135 kW ab dem 1. Januar 2028 zur Verfügung stehen. Auf dieser Basis soll eine erste Prüfung für Anschlüsse in der Mittelspannungsebene sowie in den angrenzenden Umspannebenen Hoch- zur Mittelspannung sowie Mittel- zur Niederspannung erfolgen.

Zum Schutz kritischer Infrastruktur sollte – analog zur geografischen Karte – die Möglichkeit bestehen, die unverbindliche Netzanschlusssauskunft nur in einem geschützten Bereich und nur berechtigten Interessenten (bspw. im Rahmen der Kundenanschlussportale) bereitzustellen.

Für kleinere Netzbetreiber, die in der Regel auch nur wenige Netzanschlussanfragen erhalten, sollte die Einführung der automatisierten unverbindlichen Netzanschlussprüfung im Sinne des Kosten-/Nutzen-Verhältnisses freiwillig sein. Der BDEW hält daher eine Ausnahmeregelung für **De-minimis-Unternehmen** für sinnvoll, wie sie auch die zugrunde liegende europäische Regelung ermöglicht. Dies gilt vor allem dann, wenn in diesen Netzgebieten keine Engpässe

bestehen. Ein geeigneter Schwellenwert sollte daher im weiteren Verfahren in Abstimmung mit der Branche geprüft werden.

Für Netzbetreiber, die weniger als 100.000 Kunden angeschlossen haben und nicht unter eine De-minimis-Regelung fallen, sollten eine Frist zum 1. Januar 2030 vorgesehen werden. Von der Regel ausgenommen werden sollten De-minimis-Unternehmen, für die der Schwellenwert noch gemeinsam mit der Branche abgestimmt werden muss.

Hinsichtlich der im Regierungsentwurf neu aufgenommenen Kostenschätzung, die der Netzbetreiber im Rahmen der unverbindlichen Anschlussprüfung ebenfalls vornehmen soll, weist der BDEW auf Folgendes hin: Die Aussagekraft einer automatisierten unverbindlichen Netzan-schlussauskunft nimmt mit steigender Anschlussleistung deutlich ab, da die tatsächlichen An-schlussmöglichkeiten maßgeblich von standort-, netz- und projektspezifischen Randbedingun-gen abhängen. Eine auf einer nur unverbindlich mitgeteilten Netzan-schlussauskunft aufbau-ende unverbindliche Schätzung der Anbindungsleitungskosten kann daher nur einer groben ersten Einschätzung zugrunde gelegt werden und verursacht auf der anderen Seite einen er-heblichn Implementierungs-, Pflege- und Betriebsaufwand für die Netzbetreiber.

BDEW-Forderung:

- Die unverbindliche Netzan-schlussprüfung darf nicht zu komplex werden, muss aber be-lastbare und für Projektierer verwertbare Aussagen liefern, ohne zu einer aufwendigen Vollprüfung durch den Netzbetreiber zu werden.
- Zur Adressierung von Sicherheitsbedenken können die Netzkarte und die unverbindli-che Netzan-schlussauskunft auch in geschützten Räumen berechtigten Interessierten zur Verfügung gestellt werden.

3 Allgemeine Regelungen für den Netzanschluss von EE-Anlagen

3.1 Baukostenzuschüsse (BKZ) für Erneuerbare-Energien-Anlagen, § 17 EEG

BKZ für Erneuerbare-Energien-Anlagen dürfen nur im Falle und nach Maßgabe einer BNetzA-Festlegung erhoben werden. Zusätzlich muss die BNetzA gemäß § 17 Satz 4 EEG (neu) Auswir-kungen auf den EEG-Finanzierungsbedarf berücksichtigen und Erhöhungen möglichst vermei-den. Gleiches gilt für die Regelung zum Baukostenzuschuss nach der KraftNAV.

Die Regelung stellt die unionsrechtlichen Vorgaben sicher. BKZ können nach Maßgabe einer BNetzA-Festlegung erhoben werden. Bei ihrer Entscheidung soll die BNetzA mögliche Auswir-kungen auf den EEG-Finanzierungsrahmen (§ 4 Nr. 1 EnFG) berücksichtigen und Erhöhungen

vermeiden. Die Begründung stellt klar, dass dies die Erhebung von Einspeiseentgelten nicht ausschließt. Ohne die vorherige Festlegung können die Netzbetreiber damit keinen BKZ für Einspeiseanlagen erheben. Die Einführung dürfte sich dadurch zeitlich verzögern und stärker reguliert erfolgen.

Diese Anpassung ist einerseits positiv zu sehen, u.a. weil sie durch das behördlich vorgesehene Verfahren eine aus Sicht des BDEW notwendige Berücksichtigung der Gesamtbelastung für Erneuerbare-Energien-Projekte zum Zeitpunkt der Festlegung ermöglicht. Andererseits kann der Verweis auf den Finanzierungsrahmen auch dazu führen, dass ein BKZ faktisch nicht durch die BNetzA festgelegt werden kann, weil sich durch Berücksichtigung von erstmals zu erhebenden Baukostenzuschüssen die Finanzierungskosten sowohl bei gesetzlich geförderten Anlagen als auch bei Anlagen in der Ausschreibung erhöhen dürften. Zu beachten ist daher nicht die alleinige Auswirkung auf den EEG-Finanzierungsrahmen, sondern auch die Wirkung auf die Systemkosten. Regional differenzierte BKZ sollten so ausgestaltet sein, dass sie sich positiv auf die Systemkosten auswirken. Das Gleiche gilt für Einspeisenentgelte, was mit der geplanten Einführung eines einheitlichen Kapazitätspreises für Einspeiser jedoch nicht gegeben ist. Ähnlich wie ein einheitliches Kapazitätsentgelt würde ein pauschalisierter Baukostenzuschuss keine positiven Effekte auf die Systemkosten erwarten lassen. Hier braucht es für einen potenziellen Gesamtsystemnutzen eine regionale Differenzierung.

Eine explizite Beschreibung der Gründe für die Regelung und die Folgen der angepassten Regelung fehlen in der Gesetzesbegründung. Insbesondere bleibt offen, ob die nachfolgenden Hinweise des BDEW vor diesem Hintergrund umgesetzt werden könnten:

Ein BKZ verfolgt dabei zwei verschiedene Ziele: die Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten und das Setzen von Standortanreizen bei der initialen Investitionsentscheidung.

Ein BKZ für den Netzanschluss von EE-Anlagen muss ausgewogen sein und regional differenziert erhoben werden können, damit dieser eine Lenkungswirkung entfalten und Investitionen zur Reduzierung oder Vermeidung von Netzengpässen und damit hin zu Standorten mit verfügbarer Netzkapazität steuern kann.

Beim Ausbau der Windenergie an Land ist zu berücksichtigen, dass die Flächenverfügbarkeit durch eine gesetzlich vorgesehene, bundesweite Flächenausweisung bereits strukturell vorgegeben und dadurch begrenzt ist. Um die gesetzlichen Ausbauziele für Windenergie an Land langfristig erreichen zu können, ist ein Ausbau auf sämtlichen vorgesehenen Flächen erforderlich. Dies gilt umso mehr, wenn, wie angekündigt, bis 2030 noch zusätzliche 12 GW ausgeschrieben werden. **Eine Lenkungswirkung innerhalb ausgewiesener Windenergiegebiete ist aus diesem Grund kritisch zu erörtern und in ihren Auswirkungen dringend mit anderen gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben sinnvoll abzustimmen.**

Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund verschiedenster Regelungsansätze sowohl innerhalb der EnWG-/EEG-Novelle als auch erwartbarer Festlegungen der BNetzA, die zeitlich auseinanderfallen und teilweise inhaltlich Ähnliches regeln sollen. Auch wenn Maßnahmen zur Bewältigung von Netzengpässen erforderlich sind, müssen sie aufeinander abgestimmt sein und dürfen in ihrer Gesamtheit nicht dazu führen, dass ein weiterer Zubau von EE-Anlagen aus wirtschaftlichen Gründen nicht mehr möglich ist. Daher ist bei diesem Baustein in besonderem Maße auf eine Verzahnung mit dem AgNES-Prozess der BNetzA zu achten. Im Rahmen der neuen Netzentgeltstruktur erwägt die BNetzA die Erhebung von BKZ für neue Stromerzeugungsanlagen. In seiner Stellungnahme zu Einspeiseentgelten hat der BDEW darauf verwiesen, dass BKZ im Gegensatz zu Einspeisenentgelten eine grundsätzlich sinnvolle und investitionsförderliche Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten darstellen können. Allerdings bleibt durch den neuen § 17 EEG-RegE offen, inwieweit Einspeiseentgelte und BKZ überhaupt erhoben werden können, wenn die BNetzA bei Festlegung einen erhöhten Förderbedarf verhindern soll. Ein Abgleich ist auch mit Maßnahmen wie den im Gesetzentwurf angedachten Regelungen für kapazitätslimitierte Netzgebiete vorzunehmen (siehe unter 4).

Mit der Regelung zur Einführung eines regional differenzierten BKZ für EEG-Anlagen ist insbesondere auch das **Verhältnis zu den bezugsseitig anfallenden BKZ** zu regeln. Dabei sollte die maximale Netzanschlusskapazität des gesamten Anschlussvorhabens am Netzverknüpfungspunkt berücksichtigt werden (z.B. bei Co-Location-Situationen). Dies müsste im Rahmen eines entsprechenden Festlegungsverfahrens näher geklärt werden und betrifft Fallgestaltungen wie Prosumer-Sachverhalte, die Verbrauch und Einspeisung verbinden. Die Regelungen im EEG und KWKG sehen, anders als § 11 Abs. 3 NAV, keine Grenze für die Niederspannung vor. Das würde bedeuten, dass für PV-Anlagen von Haushaltskunden ein BKZ zu entrichten wäre, auch wenn die vereinbarte Anschlusskapazität durch die PV-Anlage unter 30 kW läge. Es ist unklar, ob diese Folgewirkung gewollt ist. Es sollte eine konsistente Regelung geschaffen werden, die Anlagen bis 30 kW generell von der Entrichtung eines BKZ ausnimmt.

