Energie. Wasser. Leben.

Berlin, 22. Juli 2026

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

Stellungnahme

EnWG- und EEG-Regelungen zum Netzanschlussverfahren

Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens
vom 17. 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 10

2.1 Recht zur Kürzung von Netzkapazitäten, § 17 Absatz 1a EnWG-E 10

2.1.1 Kein einseitiges Kürzungsrecht in Ausnahmefällen 10

2.1.2 Umgang mit BKZ und nachträglicher Anschlusserweiterung 11

2.2 Co-Location, § 17 Absatz 2a EnWG-E 13

2.3 Netzkapazitätsvergabeverfahren Übertragungsnetz, § 17a EnWG-E 15

2.4 Priorisierung Netzanschlussbegehren und Kontingente für Netzanschlusskapazität, ÜNB und VNB, § 17b EnWG-E 16

2.4.1 Grundsätze zur Priorisierung 17

2.4.2 Zuteilung von Netzkapazität 18

2.4.3 Priorisierungskriterien in Absatz 1 20

2.4.4 Priorisierungskriterien und Freihalten von Kapazität im Verteilernetzbereich, Absatz 2 22

2.4.5 Verhältnis zu anderen Regelungen im EnWG und EEG 26

2.5 Zuteilung, Reservierung und Freigabe von Netzanschlusskapazität, § 17f EnWG-E 27

2.5.1 Verfahren zur Zuteilung von Netzanschlusskapazität 27

2.5.2 Reservierungsverfahren, § 17f Absatz 1 EnWG-E 29

2.6 Transparenz über zur Verfügung stehende Kapazitäten, § 17c EnWG-E 31

2.6.1 Geografische Karte VNB, § 17c Absatz 1 EnWG-E 32

2.6.2 Unverbindliche Netzanschlussauskunft VNB, § 17c Absatz 2 EnWG-E 33

2.7 Netzanschlussprozesse mit Informationspflichten, § 17d EnWG-E 34

2.8 Digitaler Netzanschlussprozess und Netzanschlussportal VNB, § 17e EnWG-E 35

3 Allgemeine Regelungen für den Netzanschluss von EE-Anlagen 37

3.1 Baukostenzuschüsse (BKZ) für Erneuerbare-Energien-Anlagen, § 17 EEG .. 37
3.2 Einspeisenetz – Einspeisesteckdose, § 3 Nr. 18, § 8 EEG 39

4 Beschränkung des Anschlusses von PV- und Windenergieanlagen 40

4.1 Generelle systemdienliche Anschlussleistung für PV -und Windenergieanlagen 41
4.2 Maßnahmen in kapazitätslimitierten Netzgebieten 44
4.2.1 Ausweisung - Generelles 45
4.2.2 Ausweisung: Art des Redispatch-Volumens 45
4.2.3 Technologiespezifische Ausweisung 46
4.2.4 Ausweisung - Betrachtungszeitraum 46
4.2.5 Rechtssichere Ausweisungsprozesse sicherstellen 47
4.2.6 Ausweisung – Dauer und prioritäre Netzausbaupflicht 47
4.2.7 Rechtsfolge: Vertraglicher Anschlussanspruch nur bei Verzicht auf finanziellen Ausgleich im Rahmen des Redispatch für einen Anteil der Jahresstromerzeugung 48
4.2.8 Anreize für Co-Location 48
4.2.9 Zeitpunkt der Beurteilung/ Übergangsregelungen 49
4.2.10 Einzelfragen im Zusammenhang mit dem Redispatch-Regime..... 50

5 Ansätze zur weiteren Beschleunigung des Netzausbaus.....52

Vorbemerkung

Im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, Verantwortung für Deutschland, ist Folgendes festgehalten

> *“Gute Gesetzgebung ist gründlich, integrativ und transparent. Unser Recht muss verständlich und digitaltauglich sein. Für uns gilt: Erst der Inhalt, dann die Paragrafen. Bereits in der Frühphase von Gesetzgebungsverfahren werden wir Praxischecks durchführen und Betroffene […] mit angemessenen Fristen (in der Regel vier Wochen) beteiligen. (Rz. 1866ff.)*

Diese Selbstverpflichtung wird bei weitem nicht erfüllt. Eine Stellungnahmefrist zu Regelungen von erheblicher Tragweite von nur drei Werktagen ist nicht akzeptabel. Die Verbändeanhörung zu diesem Referentenentwurf erfolgte von **Freitagabend bis Mittwochabend** und umfasste damit lediglich **drei Werktage**. Eine derart kurze Anhörungsfrist erschwert die erforderliche Rückkopplung des BDEW mit seinen Mitgliedsunternehmen erheblich. Praxisfolgen können nicht umfassend bewertet und rechtliche Fragen nur eingeschränkt bewertet werden.

Regelungen von erheblicher Tragweite müssen jedoch von der Branche faktenbasiert auf ihre Folgen für die Praxis geprüft werden können. Der BDEW erwartet daher, dass die zahlreichen Hinweise der Branche in dieser Stellungnahme, insbesondere zur Verständlichkeit, zu den Fristen und zur Folgenabschätzung, im Kabinettsentwurf Berücksichtigung finden. Der BDEW hatte hierzu **bereits mit Stellungnahme vom 3. Juni 2026** umfangreiche Hinweise gegeben.

Es darf nicht dazu kommen, dass Anhörungsverfahren aufgrund unangemessen kurzer Fristen zur bloßen Förmlichkeit verkommen. Verbändeanhörungen sollten als Bestandteil demokratischer Teilhabe in strukturierten, transparenten Verfahren mit auskömmlichen Fristen zur fachlichen Bewertung erfolgen. Gesetze, die in der Praxis nicht oder nicht rechtzeitig umgesetzt werden können, nützen niemanden. Nur wenn die Umsetzbarkeit in der Praxis gegeben ist, ist es ein gutes Gesetz.