Betreiber von Einspeiseanlagen, die nicht in den Anwendungsbereich des EEG, KWKG oder der KraftNAV fallen, müssten zudem für die Einspeisung keinen BKZ zahlen. Hier sollte eine konsistente Regelung geschaffen werden, die **Anlagen bis 30 kW generell von der Entrichtung eines BKZ ausnimmt**.

Für **Offshore-Wind** entfalten Baukostenzuschüsse keine netz- oder standortlenkende Wirkung, da die Flächen sowie dazugehörige Offshore-Netzanbindungssysteme der ÜNB durch die Flächenentwicklungsplanung des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) staatlich vorgegeben werden. Baukostenzuschüsse würden in diesem Segment keine effiziente Steuerungswirkung erzeugen, sondern lediglich zusätzliche Kosten für die Offshore-Wind-Projekte einführen.

BDEW-Forderungen:

- Klarstellung, ob und inwieweit BKZ und Einspeisenetzentgelte durch die BNetzA noch festgelegt werden können, wenn der Finanzierungsbedarf nach dem EnFG nicht steigen soll.
- Klärung des Verhältnisses von Bezugs- und Einspeise-BKZ bei Prosumern
- Freigrenze für die Niederspannung: 30 kW
- Herstellung von Kohärenz mit Entgeltsystematik im „AgNes-Prozess“ der BNetzA sowie mit den Flächenzielen für Windenergieanlagen an Land nach dem WindBG
- Keine einseitige Belastung einzelner Kundengruppen
- Regionale Differenzierung soll netzdienlich und nachvollziehbar ausgestaltet werden.

3.2 Einspeisenetz – Einspeisesteckdose, § 3 Nr. 18, § 8 EEG

Es wird eine neue Begriffsdefinition eines „Einspeisenetzes“ in § 3 Nr. 18 EEG geschaffen.

Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass die „Einspeisesteckdose“ gesetzlich kodifiziert werden soll und hatte dies in verschiedenen Stellungnahmen gefordert. Um mit dem planbaren Ausbau der Erneuerbaren Energien künftig Schritt halten zu können, ist ein vorausschauender Netzausbau erforderlich, der sich nicht allein an aktuellen Engpässen orientiert, sondern die absehbare Entwicklung von Erzeugung, Last und Flexibilitäten frühzeitig berücksichtigt und die Netzbetreiber in die Lage versetzt, den erwartbaren Zubau proaktiv zu antizipieren.

Die regulatorische Umsetzung in § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG-E erscheint allerdings in der vorliegenden Form als zu allgemein und zu wenig auf die Einspeisesteckdose tatsächlich zugeschnitten. Insbesondere wäre die Frage, in welchen anderen Fällen die Netzkosten (diskriminierungsfrei) ebenfalls nur anteilig zu berücksichtigen wären. Vielmehr bietet sich hier der bereits existierende § 8 Abs. 3 EEG 2023 mit der „Zuweisung“ durch den Netzbetreiber an. Daher sollte sich die Regelung nicht nur „insbesondere“, sondern ausschließlich auf das Einspeise-Netzbetriebsmittel beziehen.

Es wäre sinnvoll klarzustellen, dass es bei Einspeise-Netzbetriebsmitteln keinen Anspruch auf den Anschluss von *Netzbezug* gibt. Auf expliziten Wunsch kann ein Grau- oder Mischstromspeicher angeschlossen werden, ohne dass dadurch ein Anspruch auf „Umrüstung“ des Einspeise-Netzbetriebsmittels auf Bezugsstandard entsteht.

3.3 Wahlverknüpfungspunkt, flexible Netzanschlussvereinbarungen und Kapazitätsvergabe

Das EEG sieht in § 8 Abs. 2 EEG 2023 die Möglichkeit für Anschlussbegehrende vor, einen Verknüpfungspunkt zu wählen, der vom gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt abweicht, wenn die daraus resultierenden Mehrkosten des Netzbetreibers nur unerheblich sind. Dabei darf auch ein bereits vorhandener Netzverknüpfungspunkt einer Bestandsanlage gewählt werden, wenn der Anlagenbetreiber zustimmt.

Ergänzt wird diese Regelung durch den Regierungsentwurf in zwei Aspekten: Zum einen wird die Regelung zur gemeinsamen Nutzung eines bestehenden Netzverknüpfungspunkts für angeschlossene Anlagen um noch anzuschließende Anlagen erweitert. Bei Zustimmung des anderen Anlagenbetreibers bzw. Anschlussbegehrenden ist diese Mitnutzung zulässig.

Zum anderen wird eine gesetzliche Vermutung eingeführt, dass nur unerhebliche Mehrkosten für die Wahl des Anlagenbetreibers nach § 8 Abs. 2 EEG 2023 entstehen, wenn die bisherige Einspeise- und Bezugskapazität nicht überschritten wird. **Die Regelung schafft eine rechtssichere Grundlage für den Anspruch auf Cable Pooling und Co-Location-Konstellationen und ist daher zu begrüßen.**

Sofern Netzausbau für die Realisierung der Co-Location-Anlagen hinsichtlich der bereits existierenden Einspeise- und Bezugskapazität erforderlich ist, müsste daher der Netzbetreiber begründen, warum die Mehrkosten im konkreten Fall nicht unerheblich sind. Dies ist möglich, da es sich nicht um eine unwiderlegliche Vermutung handelt.

Die eingefügte Vermutung zur Unerheblichkeit der Mehrkosten begründet nach Auffassung des BDEW jedoch keinen Anspruch auf Netzausbau am Verknüpfungspunkt für die Differenz zwischen installierter Leistung und begrenzter Anschlussleistung.

Allerdings sollte dringend der eigenständige Kapazitätsanspruch von hinzutretenden Anlagen in Co-Location-Konstellationen insbesondere hinsichtlich der Übernahme von Kapazitäten von Anlagen, die aus der Konstellation ausscheiden, ausdrücklich geregelt werden. Diese Regelung wird nach Auffassung des BDEW durch die Regelung zur Unerheblichkeit der Mehrkosten nicht getroffen. Dies betrifft nicht nur Konstellationen mit flexiblen Netzanschlussvereinbarungen, sondern auch Konstellationen, die etwa die neu vorgeschlagene SAL-Regelung (Begrenzung der Einspeiseleistung) umsetzen sollen, aber nur durch Co-Location wirtschaftlich werden.

Derzeit besteht die rechtliche Unsicherheit, ob hinzutretende Anlagen diese Kapazitäten übernehmen können. Dies ist dringend erforderlich, um Co-Location-Konstellationen wirtschaftlich überhaupt darstellen zu können.

Jüngst hat die BNetzA in [FAQs](#) den eigenständigen Kapazitätsanspruch von Anlagen bestätigt. Ein Anspruch auf Anschluss und Abnahme von eingespeisten Strommengen besteht im EEG nur für die Anlage selbst. Ein Anspruch auf eine bestimmte Einspeisekapazität am Netzverknüpfungspunkt besteht dagegen nicht. Vielmehr ist der Netzbetreiber nur verpflichtet, die eingespeisten Strommengen abzunehmen und sofern nicht möglich, im Rahmen des Redispatch abzuregeln. Daraus ergeben sich Unsicherheiten im Umgang mit der Übernahme von Kapazitäten von bestehenden Anlagen auf hinzutretende Anlagen. Der vorliegende Vorschlag widmet sich zwar der automatischen Priorisierung von ggf. zusätzlich notwendigen Netzkapazitäten, macht aber keine Aussage zur Übernahme von Kapazitäten bestehender Anlagen. Eine Möglichkeit ist, dies in den Reservierungsverfahren der Netzbetreiber vorzusehen. Dann wäre allerdings derzeit keine einheitliche Praxis gegeben. Die im Netzanschlusspaket vorgesehene Erarbeitung und Anwendung von bundesweit einheitlichen Reservierungskriterien und -fristen wird allerdings frühestens Ende 2027 vorliegen.

Insofern muss für Co-Location-Konstellationen nicht nur die automatische Priorisierung, sondern auch der Übergang der Netzanschlusskapazitäten auf hinzutretende Anlagen gesetzlich geregelt werden.

Vorschlag für einen neuen § 8 Abs. 2 Satz 5 EEG-E:

„Entfällt der Kapazitätsanspruch der bestehenden bzw. in Betrieb zu nehmenden Anlage durch Stilllegung der Anlage, gilt die freiwerdende Kapazität als den hinter demselben Netzverknüpfungspunkt über eine flexible Netzanschlussvereinbarung angeschlossenen Anlagen zugeordnet, soweit diesen noch nicht die vollständige Kapazität gemäß Paragraph 11 Absatz 1 EEG zur Verfügung steht.“

4 Beschränkung des Anschlusses von PV- und Windenergieanlagen

Der Regierungsentwurf sieht eine deutschlandweit begrenzte Netzanschlussleistung für Solar-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen an Land sowie zusätzlich eine Lösung für besonders belastete Netzabschnitte („kapazitätslimitierte Netzgebiete“) über einen gedeckelten Redispatch-Vorbehalt vor.

Zusammenfassung:

Der BDEW stimmt der grundsätzlichen Prämisse zu, dass eine Lösung für besonders belastete Netzgebiete gefunden werden und eine stärkere Optimierung von EE- und Netzausbau hergestellt werden muss.

Für die praktische Umsetzung bedarf es klarer und rechtssicherer **Bestandsschutzregelungen**, die gewährleisten, dass bereits getätigte Investitionen und weit fortgeschrittene Planungen

nicht nachträglich an Wert verlieren. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass das Instrument seine Lenkungswirkung gezielt dort entfaltet, wo lokal erhebliche Netzengpässe vorliegen. Die Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete sollte daher auf eindeutig definierte Engpassschwerpunkte beschränkt werden.

Vom ÜNB angewiesene, aber im VNB-Netz abgeregelte Strommengen sollten nicht in die Bewertung des kapazitätslimitierten Netzgebietes in der jetzigen Form eines Redispatch-Vorbehalts aufgenommen werden.

Richtig ist die technologische Unterscheidung zwischen Wind und PV. Hierfür müssen **klare Kriterien** gefunden werden.

Bei der Dauer der Anwendung der neuen Regelungen für kapazitätslimitierte Netzgebiete muss sichergestellt sein, dass **diese nicht zum Nachteil einzelner Projekte erfolgt (Trennung: Ausweisungsdauer/ Verzicht-Länge)**. Die Dauer sollte bei Ausweisung gesondert begründet werden.

Neben der Entwicklung des Netzanschlusspaketes läuft parallel das umfangreiche „AgNes“ Verfahren der BNetzA zur fundamentalen Überarbeitung der Netzentgeltsystematik Strom. Auch hier wird über Kosten und Risiken für Erneuerbare Energien diskutiert. Es ist zwingend erforderlich, dass die Regelungen in einem Netzanschlusspaket, im AgNes-Verfahren sowie auch in der anstehenden EEG-Novelle aufeinander abgestimmt werden. **Geschieht das nicht, sind Wechselwirkungen zu erwarten, die kombiniert den Ausbau der Erneuerbaren Energien signifikant ausbremsen könnten.** In diesem Kontext bittet der BDEW um weitere Erklärung zur Neuregelung des § 17 EEG-RegE, dass Erhöhungen des Finanzierungsbedarfs für Erneuerbare durch Erhebung von BKZ und Einspeisenetzentgelten vermieden werden sollen und welche faktischen Auswirkungen dies auf entsprechende BNetzA-Festlegungen hat.

Insbesondere für Windenergieanlagen an Land bedarf es weitergehender Prüfungen. Die **SAL wirkt nicht deutschlandweit gleich und ist nicht überall gleich sinnvoll** (z.B. in Schwachwind- vs. Starkwindgebieten). Bei PV kann eine bundesweite Wirkleistungsbegrenzung sinnvoll sein.

Über diese Positionen hinaus trifft der BDEW unter 4.1. bis 4.3. keine Bewertung der Entwurfs-Regelung. Alle übrigen Ausführungen sind als sachdienliche Hinweise zu verstehen, die aber nicht als grundsätzliche Befürwortung oder Ablehnung zu verstehen sind.

4.1 Generelle systemdienliche Anschlussleistung für PV -und Windenergieanlagen

Verständnis:

Um Einspeisespitzen zu vermeiden, sieht der Regierungsentwurf eine bundesweit geltende systemdienliche Anschlussleistung in allen Netzgebieten vor, die unabhängig davon gilt, ob ein Netzgebiet als kapazitätslimitiert ausgewiesen ist oder nicht. Damit sollen deutschlandweit Anreize für eine netzdienlichere Auslegung der Anlagen – laut Gesetzesbegründung: „(PV: Ausrichtung Ost/West samt Batteriespeicher in Co-Location, Wind: Errichtung von Schwachwindanlagen)“ – gesetzt und Netzausbau eingespart werden.

In § 8 Abs. 1 EEG-RegE wird danach die **Netzanschlussleistung** für neue Solaranlagen des ersten Segments (u.a. Freiflächenanlagen) zum 1. Januar 2027 auf 70 % der installierten Leistung und für neue Windenergieanlagen unter Ansatz von 280 Watt je Quadratmeter der vom Rotor der Windenergieanlage überstrichenen Fläche an Land **begrenzt (systemdienliche Anschlussleistung, SAL)**.

Hinweise:

Mit deutschlandweiten Begrenzungen für Flächen-PV und Windenergieanlagen wird eine Beschränkung vorgeschlagen, die kumulativ zum Redispatch-Vorbehalt, ggf. den geplanten BKZ für Einspeiser und geplanten Einspeiseentgelten (je nachdem inwieweit § 17 EEG-RegE entsprechende Festlegungen noch zulässt) und zu der geplanten Anpassung des Referenzertragsmodells im EEG wirkt. Dies hat maßgebliche Auswirkungen auf die Verteilung des EE-Ausbaus und das Anlagendesign bei Windenergieanlagen, da die Berechnung der SAL nicht in Abhängigkeit der Nennleistung, sondern der Bauweise erfolgt.

Eine systemdienliche Anschlussleistung kann grundsätzlich einen Beitrag zur Reduzierung von Einspeisespitzen und zu einer Vergleichmäßigung der Einspeisung leisten und insofern perspektivisch das Netz entlasten, bzw. zugunsten anderer Netzanschlussnehmern weniger belasten.

Die kumulierte Wirkung einer gedeckelten generellen Wirkleistungseinspeisung und eines Redispatch-Vorbehalts in kapazitätslimitierten Gebieten führt aber zu einer Doppelbelastung in den Projekten, die den notwendigen Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland einschränken und gefährden könnte.

Es ist sicherzustellen, dass die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Projekten erhalten bleibt. Anlagenbetreiber müssen auch bei begrenzter Netzanschlussleistung hinreichend verlässliche Erlösperspektiven haben, gerade auch vor dem Hintergrund der zeitgleich im EEG festgelegten

Übererlösabschöpfung. Dabei sollte auch die Möglichkeit einer Co-Location-Lösung Teil der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sein.

Zudem sollten auch die mittel- und langfristigen Auswirkungen auf die Marktwerte und die Fördermechanik näher untersucht werden.

Diese Wechselwirkungen lassen sich derzeit noch nicht abschließend bewerten. Vor einer endgültigen Ausgestaltung sollte daher geprüft werden, welche Auswirkungen die Begrenzung der Netzanschlussleistung auf Marktwerte, Förderzahlungen, Refinanzierungsbeiträge und die Investitionssicherheit hat. Gegebenenfalls sind flankierende Regelungen erforderlich, um unbeabsichtigte Belastungen insbesondere für Bestandsanlagen und nicht flexibilisierte Projekte zu vermeiden.

Zudem sollte geprüft werden, ob die Regelung stärker nach der tatsächlichen regionalen Netz-situation differenziert werden kann. So wäre etwa denkbar, Einspeisung und Förderung oberhalb der SAL zu ermöglichen, wenn ein FCA abgeschlossen wird.

4.1.1 Übergangsregelung

Wichtig sind hinreichende Übergangsregelungen für bereits weit fortgeschrittene Projekte. Der Anknüpfungspunkt für die deutschlandweite SAL bei Freiflächensolar- und Windenergieanlagen wird auf den Zeitpunkt des Netzanschlusses ab dem 1. Januar 2027 präzisiert.

Die derzeit vorgesehene Regelung sieht keine Übergangsregelung vor und führt zu unzureichendem Vertrauensschutz für Projekte, die bereits weit fortgeschritten sind und insbesondere vor dem 1. Januar 2027 genehmigt wurden, einen Zuschlag in einer EEG-Ausschreibung erhalten haben und kurz vor der Realisierung stehen.

Zwar wären nach der allgemeinen Übergangsvorschrift des § 100 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG, die durch die Novelle nicht geändert wird, bereits in einer EEG-Ausschreibung bezuschlagte Anlagen grundsätzlich von der Neuregelung ausgenommen. Dieser Bestandsschutz wäre jedoch nur dann sichergestellt, wenn das Netzanschlusspaket nicht vor dem EEG 2027 in Kraft tritt. Bei einem zeitlich vorgelagerten Inkrafttreten des Netzanschlusspakets könnte daher eine Regelungslücke entstehen.

Es ist deshalb jedenfalls sicherzustellen, dass Anlagen, die bereits einen Zuschlag in einer EEG-Ausschreibung erhalten haben, unabhängig von der zeitlichen Abfolge des Inkrafttretens der jeweiligen Gesetzesänderungen Bestandsschutz genießen. Eine entsprechende ausdrückliche Übergangsregelung könnte in § 100 Abs. 1 Nr. 1b EEG 2027 aufgenommen werden.

Der BDEW fordert ergänzend als Anknüpfungspunkt für einen praktikablen und dem Vertrauensschutz Rechnung tragenden Bestandsschutz das Stellen des vollständigen Genehmigungsantrags nach der 9. BImSchV (bei Windenergieanlagen) bzw. die Erteilung einer Baugenehmigung nach der jeweiligen Landesbauordnung (bei Solaranlagen), um auch solche Projekte zu schützen, die ohne Ausschreibungszuschlag und ohne Inanspruchnahme einer EEG-Förderung realisiert werden sollen.

Eine solche Übergangsregelung trägt dem Grundsatz des Vertrauensschutzes Rechnung. Projektentwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien erstrecken sich regelmäßig über mehrere Jahre und der Projektträger kann auf eine veränderte Rechtslage, die die Wirtschaftlichkeit der Investition betrifft, nicht mehr reagieren.

Wichtig ist, in der Gesamtschau der Instrumente die zusätzlichen preiserhöhenden Effekte ausreichend in den nach EEG festgelegten Höchstwerten für Wind Onshore und PV-FF in den Ausschreibungen zu berücksichtigen. Zusatzkosten (wie z.B. durch Einführung einer systemdienlichen Anschlussleistung) müssen über die Gebotswerte eingepreist werden. Die im EEG 2027 vorgesehenen Höchstwerte für PV-Freiflächen- und Windenergieanlagen sollten angesichts der absehbaren zusätzlichen Kostenbelastungen kritisch überprüft werden, um die Wirtschaftlichkeit von Projekten und damit den weiteren EE-Ausbau nicht zu gefährden.

4.1.2 Co-Location

Es sollte klargestellt werden, auf welche Anlagenkonstellationen sich Satz 4 des § 8 Abs. 1 EEG-RegE bezieht. Insbesondere ist unklar, ob die Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung ausschließlich für mehrere Erneuerbare-Energien-Anlagen gilt, die an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen sind, oder ob auch Anlagenkombinationen aus Erneuerbare-Energien-Anlagen und Grünstromspeicher erfasst werden, die „Anlagen“ nach dem EEG darstellen (§ 3 Nr. 1 2. HS EEG 2023). Co-Location-Speicher sollten hier allerdings nicht gemeint sein, da die Speicherintegration in § 17 Abs. 2a Satz 2 EnWG – mit den Ergänzungen des BDEW (siehe oben unter 2.1) gezielt gefördert werden sollte (nur begrenzte Ablehnung, automatische Priorisierung).