Vor dem Hintergrund, dass speziell das **Instrument für kapazitätslimitierte Netzgebiete** in der Politik und der Branche sehr umstritten ist und der Vorschlag sich deutlich vom Arbeitsentwurf unterscheidet und mit der **systemdienlichen Anschlussleistung (SAL)** ein weiteres Instrument eingeführt wird sowie weiterhin keine erforderliche und geeinte Datengrundlage besteht, ist die kurze Stellungnahmefrist besonders misslich. Eine fundierte Folgenabschätzung ist somit in so kurzer Zeit nicht möglich.

1 Zusammenfassung

Der vorliegende Referentenentwurf eines Gesetzes „zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens“ vom 17. Juli 2026 greift eine zentrale Herausforderung der Energiewende und der wirtschaftlichen Transformation auf und soll das Netzanschlussregime 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 bei der Standortwahl neuer Anlagen auch die kapazitative Situation der Stromnetze berücksichtigen. Dafür braucht es Transparenz über die jeweilige Netzsituation sowie eine Prüfung der Auswirkungen auf Netze und Erzeugungsanlagen. Allerdings liegt bislang keine einheitliche, transparente Datengrundlage vor. Zudem ist derzeit ein ausschließlich rückblickender Betrachtungszeitraum vorgesehen, der weder bereits geplanten Netzausbau noch zugesagte Netzanschlüsse berücksichtigt. **Der BDEW fordert daher, die zugrunde liegenden Annahmen und Berechnungen der Regelung zu kapazitätslimitierten Netzgebieten gemeinsam mit den beteiligten Ministerien und der Energiebranche noch vor dem Kabinettsbeschluss zu klären**. **Ohne diese Transparenz kann aus Sicht des BDEW keine abschließende Festlegung zur Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete erfolgen – andernfalls drohen erhebliche Unsicherheiten für Investitions- und Planungsentscheidungen der Branche.**

Der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien darf nicht durch ein Instrument mit unbekannten Auswirkungen erheblich 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. **Zu prüfen ist insbesondere die kumulative Wirkung von SAL in kapazitätslimitierten Gebieten.**

Es ist aktuell grundsätzlich nicht bewertbar, wie die zahlreichen parallel diskutierten Instrumente – etwa Baukostenzuschüsse (BKZ) für Einspeiser, Einspeiseentgelte, die Einschränkung des finanziellen Ausgleichs bei Redispatch, die SAL – kumulativ auf Zubau und Standortwahl der Erneuerbaren-Energien-Anlagen sowie die tatsächliche Netzauslastung wirken. Zu berücksichtigen ist dabei auch, 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 in kapazitätsbegrenzten Netzgebieten. 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 bewerten.

Abzulehnen ist die Einbeziehung der vom ÜNB angewiesenen, aber im VNB-Netz abgeregelten Strommengen, zumal der entsprechende Netzausbau nicht vom VNB priorisiert werden kann.

Der BDEW kann dem vorliegenden Vorschlag daher nicht zustimmen: Die Maßnahmen des Netzanschlusspakets, mögliche Neuregelungen der Netzentgeltsystematik im AgNes-Prozess der Bundesnetzagentur sowie die vorgesehenen Änderungen im EEG führen in ihrer Gesamtheit zu kumulativen Mehrbelastungen. Diese können den wirtschaftlichen Spielraum von Projekten erheblich einschränken und ihre Realisierung gefährden. Zudem fehlt bislang eine hinreichende Datengrundlage. Die derzeit noch offenen Umsetzungsfragen schaffen erhebliche regulatorische Unsicherheiten. Für Projektentwickler sind die wirtschaftlichen Auswirkungen und die Investitionsbedingungen derzeit nicht verlässlich kalkulierbar. Der Erneuerbaren-Ausbau steuert damit auf eine Reise ins Ungewisse zu.

Der BDEW wird daher im Folgenden zu kapazitätslimitierten Gebieten sowie zu einer deutschlandweiten SAL ausschließlich fachliche Hinweise zu offenen Umsetzungsfragen geben, die aber nicht als grundsätzliche Befürwortung oder Ablehnung zu verstehen sind.

Zu den Punkten Transparenz, Netzanschlussverfahren, Digitalisierung, Standardisierung sowie Priorisierung und Zuteilung von Kapazitäten sieht der BDEW durchweg gute Ansätze im Referentenentwurf, die nur in Einzelpunkten noch im Hinblick auf die praktische Umsetzbarkeit angepasst werden sollten.

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. **Ebenso erforderlich ist ein konsequenter und effizienter Ausbau der Netzinfrastruktur, um die volkswirtschaftliche Resilienz und Leistungsfähigkeit des Energiesystems dauerhaft zu sichern.** Insbesondere in Netzengpassgebieten braucht es dafür mehr Transparenz sowie deutlich einfachere und schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren. **Neben dem Netzpaket ist daher ein ergänzendes Beschleunigungspaket für den Netzausbau notwendig, das auf Planungs- und Genehmigungsprozesse zielt und zu spürbaren Verkürzungen der**

Verfahren führt. Der BDEW hat diesbezüglich ein Positionspapier mit kurzfristig möglichen konkreten Maßnahmen zur Beschleunigung des 110 kV-Hochspannungsnetzausbaus 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 Flexibilitäten** – 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:

- **Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete nur auf Basis transparenter, einheitlicher und aktueller Datengrundlage**
  Der BDEW sieht weiteren Prüfbedarf bei den geplanten Regelungen zu kapazitätslimitierten Netzgebieten. Es braucht belastbare Datengrundlagen sowie eine Bewertung der Auswirkungen auf Wirtschaftlichkeit und Investitionen für alle potenziell betroffenen Netzgebiete.
- **Kumulative Wirkung von SAL, kapazitätslimitierten Gebieten und weiteren Instrumenten vor Anwendung klären**
  Wie SAL, die Einschränkung des Redispatch-Ausgleichs, BKZ und Einspeiseentgelte kumulativ auf EE-Zubau, Standortwahl und Netzauslastung wirken, ist bislang nicht bewertbar und muss dringend geprüft und geklärt werden.
- **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, die bei der Festsetzung der Instrumente berücksichtigt werden müssen. Es sollte allein auf die vom VNB abgeregelten Mengen abgestellt werden.
- **Netzanschlussverfahren müssen schneller, digitaler und standardisierter werden**
  Der BDEW unterstützt die Modernisierung des Netzanschlussregimes ausdrücklich. Standardisierte, digitalisierte und transparente Prozesse sind notwendig, um den stark

steigenden Anschlussbedarf durch EE-Anlagen, Industrie, Speicher, Rechenzentren, Elektromobilität und Wärmepumpen bewältigen zu können.

- **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 Ermöglichungspaket seitens der Politik unterbreitet: Kurzfristige Maßnahmen zur Beschleunigung des 110 kV-Hochspannungsnetzausbaus.

- **Flexiblere Nutzung vorhandener Netzkapazitäten benötigt praktikable und rechtssichere Regeln**
  Instrumente wie flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA), gemeinsame Standortnutzung (Co-Location) oder Reservierungsverfahren können helfen, Netzkapazitäten effizienter zu nutzen. Da sie technisch komplex und bislang nicht ausreichend erprobt sind, braucht es für verpflichtende FCA einen praktikablen und rechtssicheren Rahmen. Die Förderung von Co-Location von Verbrauchs- oder Erzeugungskonstellationen mit Speichern im Rahmen von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen sieht der BDEW als sinnvoll an. Diese Umsetzung sollte allerdings mit Augenmaß erfolgen, da nicht jeder zusätzliche Speicheranschluss technisch sofort realisierbar ist.

- **Priorisierung von Netzanschlüssen mit klaren und diskriminierungsfreien Kriterien**
  Der BDEW unterstützt Priorisierungsmöglichkeiten bei Netzengpässen, fordert aber insbesondere für die Verteilernetze klare gesetzliche Regeln mit ausreichender Transparenz und Vereinheitlichung einerseits und Flexibilität für die Umsetzung in der Praxis andererseits. Eine Anwendung der ÜNB-Grundsätze für die Priorisierung bei den VNB ist nicht sachgerecht. Gleichzeitig muss Bestandsschutz für bereits zugesagte Netzanschlüsse gelten.

- **Zuteilung von Netzkapazität im Engpassfall für Verteilernetz benötigt eigene Regeln**
  Verteilnetze unterscheiden sich deutlich vom Übertragungsnetz. Sie sind regional geprägt und müssen konsequent Versorgungszuverlässigkeit gewährleisten und sollen darüber hinaus Wärmeplanung und Verkehrswende ermöglichen. Das ÜNB-Verfahren zur Zuteilung von Netzanschlusskapazität lässt sich daher nicht eins zu eins übertragen. Je nach Netzgebiet können im Verteilernetz Verfahren wie Repartierung, Reifegradverfahren oder andere Ansätze für Anschlusspetenten und Netzbetreiber bessere Lösungen bieten. Dies sollte gesondert für die VNB geregelt werden.

- **Mehr Transparenz über Netzkapazitäten – Sicherheit aber nicht aus dem Auge verlieren**

Geografische Netzkarten und unverbindliche Netzanschlussauskünfte können dabei helfen, die Zahl der Anschlussbegehren insgesamt zu reduzieren, da sie mehr Transparenz für die Netzanschlusspetenten herstellen und es ihnen ermöglichen, sich auf wirtschaftlich sinnvolle Projekte zu fokussieren. Das begrüßt der BDEW. Die unverbindliche Netzanschlussprüfung muss aber praxistauglich und möglichst bürokratiearm ausgestaltet werden. Zur Berücksichtigung berechtigter Sicherheitsbedenken sollten Netzkarten und unverbindliche Netzanschlussauskünfte zusätzlich nur in geschützten Räumen und nur für berechtigte Interessierte zugänglich gemacht werden können.

- **Digitale Netzanschlussportale sind richtig, die pauschale Umsetzungsfrist aber unrealistisch**
  Die Branche unterstützt die vollständige Digitalisierung der Netzanschlussprozesse. Die vorgesehenen pauschalen Fristen bis 2028 sind angesichts des notwendigen und erheblichen Standardisierungs- und IT-Aufwands jedoch nicht generell umsetzbar. Es braucht einen realistischen, flexibleren Zeithorizont bis 2030. Früher umsetzbare Aspekte bei der Vereinfachung, Standardisierung und Digitalisierung sollten hier zeitlich vorgezogen werden 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. Gleichzeitig muss verhindert werden, dass sich verschiedene Regulierungsinstrumente kumulieren und Investitionen in EE-Anlagen wirtschaftlich gefährden. Kohärenz bei der Gesetzgebung ist zentral.
- **Die „Einspeisesteckdose“ bzw. vorausschauender Netzausbau wird ausdrücklich unterstützt**
  Netzbetreiber sollen Erzeugungsschwerpunkte frühzeitig antizipieren und Infrastruktur proaktiv errichten können. Dafür braucht es regulatorische Absicherung, schnellere Genehmigungen und bessere Datengrundlagen.