Wichtig ist dabei, dass bei Anschluss mehrerer Anlagen, insbesondere bei einer Kombination von Wind und PV, die Summe der erlaubten Anschlussleistungen eingespeist werden darf, auch wenn dabei einzelne Anlagen über den Schwellenwerten erzeugen sollten, solange die genehmigte Gesamt-Anschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt nicht überschritten wird. So wird ein Anreiz zu systemdienlicher Überbauung gesetzt und es können überbaute Netzverknüpfungspunkte optimal genutzt werden. § 8 Abs. 1 Satz 5 EEG-RegE sollte entsprechend klarer gefasst werden. Der nicht eingespeiste Strom muss hinter dem

Netzverknüpfungspunkt frei genutzt werden können. Siehe zu den offenen Fragen im Zusammenhang mit dem Redispatch-Regime unter 4.2.13.

4.2 Maßnahmen in kapazitätslimitierten Netzgebieten

Der Regierungsentwurf schlägt Änderungen in EnWG und EEG für kapazitätslimitierte Netzgebiete vor, die vor allem für EE-Anlagen relevant sind.

Verständnis:

In besonders belasteten, als **kapazitätslimitiert ausgewiesenen Netzgebieten** (Umspannanlagen und diese verbindende Leitungsabschnitte) **entfällt der Anspruch auf finanziellen Ausgleich nach dem Redispatch-Regime** für Neuanschlüsse von Solaranlagen des ersten Segments und Windenergieanlagen an Land **für bis zu 20% des Jahresstromertrags** bzw. 18% (Windenergieanlagen *in Vorranggebieten*). Insoweit entfällt im EEG der *gesetzliche* Anspruch auf Netzanschluss in kapazitätslimitierten Netzgebieten, wird jedoch durch einen Anspruch auf Vertragsabschluss ersetzt: Der Netzbetreiber ist in diesen Fällen verpflichtet, dem Anschlussbegehrenden für die Dauer der Kapazitätslimitierung unverzüglich einen Vertrag anzubieten, der die Redispatch-Deckelung enthält. Der Vertrag verlängert sich automatisch um 18 Monate, wenn die Voraussetzungen für eine Ausweisung nach § 14 Abs. 1d EnWG-RegE weiter vorliegen. Dies gilt nicht, wenn der Netzbetreiber den nicht vollzogenen Netzausbau zu verschulden hat.

Der Netzbetreiber kann eine **Ausweisung** des kapazitätslimitierten Netzgebietes **für bis zu sechs Jahre** zum Ablauf des 31. März eines Kalenderjahres durch Anzeige bei der BNetzA vornehmen, wenn die Wirkleistungserzeugung der unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Anlagen **im vorangegangenen Kalenderjahr im Redispatch um insgesamt mehr als fünf Prozent reduziert** wurde. Dabei soll die **Ausweisung technologiespezifisch für Wind- und Solaranlagen** differenziert erfolgen. Eine prioritäre Ausbaupflicht für die ausgewiesenen Gebiete flankiert die Beschränkung. Die Aufhebung richtet sich im Vergleich zum Referentenentwurf vom 17. Juli 2026 nicht mehr danach, ob die Voraussetzungen in jedem von drei aufeinanderfolgenden Jahren entfallen sind, sondern nach dem **Mittelwert** dreier Jahre. Die Neuregelung gilt grds. ab Inkrafttreten des Gesetzes. Allerdings soll die Deckelung für die Anlagen nur gelten, wenn bereits bei der Ermittlung des Netzverknüpfungspunkts für die jeweiligen Anlagen das betreffende Netzgebiet, in dem der Netzverknüpfungspunkt liegt, als kapazitätslimitiert ausgewiesen ist (vgl. §§ 14 Abs. 1d, 13a Abs. 6 EnWG-RegE i. V. m. § 8 Abs. 4 Satz 3 EEG 2023-RegE). Das BMWF wird verpflichtet, diese Regelung zum 30. Juni 2029 zu evaluieren.

Hinweise:

Der BDEW hat verschiedene Kriterien erarbeitet, die ein Instrument in kapazitätslimitierten Netzgebieten erfüllen sollte. Hierzu gehören eine Lenkungswirkung, wirtschaftliche Planbarkeit, möglichst wenig Komplexität und Aufwand, Anreize für unverzüglichen Netzausbau, Ausnahmen für standortgebundene Anlagen und Transparenz über den räumlichen und zeitlichen Anwendungsbereich. Die wirtschaftliche Planbarkeit im Sinne einer Vorhersehbarkeit muss ebenso gegeben sein wie die Tragfähigkeit der Summe der Veränderungen. Hinzu kommt die Frage, ab wann eine Lösung in der Praxis umsetzbar wäre.

Um ein deutschlandweit einheitliches und belastbares Bild der Netzbelastungssituation zu erhalten, könnten die vom Redispatch betroffenen Netzbetreiber angehalten werden, zu einem jährlichen Stichtag relevante Daten zur Netzbelastungssituation bereitzustellen. Auf dieser Grundlage ließe sich die weitere Entwicklung der Netzbelastung transparent und nachvollziehbar abbilden. Zugleich könnten sich abzeichnende Engpasssituationen frühzeitiger erkannt und sich die mit den vorgesehenen Regelungen beabsichtigte Lenkungswirkung für Anschlussbegehrende besser und verlässlicher entfalten.

Die folgenden Hinweise beziehen sich u.a. auf die Ermittlung des Auslösekriteriums, die technologiespezifische und rechtssichere Ausweisung, die Ermittlung der Jahresstrommenge und die Auswirkungen des Vorschlags auf das Redispatch-Regime.

4.2.1 Ausweisung - Generelles

Grundsätzlich ist zu beachten, dass das Auslösekriterium (wann liegt ein kapazitätslimitiertes Netzgebiet vor), die Dauer der Limitierung und die Höhe des Redispatchdeckels in einem engen Zusammenhang stehen und einander in ihrer Wirkung bedingen. Ferner muss berücksichtigt werden, dass zusätzlich zum **Redispatch-Vorbehalt** auch eine **generelle systemdienliche Anschlussleistung** eingeführt werden soll. Beim Redispatch-Vorbehalt sollte sichergestellt sein, dass seine Anwendung nur auf eine bestimmte Menge der wesentlichen Engpassgebiete begrenzt bleibt und es zu keiner flächendeckenden Anwendung kommt.

Zudem sind die Festlegungen im „AgNes“-Verfahren der BNetzA zur Überarbeitung der Netzentgeltsystematik Strom ebenso in die Bewertung einzubeziehen, wie die BNetzA-Festlegung RAMEN Strom sowie die vom Gesetzgeber unterstützte Einführung von **Baukostenzuschüssen**. Die Regelungen des Netzanschlusspakets sowie auch die mit der parallel angestoßenen EEG-Novelle vorgesehenen Regelungen müssen hierauf abgestimmt sein. Das gilt insbesondere für die vorgesehenen **Einspeiseentgelte** und die Erhebung von Baukostenzuschüssen für Erneuerbare-Energien-Anlagen und die geplanten Anpassungen am Referenzertragsmodell im EEG sowie schließlich in Hinblick auf die regulatorischen Anreize zum Netzausbau. Der Einfluss und ggf. Eindämmung des neu geschaffenen § 17 EEG-RegE wonach die Erhebung von BKZ und Einspeisenetzentgelten nicht zu einer Erhöhung des Förderbedarfs führen soll und

damit faktisch BKZ und Einspeisenentgelte stark einschränken könnte, sind in diesem Zusammenhang allerdings auch zu beachten.

Waren Redispatch-Kosten in der Vergangenheit als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) im Sinne der Anreizregulierung erlösneutral, ist dies entsprechend der Festlegung RA-MEN Strom zukünftig, ab der fünften Regulierungsperiode (2029) nicht mehr der Fall. Diese Neuregelung sollte jedoch zumindest dann nicht gelten, wenn ein verzögerter Netzausbau nachweislich nicht durch den Netzbetreiber verursacht wurde und dies durch den Gesetzgeber mit der Einräumung des Redispatchvorbehalts auch anerkannt wird.

4.2.2 Ausweisung: Art des Redispatch-Volumens

Vorliegend ist nicht eindeutig geregelt, auf welches Redispatchvolumen sich der Regelungsvorschlag bezieht, das für das Auslösekriterium für die Ausweisung für ein kapazitätslimitiertes Netzgebiet relevant sein soll. Für eine zielgerichtete Lenkungswirkung sowie eine praktikable Umsetzung prioritärer Netzausbaumaßnahmen erscheint es sachgerecht, **ausschließlich auf durch Verteilernetzbetreiber (VNB) angeforderte Redispatchmaßnahmen** abzustellen. Diese stehen regelmäßig in einem unmittelbaren Zusammenhang mit den Netzengpässen, die durch entsprechende Ausbaumaßnahmen behoben werden sollen. Sollte hingegen auch das Redispatchvolumen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) berücksichtigt werden (Anforderung durch den ÜNB, Umsetzung im Verteilernetz), wäre die Funktionsweise und Zielgenauigkeit des vorgesehenen Instruments nicht gewährleistet.

4.2.3 Ausweisung: Bestimmung ausgewiesener Leitungsabschnitte

Es bedarf klarer Kriterien zur räumlichen Abgrenzung und Bestimmung kapazitätslimitierter Leitungsabschnitte. Dabei sollte auch geregelt werden, wie mit geringfügigen Veränderungen der Anfangs- und Endpunkte im Falle einer jedenfalls nach dem Gesetzestext nicht klar ausgeschlossenen erneuten Ausweisung umzugehen ist.

4.2.4 Ausweisung: Räumliche Begrenzung des Notfallinstruments

Es sollte sichergestellt werden, dass die Ausweisung sogenannter kapazitätslimitierter Netzgebiete ein gezielt einsetzbares Instrument für strukturelle Engpasssituationen bleibt. Eine flächendeckende Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete in Deutschland oder die pauschale Einbeziehung ganzer Netzgebiete sollte vermieden werden. Hierfür bedarf es geeigneter Kriterien und Begrenzungsmechanismen. Offen ist, welche Instrumente geeignet sind, um eine sachgerechte räumliche Begrenzung auf tatsächlich von Netzengpässen betroffene Gebiete sicherzustellen.

4.2.5 Technologiespezifische Ausweisung

Positiv ist, dass die Ausweisung technologiespezifisch für Solaranlagen des ersten Segments und Windenergieanlagen an Land erfolgen soll. **Dies erscheint sinnvoll, muss aber verpflichtend sein, allein um die möglichen Folgen für den Netzanschluss nach § 8 EEG klar zu regeln. Die Begrenzung des Netzanschlusses ist derzeit im Entwurf für das EEG ausdrücklich auf eine technologiespezifische Ausweisung limitiert; dies muss sich im EnWG widerspiegeln.**

Dass sich die Anschlussbeschränkung nur auf die Ausweisung für die jeweilige Erzeugungstechnologie bezieht, ergibt sich für die flankierende Regelung nun aus § 8 Abs. 4 Satz 2 EEG-RegE: *„Abweichend von Satz 1 besteht die Pflicht zum Netzanschluss nicht, wenn der ermittelte Verknüpfungspunkt der Anlage zum Zeitpunkt von dessen Ermittlung in einem vom Netzbetreiber als für die den Anschluss begehrende Erzeugungstechnologie nach § 14 Absatz 1d.“*

Durch die Berücksichtigung unterschiedlicher Einspeisecharakteristika kann die tatsächliche Netzauslastung genauer abgebildet werden. Allerdings werden Kriterien und Grenzwerte für die Ausweisung der kapazitätslimitierten Netzgebiete nur für PV oder nur für Wind (oder beides) nicht genauer spezifiziert. Dabei sollte ebenfalls klargestellt werden, wie in diesem Zusammenhang Speicher in Co-Location zu behandeln sind.

Es sollte insbesondere klargestellt werden, wie bei gemischten Einspeisegebieten einer bestimmten Technologie die Belastung für das Netz zugeordnet werden bzw. wie eine diskriminierungsfreie Abgrenzung erfolgen soll.

4.2.6 Ausweisung - Betrachtungszeitraum

Das Auslösekriterium von 5 % Redispatch-Abregelungen nach Maßgabe von § 13a Abs. 1 EnWG im vorangegangenen Kalenderjahr basiert auf einer kurzfristigen, rein retrospektiven Betrachtung eines vergangenen Netzzustands. Weitere Entwicklungen – etwa geplanter und dann bereits realisierter Netzausbau sowie künftige schon sicher beantragte Netzanschlüsse bleiben damit unberücksichtigt. Eine rückblickende, auf ein Jahr beschränkte Betrachtung für die Bestimmung des Auslösekriteriums und damit des kapazitätslimitierten Netzgebiets kann dazu führen, dass ein bisher als Netzgebiet mit freien Kapazitäten gekennzeichnete Standort kurzfristig zum nächsten Stichtag als kapazitätslimitiert ausgewiesen und dies von den Projektträgern bei kurz vor der Realisierung und dem Anschluss stehenden Projekten nicht ausreichend berücksichtigt werden kann. Insofern ist eine mehrjährige und auch prospektive Bewertung hilfreich. Dabei sollte ein **mehrjähriger, z.B. dreijähriger Durchschnitt** gewählt werden, um insbesondere Wetterschwankungen, die nachweislich einen hohen Einfluss auf die Erzeugung und damit die Abregelungsmengen haben, zu glätten. Um die Steuerungswirkung des

Instrumentes zu erhöhen, müssen Projektierer ausreichende und frühe Kenntnis über das Verhältnis von abgeregelter Energiemenge (retrospektiv und prospektiv) im Verhältnis zum Grenzwert haben. Daher sollten die Netzbetreiber in kapazitätslimitierten Netzgebieten regelmäßig aktualisierte Daten je Betriebsmittel ermitteln und der BNetzA melden.

4.2.7 Dauer der Ausweisung nach EnWG und Dauer des Entschädigungsverzichts nach EEG

Zum Ablauf des 31.3. eines Kalenderjahres kann der Netzbetreiber durch Anzeige bei der Bundesnetzagentur und gleichzeitiger Veröffentlichung auf seiner Internetseite das kapazitätslimitierte Netzgebiet ausweisen. Zu diesem Zeitpunkt beginnt die maximale 6 Jahresfrist (§ 14 (1d) EnWG-E). **Nach Verständnis des BDEW spricht insbesondere der Regelungszusammenhang mit dem EEG dafür, dass der Regierungsentwurf eine erneute Ausweisung desselben Leitungsabschnitts nicht vorsieht.**

Derzeit besteht hierüber in der Branche jedoch keine einheitliche Auffassung. Der BDEW sieht hierzu daher dringenden Klarstellungsbedarf.

In jedem Falle müsste eine erneute Ausweisung streng von der zeitlichen Geltung eines RD-Verzichts nach § 8 Abs. 4 EEG-E getrennt werden. Das einzelne Projekt sollte maximal 6 Jahre und 18 Monate unter dem RDV-Regime stehen.

Wenn der ermittelte Netzverknüpfungspunkt für ein Netzanschlussbegehren in einem kapazitätslimitierten Netzgebiet liegt, kann der Netzanschluss erfolgen, wenn der Anlagenbetreiber vertraglich zustimmt, dass er bis Ende der Ausweisungszeit des kapazitätslimitierten Netzgebietes auf eine Redispatchentschädigung (für max. 20% bzw. 18% der erzeugten Jahresstrommenge) verzichtet. Anknüpfungspunkt für den relevanten Zeitpunkt, der darüber entscheidet, ob die geplante Anlage in einem kapazitätslimitierten Netzgebiet angeschlossen werden soll oder nicht, ist nach Regierungsentwurf die Ermittlung des Netzverknüpfungspunkts. Wenn der Netzanschluss also zeitlich nach Ausweisung des kapazitätslimitierten Netzgebietes erfolgt, verkürzt sich entsprechend die Zeit des maximalen Entschädigungsverzichts. Je später im Verhältnis zum Zeitpunkt der Ermittlung des Netzverknüpfungspunkts angeschlossen wird, umso kürzer ist der Entschädigungsverzicht. Für die einzelnen Projekte und insbes. differenziert nach den Erzeugungsarten können aber durch unterschiedliche Projektlaufzeiten unterschiedlichen Zeiträumen vom Redispatch-Vorbehalt betroffen sein. Im Sinne der Lenkungswirkung ist dies konsequent, wenn man davon ausgeht, dass nach den 6 bzw. 7,5 Jahren das Netz ausgebaut ist und die nachgefragten Kapazitäten zur Verfügung stehen. Angesichts aktuell noch andauernder Bauzeiten von etwa 10 Jahren, ist dies allerdings zu bezweifeln. Hier bedarf es erheblichen Beschleunigungen insbesondere einer zeitnahen Umsetzung des Verteilnetzbeschleunigungspaketes, um die 6 bzw. 7,5 Jahre zu erreichen zu können.

4.2.8 Ausweisung zum Stichtag

Der BDEW geht davon aus, dass durch die Formulierung *„Die Ausweisung eines kapazitätslimitierten Netzgebietes einschließlich seiner Geltungsdauer erfolgt durch Anzeige bei der Bundesnetzagentur zum Ablauf des 31. März eines Kalenderjahres und ist gleichzeitig auf der Internetseite des jeweiligen Betreibers des Elektrizitätsverteilernetzes zu veröffentlichen“* eine Ausweisung nur zum 1. April erfolgen kann und für jedes Jahr durch alle Netzbetreiber nur zu diesem Zeitpunkt für das kommende Jahr möglich ist. Anlagen, die bis zum 31. März 2027 ein Netzanschlussbegehren stellen, fallen in jedem Falle nicht in ein kapazitätslimitiertes Netzgebiet. Damit können Netzanschlussbegehrende für das kommende Jahr vom 1. April eines Kalenderjahres bis zum 31. März des folgenden Kalenderjahres für jedes Netzgebiet von einem sich nicht ändernden Status als kapazitätslimitiertes/ nicht kapazitätslimitiertes Netzgebiet ausgehen.

4.2.9 Rechtssichere Ausweisungsprozesse sicherstellen

Laut Gesetzesbegründung soll die BNetzA ein Anzeigeverfahren aufsetzen, das eine einheitliche Meldung der kapazitätslimitierten Netzgebiete durch die Verteilernetzbetreiber ermöglicht.

Das Verfahren zur Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete sollte dabei transparent, rechtssicher und praktikabel ausgestaltet werden. Hierzu gehört insbesondere, dass die maßgeblichen Entscheidungsgrundlagen nachvollziehbar und transparent dargelegt werden und ggf. rechtlich überprüft werden können. Es sollte ein einfaches Verfahren implementiert werden, das sowohl Netzbetreibern als auch betroffenen Anlagenbetreibern Rechtssicherheit verschafft und behördlich überprüfbar ist. Gerichtliche Überprüfungen sollten auf ein Minimum reduziert werden.

4.2.10 Ausweisung – Dauer und prioritäre Netzausbaupflicht

Gerade bei den derzeitigen Engpässen auf der Hochspannungsebene können die Ausbauplanungs- und Genehmigungsprozesse deutlich länger dauern. Hier wird es entscheidend darauf ankommen, dass die von der Koalition angekündigten Maßnahmen zur Beschleunigung des Verteilernetzausbaus wirkungsvoll sind.