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 Recht zur Kürzung von Netzkapazitäten, § 17 Absatz 1a EnWG-E

Mit einem neuen Abs. 1a werden die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen berechtigt, nach Zustandekommen eines Netzanschlussverhältnisses die vorzuhaltende Leistung auf den höchsten gemessenen Leistungswert der vergangenen drei Jahre anzupassen, wenn sich herausstellt, dass die vorzuhaltende Leistung über einen Zeitraum von mehr als drei Jahren nicht oder nicht in der vereinbarten Höhe in Anspruch genommen wurde.

Die Auffassung, dass ein solches Recht besteht und genutzt werden kann, hatte die BNetzA für Bezugsanlagen bereits in ihrem „Positionspapier zu vertraglichen Regelungen beim Netzanschluss, insbesondere zur Leistungsunter- und -überschreitung“ aus dem Jahr 2009 vertreten, ohne Angabe eines bestimmten Zeitraums der Nichtnutzung der vereinbarten Kapazität.

Insbesondere mit Blick auf längere Zeiträume und der bestehenden Knappheit an Anschlusskapazität erscheint diese Regelung grundsätzlich sinnvoll. Sie kann dazu beitragen, dass für bestehende Netzanschlüsse, die nach längerer Zeit anders genutzt werden (z.B. Industriebrachen) keine unnötig hohen Netzanschlusskapazitäten vorgehalten werden müssen und für andere Nutzung zur Verfügung stehen. Grundsätzlich ist auch der angegebene Zeitraum von drei Jahren für eine Rückschau sinnvoll. Zu überlegen wäre allerdings einen längeren Zeitraum z.B. von fünf Jahren zu wählen. Insgesamt ist sicherzustellen, dass die Reduzierung nur erfolgt, wenn der Anschlussnehmer bzw. der Anschlussnutzer die ursprünglich vereinbarte Leistung gesichert über einen absehbaren Zeitraum nicht mehr nutzt. Andernfalls würde die Umsetzung nur zu deutlichem Mehraufwand auf allen Seiten führen.

2.1.1 Kein einseitiges Kürzungsrecht in Ausnahmefällen

Die Regelung in dieser Form erscheint vor allem für seit langer Zeit bestehende und größtenteils unverändert genutzte Anschlüsse passend. Ungeeignet hingegen ist sie für solche Vorhaben, die **gerade errichtet werden** und ihre Anschlusskapazität erst schrittweise über mehrere

Jahre hinaus vollumfänglich in Anspruch nehmen werden (ggf. in Abhängigkeit von der Marktentwicklung). Insbesondere bei Projekten in höheren Spannungsebenen kann der vollständige Abruf der beanspruchten Leistung mehrere Jahre dauern, z.B. beim Aufbau öffentlicher Ladeinfrastruktur (die zudem auf eine Skalierung zur Abbildung eines steigenden Marktanteils an Elektrofahrzeugen ausgelegt ist). Ein weiteres Beispiel sind Rechenzentren, die planmäßig schrittweise in Betrieb genommen werden und deren Leistung bzw. Auslastung sich über Jahre erhöht. BDEW geht davon aus, dass diese Fälle über die Formulierung „nicht in der vereinbarten Höhe“ abgedeckt sind. Die Begründung sollte dies möglichst klarstellen. In diesen Fällen würde die einseitige Reduzierung andernfalls vereinbarter Anschlusskapazität verhindern, dass die Anlagen in dem geplanten Umfang genutzt werden können.

In der praktischen Umsetzung durch den Netzbetreiber ist also mit Augenmaß vorzugehen, weil sich Anschlussvorhaben in einer beweglichen Hochlaufentwicklung befinden können. Daher müssen bei im Aufbau befindlichen Projekten ggf. andere Regelungen gelten, die entweder im Netzanschlussvertrag oder im Sinne einer stufenweisen Reservierung vereinbart werden können. In § 17f EnWG-E ist eine solche Reservierung bereits vorgesehen. Das Verhältnis zwischen diesen beiden Regelungen ist allerdings unklar und sollte möglichst direkt **im Gesetzestext zumindest aber in der Begründung** geklärt werden.

Nicht passend ist die Regelung auch im Fall der Bereitstellung von Leistungen, die nur in Ausnahmefällen abgerufen werden, dann aber sicher zur Verfügung stehen müssen. Für diese Fälle könnte eine Regelung erfolgen, die es dem Netzbetreiber ermöglicht, die Netzkapazitäten zumindest in der Zeit der Nichtnutzung anderweitig freizugeben.

Auch für den Netzanschluss zwischen Netzbetreibern der allgemeinen Versorgung sollte diese Regelung keine Anwendung finden.

Nicht angemessen erscheint die Kürzung auch in den Fällen, in denen die Anschlussnehmer (über die Netzanschlusskosten hinaus und unabhängig vom BKZ) direkt einen Teil der Kosten des Netzausbaus getragen haben, um den Netzanschluss nach § 17 Abs. 1 und 2 EnWG zu ermöglichen.

2.1.2 Umgang mit BKZ und nachträglicher Anschlusserweiterung

Die Kürzung von Kapazitäten greift in bestehende Netzanschlussverträge bzw. -verhältnisse ein und verändert die vereinbarte Leistung, für die der Anschlussnehmer ggf. einen Baukostenzuschuss (BKZ) gezahlt hat. Wie bei der berechtigten Beendigung des Netzanschlussvertrages führt auch die berechtigte Reduzierung der Anschlussleistung nicht zu einem Rückerstattungsanspruch. Die Begründung sollte dies klarstellen, um eventuellen Streitigkeiten vorzubeugen. Andernfalls kann der BKZ nicht die erforderliche Lenkungswirkung entfalten.