Eine prioritäre Netzausbaupflicht für kapazitätslimitierte Leitungsabschnitte flankiert die rechtlichen Einschränkungen, die EE-Anlagenbetreiber nach der Neuregelung in den ausgewiesenen Gebieten treffen würden und ist insoweit sachlich nachvollziehbar. Engpässe sind durch Netzausbau zu vermeiden. Die prioritäre Netzausbaupflicht läuft allerdings dort ins Leere, wo die Abregelungen, die zur Ausweisung geführt haben, überwiegend nicht auf einem Netzengpass im ausgewiesenen kapazitätslimitierten Netzgebiet beruhen, sondern durch vorgelagerte Netzengpässe verursacht werden. Zielführender und verursachungsgerecht wäre es, wenn der

überwiegend auslösende (vorgelagerte) Verteilernetzbetreiber ebenfalls zu einem priorisierten Netzausbau verpflichtet würde. Es muss zudem sichergestellt werden, dass hinreichende Anreize gesetzt werden, damit ein priorisierter Netzausbau stattfindet.

Der BDEW weist gleichzeitig darauf hin, dass die gesetzliche Priorisierung im Sinne des Gesamtsystems dabei nicht zum Nachteil anderer dringlicher Ausbaumaßnahmen, insbesondere für die Lastseite wirken darf. Eine „Priorisierung“ würde danach eine zusätzliche Anstrengung verlangen, **keine Vorrangigkeit gegenüber lastseitigen Ausbaumaßnahmen**. Dies sollte ggf. in der Gesetzesbegründung klargestellt werden.

Unabdingbar ist schließlich, dass unabhängig von einer prioritären Ausbaupflicht deutschlandweit die behördlichen Planungs- und Genehmigungsverfahren erheblich zu vereinfachen und zu beschleunigen sind. Der BDEW hat hierfür am 8. Juli 2026 ein [Positionspapier für ein Beschleunigungspaket](#) vorgelegt.

4.2.11 Rechtsfolge: Vertraglicher Anschlussanspruch nur bei Verzicht auf finanziellen Ausgleich im Rahmen des Redispatch für einen Anteil der Jahresstromerzeugung

In kapazitätslimitierten Netzgebieten soll der Anlagenbetreiber nur dann den Netzanschluss erhalten, wenn er in einem vom Netzbetreiber verpflichtend angebotenen Vertrag auf den finanziellen Ausgleich hinsichtlich eines (noch festzulegenden) Anteils der erzeugten Jahresstrommenge verzichtet. Dabei sollte der Vertrag inhaltlich lediglich die Abweichung hinsichtlich der Anschlussleistung und den Verzicht auf Redispatch-Ersatz enthalten. Im Übrigen sollte das gesetzliche Schuldverhältnis des EEG weiterbestehen und die Anlagen dieselben Netzanschlussbedingungen erhalten. Muster für flexible Netzanschlussvereinbarungen werden derzeit in der Branche erarbeitet oder sind bereits veröffentlicht. Eine Standardisierung dieser § 8 Abs. 4-EEG-Verträge wäre sinnvoll.

4.2.12 Zeitpunkt der Beurteilung

Investitionen in EE-Projekte haben einen mehrjährigen Vorlauf. Es sollte sichergestellt werden, dass ein Vertrauensschutz gewährleistet wird, wenn bei Anlagen in Planung ein Netzgebiet zu einem Stichtag als kapazitätslimitiert ausgewiesen werden sollte. Zudem muss ein rechtssicherer zeitlicher Anknüpfungspunkt gegeben sein, über den es nicht zu Rechtsstreitigkeiten kommen sollte. Maßgeblich sind hierbei unter anderem dann die Fristen zur Bearbeitung von Netzanschlussanfragen.

Der **relevante Zeitpunkt**, zu dem beurteilt wird, ob der gesetzliche Netzanschlussanspruch entfällt und sich in einen vertraglichen (Teil-) Anspruch umwandelt, ist nach dem Entwurf die Ermittlung des Netzverknüpfungspunkts.

Für Wind- und Solaranlagen teilt der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber nach Stellung des Netzanschlussbegehrens den Netzverknüpfungspunkt mit. Ist der nächstgelegene Netzverknüpfungspunkt nicht zugleich der gesamtwirtschaftlich günstigste, ergibt sich dies aus der zuvor durchgeführten gesamtwirtschaftlichen Betrachtung. Der Zeitpunkt kann sich verzögern, wenn der Anlagenbetreiber von seinem Wahlrecht eines anderen Netzverknüpfungspunkts Gebrauch macht oder der Netzbetreiber der Anlage einen Verknüpfungspunkt letztzuweist (vgl. §§ 8 Abs .1, 2 und 3 EEG 2023).

Der im Entwurf gewählte Zeitpunkt bedeutet damit einen gewissen Bestandsschutz für bereits in Planung befindliche Anlagen, die nach dem 1.1.2027 angeschlossen werden, aber bereits früher eine Information über den Netzverknüpfungspunkt in Form einer verbindlichen Zusage erhalten haben. Geplante Anlagen, für die bis zum 31.3.2027 eine Netzverträglichkeitsprüfung durchgeführt wurde, können daher nicht unter die Regelung für kapazitätslimitierte Netzgebiete und damit einen Redispatch-Vorbehalt fallen.

Für die Abwicklung bedeutet dies, dass in der Zeit vor Inkrafttreten des EEG 2027 die gesetzlichen Rückmeldefristen auf Netzanschlussbegehren einzuhalten sind, da durch eine Verzögerung ggf. ein erheblicher Schaden (Anlage fällt in ein kapazitätslimitiertes Netzgebiet) entsteht. Zum anderen bedeutet die Regelung, dass das Instrument erst mit erheblichem Zeitverzug und nicht ab 1.1.2027 wirken wird, weil die betroffenen Anlagen (Solaranlagen des ersten Segments/ Windenergieanlagen) eines erheblichen zeitlichen Vorlaufs vor Netzanschluss bedürfen. Anlagen, die ab 1.1.2027 tatsächlich angeschlossen werden sollen, dürften zum jetzigen Zeitpunkt daher vielfach bereits eine Netzverknüpfungspunktusage haben. Für den Projektierer ist der Zeitpunkt der Ermittlung durch den Netzbetreiber nicht nachvollziehbar.

Daher sollte ein rechtssicherer Zeitpunkt, nämlich die Mitteilung des ermittelten Netzverknüpfungspunkts an den Anschlussbegehrenden, spätestens jedoch die verbindliche Kapazitätsreservierung festgelegt sein. Hierfür sollten – unterstellt, es bleibt bei dieser Regelung – zusätzlich feste gesetzliche Fristen aufgenommen werden, zu welchen diese Informationen (bei Mitteilung Netzverknüpfungspunkts) als mitgeteilt gelten.

Hintergrund ist, dass es im zweistufigen Anschlussverfahren nach dem EEG für Anlagen in der Größenordnung von Solaranlagen des ersten Segments und Windenergieanlagen an Land als erste Frist ein unbestimmter Rechtsbegriff, nämlich „unverzüglich“ genannt wird.

Netzbetreiber haben „unverzüglich“ nach Eingang des Netzanschlussbegehrens einen Zeitplan mitzuteilen, in dem u.a. die weiteren vom Anlagenbetreiber beizubringenden Daten zu nennen sind (§ 8 Abs. 5 Satz 1 EEG 2023). Liegen diese wiederum beim Netzbetreiber vor, muss dieser unverzüglich, spätestens aber nach 8 Wochen dem Anschlussbegehrenden den ermittelten Netzverknüpfungspunkt mitzuteilen (§ 8 Abs. 6 Satz 1 EEG 2023). Um hier

Rechtsstreitigkeiten zu vermeiden, die den korrekten Zeitpunkt der Ermittlung oder Mitteilung des Netzverknüpfungspunkts zum Gegenstand haben, sollte eine ausdrückliche Frist eingeführt werden. Danach sollte die Mitteilung des Netzverknüpfungspunkts nur für die Frage, ob sich die Anlage in einem kapazitätslimitierten Netzgebiet befinden wird oder nicht nach einer gewissen Zeitdauer (etwa: 5 Monate) vermutet werden:

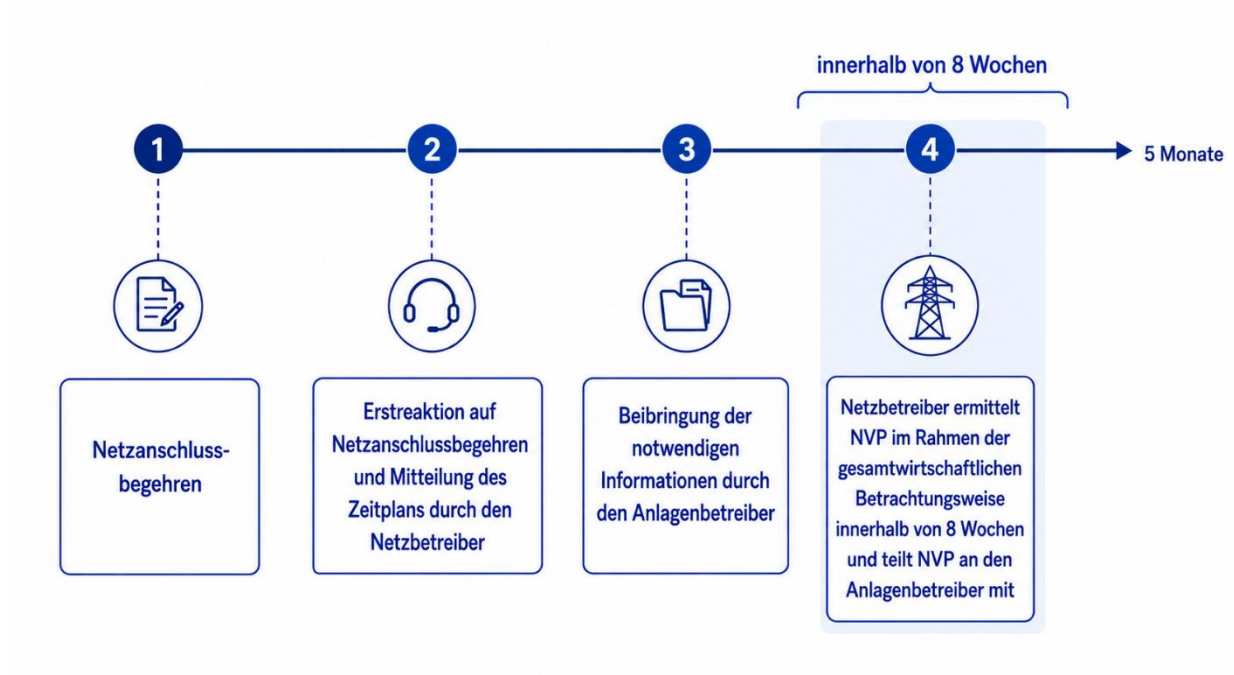
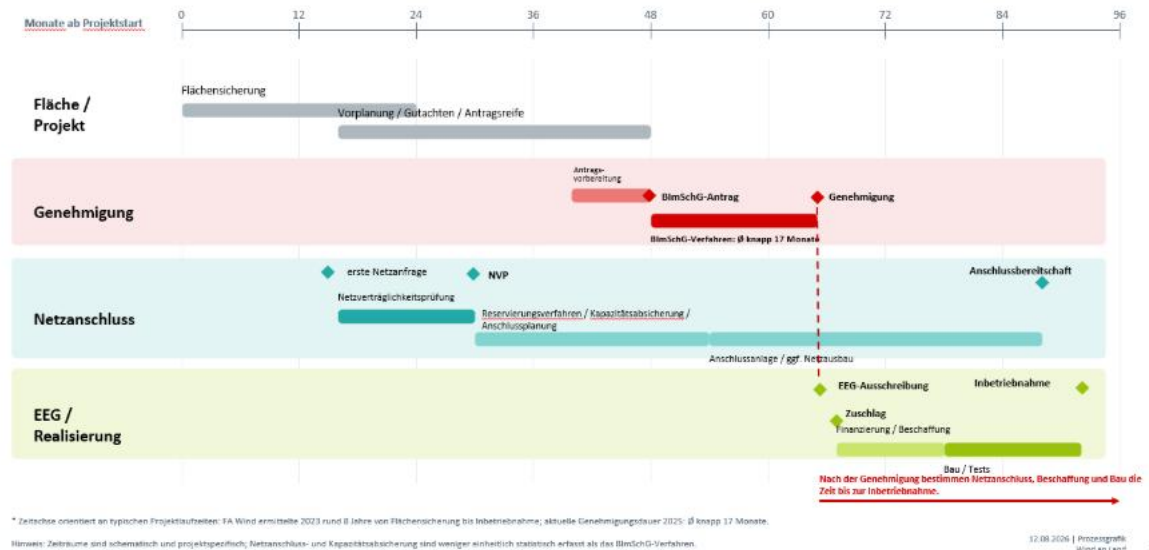


Abbildung 3: Grafik EE-Projektplanung

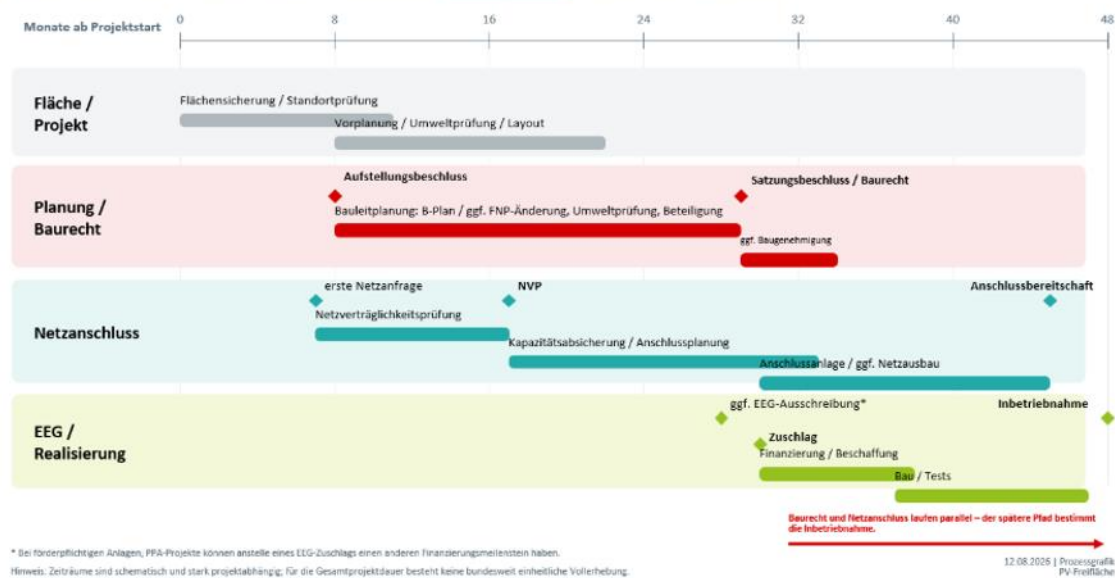
Prozessabfolge Windenergie an Land

Schematischer Zeitstrahl von Flächensicherung bis Inbetriebnahme – parallele Verfahren für Genehmigung, Netz und Realisierung



Prozessabfolge PV-Freiflächenanlage

Schematischer Zeitstrahl von Flächensicherung bis Inbetriebnahme – parallele Verfahren für Baurecht, Netz und Realisierung



4.2.13 Einzelfragen im Zusammenhang mit dem Redispatch-Regime

Für die operative Umsetzung bestehen noch offene Fragen bei der Berechnung und Abrechnung des Entschädigungsverzichts sowie bei notwendigen Anpassungen der Redispatch-Prozesse und IT-Systeme. Hier sind rechtssichere und praktikable Vorgaben erforderlich.

Neben der Frage, welche weiteren Inhalte der Vertrag haben sollte, der den vertraglichen Netzanschlussanspruch garantiert, stellen sich in der Praxis folgende **Umsetzungsfragen für die Abwicklung des Verzichts auf den finanziellen Ausgleich**, die dringend zu klären sind:

Durch die am 23. Dezember 2025 in Kraft getretenen Anpassungen des § 14 EnWG entfällt auf der Verteilernetzebene bis zum Ablauf des 31. Dezember 2031 vorübergehend die Verpflichtung der Verteilernetzbetreiber zur Durchführung des bilanziellen Ausgleichs; ergänzend wird hierzu auf die BNetzA-Festlegung zur Fortentwicklung des Redispatch 2.0 (BK6-23-241) verwiesen. Da der Gesetzesentwurf nur den Anspruch auf den finanziellen und nicht den Anspruch auf den bilanziellen Ausgleich einschränkt, ist im Verhältnis beider Ansprüche untereinander unklar, worauf sich der Verzicht bezieht, wenn der bilanzielle Ausgleich (perspektivisch) durch den Verteilernetzbetreiber durchgeführt wird. Denn der Anspruch auf finanziellen Ausgleich besteht parallel bzw. gesondert zu dem Anspruch auf bilanziellen Ausgleich. Vor diesem Hintergrund sollte im Gesetz klargestellt werden, inwieweit auch nach Ablauf dieser Übergangsphase – ab dem 1. Januar 2032 oder bereits zuvor, wenn einzelne Verteilernetzbetreiber auf Grundlage der benannten BNetzA-Festlegung zum Bilanzkreisausgleich verpflichtet sind – **weiterhin nur eine Reduzierung des finanziellen Ausgleichs vorgesehen ist**. Dabei sind auch die Auswirkungen auf die Prozesse zur Umsetzung des Redispatch 2.0 und dabei insbesondere zur Durchführung des bilanziellen Ausgleichs zu berücksichtigen, die zur Zeit in der Branche nach Maßgabe der benannten BNetzA-Festlegung erarbeitet werden.

Klarzustellen wäre im Wortlaut des § 8 Abs. 4 Satz 3 EEG-RegE außerdem, dass der beabsichtigte Verzicht des Anlagenbetreibers auf den finanziellen Ausgleich – temporär, bis spätestens zum Ablauf des 31. Dezember 2031 – mittelbar auch den Verzicht auf den Aufwendungsersatz nach § 14 Abs. 1b EnWG bedeutet. Das wird mit dem alleinigen Verweis auf § 13a Abs. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG nicht hinreichend deutlich. Denn § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG gilt für Verteilernetzbetreiber gemäß § 14 Abs. 1 Satz 2 EnWG bis zum Ablauf des 31. Dezember 2031 nur nach Maßgabe der durch die BNetzA getroffenen Festlegung. Bis dahin gelten für die Verteilernetzbetreiber die Absätze 1a und 1b des § 14 EnWG, wonach § 13a Abs. 2 EnWG mit der Maßgabe anzuwenden ist, dass der finanzielle Ausgleich einen angemessenen Aufwendungsersatz für die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs durch den Bilanzkreisverantwortlichen umfasst.

Zur Ermittlung des Entschädigungsdeckels sind folgende offene Abwicklungsfragen zu klären und gesetzlich zu regeln. Die erzeugte **Jahresstrommenge** und damit der jeweilige Anteil kann erst nach Abschluss des Kalenderjahres berechnet werden. Hierzu weist der BDEW darauf hin, dass statt „Jahr“ dringend der Begriff „Kalenderjahr“ verwendet werden sollte, um einheitliche Fristen und eine einheitliche Abwicklung zu ermöglichen. Erforderlich ist ein konkreter Stichtag. Zudem berücksichtigt der Bezugspunkt der erzeugten Jahresstrommengen nicht, ob diese Strommengen tatsächlich eingespeist oder anderweitig (z.B. durch Einspeicherung in einen Co-Location-Speicher) genutzt wurden. Da der finanzielle Ausgleich für unterschiedliche Erzeugungstunden unterschiedlich ausfällt, muss außerdem festgelegt werden, **welcher konkrete Anteil** ersetzt wird (chronologische Betrachtung), andernfalls müsste eine gemittelte Pauschale angesetzt werden. Ohne eine gesetzliche Klärung würde dies zu erheblichen Streitigkeiten über die korrekte Berechnungslogik aufgrund der schwankenden Marktpreise führen. Auch die Berechnung bei unterjähriger Inbetriebnahme oder die Behandlung von nachträglichen Messwertkorrekturen bleiben offen.