BDEW-Forderung:

Die Regelung sollte keine Anwendung finden auf:

- Anlagen, die sich im Aufbau befinden oder stark von der Marktentwicklung abhängen und nach den Vereinbarungen im Netzanschlussvertrag bzw. den im Reservierungsverfahren vorgesehenen Regelungen planmäßig ggf. schrittweise erweitert werden, insb. öffentlich zugängliche Ladepunkte nach § 2 Nr. 2 LSV und Erzeugungsanlagen, insbesondere auch weil der Anschlussnehmer hinsichtlich dieser Anlagen bereits erheblich in die eigene Infrastruktur (z.B. Umspannwerk) investiert hat; dieser planmäßig vorgesehene Aufbau ist daher vorab mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Dies sollte die Begründung noch einmal klarstellen.
- Reserveanlagen oder Anlagen, die ähnliche Dienstleistungen erbringen, die nur im Notfall benötigt werden;
- Netzbetreiber der allgemeinen Versorgung und
- in Fällen, in denen der Anschlussnehmer unabhängig von den Kosten der Errichtung des Netzanschlusses und eines BKZ – in der Regel vertraglich vereinbart – einen Teil der durch den Anschluss verursachten Netzausbaukosten direkt getragen hat, um den Netzanschluss überhaupt zu ermöglichen.

Darüber hinaus:

- Ist der Umgang mit der Zahlung bzw. Rückzahlung von BKZ und einer möglichen erneuten Beantragung der Kapazität innerhalb eines bestimmten festzulegenden Zeitraums zu klären.

  Die Regelung könnte wie folgt geändert werden:

  (1a) Stellt sich nach Zustandekommen eines Netzanschlussverhältnisses heraus, dass die für den Netzanschluss vorzuhaltende Leistung über einen Zeitraum von mehr als ~~*drei*~~ ***5*** *Jahren nicht oder nicht in der vereinbarten Höhe in Anspruch genommen wurde, sind Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen berechtigt, die vorzuhaltende Leistung auf den höchsten gemessenen Leistungswert der vergangenen drei Jahre anzupassen. Der Anschlussnehmer hat die Anpassung zu dulden. Die Erstattung von für den Netzanschluss gezahlten Baukostenzuschüssen erfolgt nicht.* ***Wird innerhalb von 5 Jahren nach der einseitigen Anpassung die vorzuhaltende Leistung erhöht, ist die Erhebung eines Baukostenzuschusses ausgeschlossen, soweit die erhöhte vorzuhaltende Leistung, die vor der Anpassung vereinbarte Leistung nicht übersteigt. Die Erhöhung erfolgt nach Maßgabe der Absätze 1 und 2 oder für Anlagen, die in den***

Anwendungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes fallen, nach den danach geltenden Regelungen.

(1b) Absatz 1a ist nicht anzuwenden auf Netzanschlüsse,

1. ***über die vorwiegend Anlagen in das Netz einspeisen oder aus dem Netz beziehen, die planmäßig nur im Bedarfsfall eingesetzt werden und die für die Dimensionierung des Anschlusses ausschlaggebend sind oder***
2. ***über die Netze der allgemeinen Versorgung an vorgelagerte Netze angeschlossen sind oder***
3. ***soweit der Anschlussnehmer Netzausbaukosten unabhängig von der Tragung von Baukostenzuschüssen und den Kosten der Errichtung des Netzanschlusses getragen hat, um den Anschluss zu ermöglichen.***

2.2 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. Zudem wird durch den Entfall einer Netzverträglichkeitsprüfung und dem Verbot der Ablehnung eine automatische Priorisierung von Energiespeichern in Co-Location-Situationen für die ggf. zusätzlich benötigte Kapazitätszuweisung erreicht. § 17 Abs. 2b EnWG-E dürfte insoweit eine Sonderregelung gegenüber § 17b EnWG-E darstellen.

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 –[1] nicht der Fall. Denn die Kapazitätsvergabe erfolgt nach dem EEG für die jeweilige Anlage – nicht für

[1] Siehe die BNetzA-FAQ „Bedarf es auch bei Netzanschlüssen in Co-Location einer eigenständigen Netzanschlussprüfung“?

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. Wenn bspw. eine PV-Freiflächenanlage mit drei Megawatt (MW) installiert ist, stehen kapazitätsseitig nicht automatisch auch die Nachtstunden für eine Einspeisung zur Verfügung.

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. Im Rahmen der ohnehin erforderlichen Mitteilung an den Netzbetreiber sollte ein vierwöchiges Vetorecht vorgesehen werden, das ausschließlich bei gravierenden Risiken für den sicheren Netzbetrieb angewandt und gegenüber dem Anschlussnehmer ausführlich und unter konkreter Bezugnahme auf den Netzanschlusspunkt transparent und nachvollziehbar begründet werden muss.

Für Anlagen, die keine Leistungserhöhung des Bestandsanschlusses auslösen, reine Bezugsanlagen sind und eine maximale Kapazität bis 30 kW nicht überschreiten, ist eine Bagatellgrenze einzuführen. Für diese Anlagen besteht kein Vetorecht des Netzbetreibers, in diesen Fällen darf keine Ablehnung erfolgen.

Hinweis: Betreiber von Leitungen, die Anlagen in Co-Location-Situationen verbinden, sind mit der Unsicherheit, der Einordnung dieser Leitungen als Netz oder als Teil der Kundenanlage konfrontiert. Hier bedarf es einer möglichst schnellen europarechtskonformen Lösung, wenn auch nicht im vorliegenden Gesetzentwurf.

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 hinzutretenden Speicher in Co-Location EEG-Anlage für automatische Netzanschlussbewilligung.

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. Für Projektierer ist nicht unbedingt transparent und vorhersehbar, auf welcher Grundlage bestimmte Einschränkungen von Netzbetreibern gefordert werden. Dies betrifft insbesondere Piloten, die bereits vollflexible Netzanschlussverträge umsetzen. Im Zusammenhang mit der Umsetzung von flexiblen Netzanschlussverträgen in die Praxis wäre zudem ein Mindestmaß an inhaltlicher Vereinheitlichung durch die BNetzA sinnvoll. Dies würde mehr Sicherheit für alle Parteien schaffen. Die Verbände arbeiten derzeit an verschiedenen Mustervereinbarungen, die im Ergebnis - wie andere Muster - von der BNetzA festgelegt werden können.

2.3 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.

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

Die vorgeschlagene Regelung in § 17b Abs. 1 EnWG-E soll den Übertragungsnetzbetreibern eine grundsätzliche Priorisierung von vorliegenden Netzanschlussbegehren ermöglichen und stellt ausdrücklich fest, dass für bestimmte erwartete Anschlussbegehren im Rahmen einer Priorisierung auch Kapazität freigehalten werden kann. **Das Freihalten von Kapazität ist damit**

als eine Form der Priorisierung legal definiert und gilt sowohl für die Priorisierungsgrundsätze der ÜNB als auch der VNB. § 17b Abs. 2 EnWG-E soll den Verteilernetzbetreibern die Berechtigung geben, die von den ÜNB anhand der Kriterien in Absatz 1 der Regelung aufgestellten und von der BNetzA bestätigten Grundsätzen in ihrem Netzgebiet entsprechend anzuwenden.

2.4.1 Grundsätze zur Priorisierung

Die Priorisierung durch das Freihalten von Netzanschlusskapazitäten ist eine Form der Kontingentierung für unterschiedliche Netzanschlussnehmer (EE-Anlagen, Batterien, Industrie, Ladeparks, Rechenzentren, Elektrolyseure etc.) bis hin zu Kapazitäten für eine Elektrifizierung des Wärmebereichs und erfordert wirtschafts- und industriepolitische Abwägungen, die die Netzbetreiber nicht ohne einen hinreichend konkreten rechtlichen Rahmen selbst übernehmen können und sollten.

Es ist Aufgabe der Politik, Zielvorgaben zu definieren sowie konkrete Strategien zu entwickeln, um unterschiedliche Netzanschlussnehmer entsprechend zu berücksichtigen und Zielkonflikte zu lösen. Diese verbindlichen Zielvorgaben können dabei neben dem EnWG stehen und müssen klare und verbindliche Rahmenbedingungen festlegen, die die Netzbetreiber optimalerweise bereits langfristig bei ihrer Planung berücksichtigen können.

Auf der Basis der in § 17b Abs. 1 und 2 EnWG-E vorgegeben Kriterien sollten die Netzbetreiber allgemeine Grundsätze entwickeln, die dem Verfahren zur Zuteilung von Netzanschlusskapazität zugrunde gelegt werden können. Die Priorisierung nach § 17b EnWG-E ist zudem nur dann erforderlich, wenn die Nachfrage nach Anschlusskapazität zu einer bestimmten Zeit an einem bestimmten Ort, das Angebot übersteigt. Sie sollte nur in Spannungsebenen oberhalb der Niederspannung Anwendung finden.

Insgesamt sollte das Verfahren für Netzbetreiber eine möglichst rechtssichere aber zugleich auch flexible Grundlage bilden, um zwischen unterschiedlichen Anschlussbegehren basierend auf sachlich gerechtfertigten Gründen diskriminierungsfrei zu entscheiden.

Priorisierungen in Netzgebieten sind außerdem grundsätzlich ein Indikator für besonders dringenden Netzausbaubedarf. Die Einführung transparenter Priorisierungsverfahren muss daher mit zusätzlichen Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus verknüpft werden. Der BDEW legt hierzu in seinem aktuellen Positionspapier „Beschleunigungspaket für den Hochspannungsnetzausbau“ konkrete Vorschläge vor, wie Planung, Genehmigung und Umsetzung von Netzausbauvorhaben spürbar beschleunigt werden können.