Die notwendige Anpassung der entsprechenden Abrechnungs-IT muss für eine dann nur teilweise bestehende Entschädigung berücksichtigt werden, was nach den letzten Erfahrungen mindestens ein Jahr umfasst. Zudem würden eventuelle Anpassungen der Kommunikationsprozesse bei der Abrechnung im Redispatch eine entsprechende Anpassungs- und Implementierungszeit erforderlich machen. **In den skizzierten Fragen besteht daher erheblicher gesetzlicher Klarstellungsbedarf für die operative Umsetzung.**

Der Gesetzentwurf **ordnet nicht an, dass solche Anlagen, die sich neu an ein Netz mit Kapazitätslimitierung anschließen und dem neuen Instrument unterfallen, vorrangig abzuregeln wären.** § 13 Abs. 1a EnWG, der Kriterien für die Auswahlentscheidung vorgibt (kalkulatorische Kosten), wird nicht entsprechend angepasst.

Da derzeit alle EE-Anlagen bei gleicher Wirksamkeit auf den Netzengpass über einen einheitlichen kalkulatorischen Preis gleichzustellen sind – unabhängig von der Höhe des finanziellen Ausgleichs –, könnte dies dazu führen, dass trotz Anwendung des neuen Instruments die Auswahlentscheidung bei gleicher Netzwirksamkeit auf solche Anlagen fällt, bei denen ein vollumfänglicher finanzieller Ausgleich vorzunehmen wäre (Bsp.: Windpark mit mehreren Windenergieanlagen, von denen einige dem Instrument unterliegen, andere nicht, mit demselben Netzverknüpfungspunkt).

Wollte man eine vorrangige Abregelung von Anlagen, auf die das neue Instrument Anwendung findet, erreichen, müsste dies gesetzlich verankert werden. Eine reine vertragliche Regelung ist dafür nicht ausreichend.

Im Übrigen zielen Redispatch-Maßnahmen aktuell auf die Herabregelung der Wirkleistung einzelner Erzeugungsanlagen. Würde stattdessen auf die **Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt** abgestellt, entstünden für die Anlagenbetreiber – generell, und damit auch für die Betreiber von Anlagen, die dem Redispatch-Vorbehalt unterliegen – Möglichkeiten, den nicht in das Netz eingespeisten Strom anderweitig zu nutzen, etwa durch die Befüllung von Co-Location-Speichern oder die Nutzung steuerbarer Lasten. Das würde auf der einen Seite **Flexibilitäten erhöhen**, die Integration Erneuerbarer Energien weiterhin befördern, Abregelungen reduzieren, Redispatchkosten vermeiden und Sektorkopplung wie Power to Gas und Power to Heat ermöglichen. Auf der anderen Seite wären hiermit verbundene Fragestellungen noch zu beantworten. Offen blieben etwa folgende Punkte:

- Aus Diskriminierungsgesichtspunkten wäre es wünschenswert, dass der Gesetzgeber explizit Ausnahmen von der Regelung der Wirkleistung vorsieht bzw. die Voraussetzungen klarer regelt, in welchen Fällen, wie beispielsweise im Fall des Redispatchvorbehalts, eine vorzugsweise Orientierung am Netzverknüpfungspunkt opportun ist.
- In diesem Fall sollte auch zwingend die „Verantwortlichkeit für den Netzverknüpfungspunkt“ geklärt werden, insbesondere, wenn mehrere TR und womöglich Lasten dahinterliegen.
- Wichtig wäre bei allen Netzverknüpfungspunkt-Konstrukten, dass kein Redispatch-Potential verloren geht, wenn auch womöglich auf letzter Stufe (Herabregelung der Anlage und Anweisung des Speichers zur Befüllung, was ansonsten nach § 13 Abs. 2 EnWG durchgesetzt werden könnte).

Das Einspeichern allein würde dann auch nicht die Rechtsfolgen einer Redispatch-Maßnahme, insbesondere keinen finanziellen oder bilanziellen Ausgleich, nach sich ziehen können, da die Energiemengen hinter dem Netzverknüpfungspunkt verbleiben. Außerdem müsste für eine Abrechnung der RD-Maßnahme differenziert werden, ob die Anlage abgeregelt wird oder in den Speicher einspeist.

- Eine für die ex-post-Prozesse notwendige TR-scharfe Differenzierung müsste sodann auf Basis des Messkonzepts sowie der Planungsdaten für Speicher erfolgen.

Schließlich gilt es zu beachten, dass alle neuen gesetzlichen Vorgaben **prozessual abgebildet** werden müssen. In den Redispatch-Prozessen der Netzbetreiber muss nachgehalten werden, welche Anlagen dem neuen Instrument für welchen Zeitraum unterfallen, in welcher Höhe vertraglich auf den finanziellen Ausgleich verzichtet wurde und ggf. auch, welche Anlagen vor- oder nachrangig abzuregeln sind.

Aktuell entwickeln die Übertragungsnetzbetreiber gemäß den Vorgaben der BNetzA-Festlegung zur Fortentwicklung des Redispatch 2.0 (BK6-23-241) gemeinsam mit den

Verteilernetzbetreibern bundesweit einheitliche Prozesse für den elektronischen massengeschäftstauglichen Informationsaustausch im Redispatch. Im November 2026 werden die ausgearbeiteten Branchen-Vorschläge zur Konsultation gestellt. Im Februar 2027 werden diese dann der BNetzA vorgelegt, bevor die Regulierungsbehörde die Prozessbeschreibungen voraussichtlich im Frühjahr 2027 auf ihrer Internetseite veröffentlicht. Erst im Anschluss erfolgt die Implementierung in den Unternehmen (in Anwendung von verbändeübergreifend erarbeiteten Spezifikationen der Expertengruppe „EDI@Energy“), was wiederum mehrere Monate beanspruchen wird.

Jede neue, in den Prozessen zu berücksichtigende gesetzliche Vorgabe löst einen erneuten Anpassungsprozess aus, dessen finale Umsetzung ebenfalls etwa zwei Jahre in Anspruch nehmen würde. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Anpassungen nicht in die aktuell laufenden Prozessentwicklungen einfließen können, sondern nur in spätere.

4.2.14 Nachweis- und Berichtspflichten praktikabel ausgestalten

Die mit der Ausweisung eines kapazitätslimitierten Netzgebiets verbundene Verpflichtung zur prioritären bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der betroffenen Netze muss praktikabel und mit vertretbarem administrativem Aufwand nachverfolgt und nachgewiesen werden können. Dies gilt sowohl für den Nachweis gegenüber der Bundesnetzagentur als auch für die vorgesehenen Veröffentlichungspflichten auf den Internetseiten der Netzbetreiber.

4.3 Zusammenwirken von SAL und Redispatch-Vorbehalt

SAL und Redispatch-Vorbehalt werden nach dem Regierungsentwurf gleichzeitig in Kraft treten. Dabei soll die SAL auch in kapazitätslimitierten Netzgebieten wirken, siehe hierzu die Begründung: des RegE, S. 67: „*Die Begrenzung gilt dauerhaft und erfolgt unabhängig von möglichen Kapazitätsengpässen am Netzverknüpfungspunkt.*“ Für Anlagen in kapazitätslimitierten Netzgebieten würde das dann eine vorher eingestellte Wirkleistungsbegrenzung (SAL) und zusätzlich einen möglichen Verzicht auf 20/18% des Ersatzes für die Jahresstromerzeugung bedeuten.

Auch für dieses Zusammenwirken bedarf es einer Folgenabschätzung.

5 Ansätze zur weiteren Beschleunigung des Netzausbaus

Der BDEW fordert eine deutliche Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren für den Ausbau der Verteilnetze, die wesentlich für das Gelingen der Energiewende ist. Wichtige Maßnahmen betreffen unter anderem den **Abbau unnötiger UVP-Prüfungen, erleichterte**

Anzeigeverfahren und **effizientere Besitzeinweisungsverfahren**, um Projekte schneller umzusetzen.

Der BDEW befürwortet einen vorausschauenden Netzausbau und fordert, dass Infrastrukturgebiete im Verteilnetz auf Antrag des Vorhabenträgers und auf Basis der Netzausbaupläne nach § 14d EnWG ausgewiesen werden. Eine frühzeitige, planungsbasierte Erweiterung der Verteilnetze in Verbindung mit merklich beschleunigten Genehmigungsprozessen ist für Ausbaumaßnahmen unerlässlich. Näheres ist in entsprechenden BDEW-Positionspapieren und Stellungnahmen zu finden (siehe zuletzt das Positionspapier für ein „[Beschleunigungspaket für den Hochspannungsnetzausbau](#)“).

Zu berücksichtigen ist zudem: Der weitere Netzausbau kann durch Engpässe bei Tiefbaukapazitäten, Material (wie Kabel, Trafos, Schaltanlagen) und Fachkräften ausgebremst werden. Diese Ressourcen sind nicht beliebig skalierbar, oft knapp und in Beschaffungskonkurrenz.

Das Recht zur Verlegung von Netzanschlusskabeln zum Netzverknüpfungspunkt für Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie das Recht zur Überfahrt und Überschwenkung während der Errichtung und des Rückbaus gem. §§ 11a, 11b EEG sollte auch auf private Flächen ausgeweitet werden. Duldungspflichten für Leitungen sind beim Stromnetzausbau (§ 12 Niederspannungsanschlussverordnung (NAV)) sowie dem Breitbandausbau (§ 134 Telekommunikationsgesetz (TKG)) üblich und finden bereits seit vielen Jahren Anwendung (siehe [BDEW-Faktencheck](#)). Dies wird den Netzanschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen und damit deren Beitrag zur Energieversorgung vereinfachen und deutlich beschleunigen.