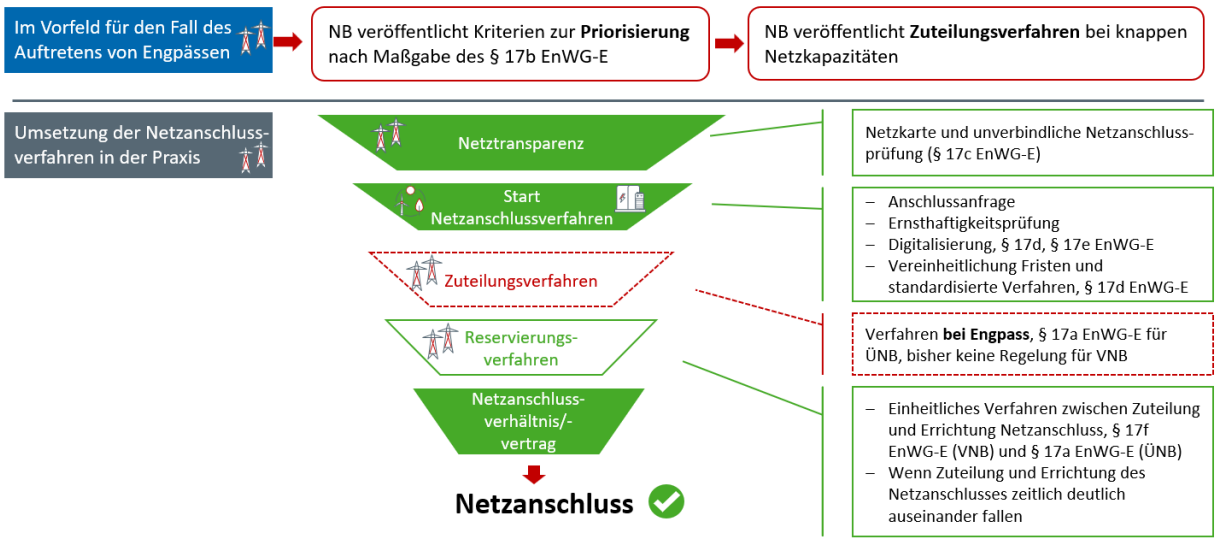
2.4.2 Zuteilung von Netzkapazität

Für eine umsetzbare und transparente Übertragung der allgemeinen Priorisierungskriterien in die Praxis bedarf es der weiteren Konkretisierung der im Gesetz für die Netzbetreiber genannten Kriterien in entsprechende Grundsätze für die Priorisierung. Für die Übertragungsnetzbetreiber ist dies im Rahmen des Verfahrens nach § 17a EnWG-E geplant. Falls ein Netzengpass und die Notwendigkeit zur Priorisierung bestehen, ist für die Verteilernetzbetreiber das Verfahren noch zu klären. Bisher sieht der EnWG-Entwurf für die Verteilernetzbetreiber eine solche Regelung nicht vor. Für die Zuteilung von Kapazität werden auf Basis der geltenden Rechtslage in der Praxis für die Entnahme bereits verschiedene Verfahren verwendet. Insgesamt gehören dazu unter anderem das Reifegradverfahren, das Repartierungsverfahren und das Windhundverfahren. Weitere Varianten sind denkbar. Das von den ÜNB angewendete Reifegradverfahren ist nicht ohne weiteres auf alle Anschlusssituationen in den Verteilnetzen übertragbar. Die Verteilnetzbetreiber sollten neben der bisherigen Abarbeitung der Netzanschlussbegehren nach Eingang oder nach Reifegrad auch die Möglichkeit haben, die Kapazitäten im Repartierungsverfahren oder in anderen diskriminierungsfreien Verfahren zuzuteilen. Nur so lassen sich die unterschiedliche Netztopologie und unterschiedliche Situation der Netzanschlusskonkurrenz (Stadt/Land, Hochspannung/Mittelspannung, etc.) berücksichtigen, um möglichst sinnvolle Ergebnisse erzielen.

⇨ **Der BDEW schlägt dringend vor, die gesetzlichen Grundlagen für das Verfahren zur Zuteilung von Netzkapazität im Verteilernetz separat zu regeln.**

Das nachfolgende Schaubild soll den Zusammenhang zwischen Priorisierung, Zuteilung und Reservierung verdeutlichen und das Verständnis des BDEW erläutern, das dieser Stellungnahme zugrunde liegt:

Einordnung: Priorisierung, Zuteilung, Reservierung



Die zeitliche Abfolge sieht der BDEW daher wie folgt:

- **Im Vorfeld: Entwickeln von Kriterien zur Priorisierung (ÜNB nach § 17a, VNB-Konkretisierung in allgemeinen Grundsätzen zur Priorisierung)**
- **Im Vorfeld: Entwickeln und Veröffentlichen eines Zuteilungsverfahrens nach diesen Kriterien sofern erforderlich (Engpässe bei Netzanschlusskapazität**) (ÜNB nach § 17a, VNB Umsetzung der allgemeinen Grundsätze in ein Zuteilungsverfahren)
- **Im Vorfeld: Transparenz:** Erste Information für Projektierer, wo hinreichend Netzkapazität vorhanden ist und wo Netzengpässe vorliegen
- **Konkretes Begehren: Netzanschlussprozess:**
  - Unverbindliche Netzanschlussanfrage: für eine erste Einschätzung
  - Verbindliche Netzanschlussanfrage/Netzanschlussbegehren
  - Weiterer Informationsaustausch in einem digitalisierten, weitgehend standardisierten und mit einheitlichen Fristen versehenen Verfahren
    - Netzverträglichkeitsprüfung
    - Ggf. Zuteilungsverfahren unter Berücksichtigung der Priorisierungskriterien bzw. -grundsätze (soweit anwendbar)
    - Mitteilung, wo, wann und mit ggf. welchen Einschränkungen der Netzanschluss möglich ist – ggf. Übergang zu Verfahren für den Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung (Angebot Netzanschluss)

- **Konkretes Begehren: Reservierungsverfahren:**
  - Übergang in einheitliches, zeitlich klar geregeltes Reservierungsverfahren, um den Zeitraum zwischen Realisierung und tatsächlichem Netzanschluss abzusichern (Einspeisung) oder Abschluss Netzanschlussvertrag (Entnahme)
- **Abschluss des Verfahrens: Netzanschluss und Zahlung BKZ (soweit anwendbar)**

2.4.3 Priorisierungskriterien in Absatz 1

Die Kriterien zur Priorisierung in Absatz 1 sind grundsätzlich sinnvoll, ausgewogen und allgemein genug gewählt, so dass sie auch in der Zukunft eine Vielzahl von Fällen abdecken können. Sie finden grundsätzlich Anwendung für die Entscheidung darüber, welche Anschlussbegehren eine Anschlusszusage bzw. in welcher Reihenfolge sie sie erhalten, wenn die Nachfrage an Anschlusskapazität, die zur Verfügung stehenden Ressourcen übersteigt. Die Übertragungsnetzbetreiber können auf dieser Grundlage allgemeine Verfahren festlegen und genehmigen lassen, nach denen sie die vorliegenden Anschlussbegehren auf der Grundlage dieser Kriterien grundsätzlich priorisieren. Die Kriterien bilden die Basis für den sachlichen Grund, der eine unterschiedliche und diskriminierungsfreie Behandlung von ähnlichen Anschlussbegehren ermöglicht, die nicht alle realisiert werden können. Dabei sollte klargestellt werden, dass sich das neue Verfahren nicht auf bereits zugesagte Netzanschlusskapazitäten bezieht.

Die Freihaltung von Kapazitäten ist gesetzlich definiert. Ein Unterthema bei der Priorisierung von Anschlussbegehren betrifft die Kapazität für Netzanschlussbegehren, die zwar mit hoher Wahrscheinlichkeit in der Zukunft zu erwarten sind, sich aber noch nicht in konkreten Anschlussbegehren konkretisiert haben (Freihaltung für zukünftige Vorhaben). Entsprechendes hatte der BDEW bereits in seinen Stellungnahmen zur Energierechtsnovelle 2024 sowie 2025 gefordert.

Richtig ist, die Priorisierung anhand der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu ermöglichen (**Nummer 1**). Aus Sicht des BDEW sollten dabei auch die Aspekte der Sektorenkopplung mitgedacht werden. Dies sollte als Priorisierungskriterium auch klar formuliert werden, damit dieses Kriterium gleichrangig mit den anderen gesetzlich vorgegebenen Kriterien den Ausschlag geben kann.

Bei der Priorisierung gesetzlicher Zielvorgaben nach **Nummer 2** für den Ausbau u.a. von Erzeugungsanlagen ist auch das Wärmeplanungsgesetz (WPG) zu beachten. Das WPG enthält in § 2 Abs. 1, Abs. 3 und § 29 Abs. 1 wichtige gesetzliche Zielvorgaben auf dem Weg zur Netto-Treibhausgasneutralität. Die knappen Netzkapazitäten insbesondere in Ballungsräumen, stellen auch ein Hindernis bei der Erreichung der im WPG geregelten Ziele zur Dekarbonisierung der Fernwärme dar, wenn z.B. Großwärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen nicht rechtzeitig

angeschlossen werden können. Das WPG sollte daher neben dem EEG als weiterer Bezugspunkt für die Priorisierung von Netzanschlussbegehren aufgrund von bestehenden gesetzlichen Zielvorgaben in der Gesetzesbegründung Erwähnung finden.

Im Rahmen der in Nummer 2 erwähnten Ziele sieht der BDEW auch die Ziele der „Nationalen Wasserstoffstrategie“ als wesentlich an. Sie stehen anders als die Ziele der Wärmewende (voraussichtlichen Wärmeverbrauch und zur Art der Wärmeversorgung unter Berücksichtigung der Ergebnisse von Wärmeplanungen) und der Verkehrswende (Berücksichtigung von Prognosen des Bundesministeriums für Verkehr zum Ausbaubedarf an öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur), die zumindest in § 14d EnWG ausdrücklich im EnWG erwähnt sind, nicht unmittelbar im Vordergrund und sollten daher nach Möglichkeit ebenfalls in der Begründung erwähnt werden. So können bei der Verteilung von knapper Kapazität auch die erwarteten Anschlüsse von Elektrolyseuren berücksichtigt werden.

Mit Blick auf das in **Nummer 5** genannte Kriterium der effizienten Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch mehrere Anschlussnehmer wäre es vorteilhaft, in der Gesetzesbegründung noch einmal ausdrücklich klarzustellen, dass dies auch die Verbindung von Speichern und Erzeugung (Co-Location) umfasst. Darüber hinaus sieht der BDEW durch dieses Kriterium auch Repowering-Sachverhalte umfasst, da auch diese Sachverhalte zu einer effizienteren Nutzung bestehender Anschlüsse beitragen. Auch diesen Punkt sollte die Begründung ausdrücklich aufgreifen. Insbesondere sollte so auch die rechtssichere Möglichkeit geschaffen werden, dass in bestehenden Co-Location-Konstellationen hinzugetretene Anlagen mit flexiblen Netzanschlussvereinbarungen die Kapazität der Bestandsanlage übernehmen können.

Bisher geht die Begründung eher auf die Verbindung mehrerer Anschlussnutzer ein, aber nicht auf die Erweiterung bestehender Anlagen, die nur an diesem besonderen vorfestgelegten Ort stattfinden kann. Dies gilt nicht nur für die Erweiterung bei Erzeugungs-, sondern auch bei Verbrauchsanlagen. Bei Verbrauchsanlagen können ggf. auch Elektrolyseure zu einer effizienten Anschlussnutzung beitragen.

Der BDEW geht außerdem davon aus, dass über den in **Nummer 6** genannten Punkt, der eine Priorisierung über die Raumordnungs- und Bauleitplanung ermöglicht, auch solche Verfahren priorisiert werden können, die über planerische Vorgaben ortsgebunden sind und deren Flächen bestimmte Nutzungen vorgesehen sind. Hier sollte insbesondere neben der Raumordnungs- und Bauleitplanung die Standortgebundenheit ausdrücklich hinzugefügt werden. Wenn etwa ein Anschlusspetent nicht ortsflexibel ist, dann sollte zwischen solchen Anschlussbegehren, die in der Bauleitplanung grundsätzlich berücksichtigt sind und anderen, priorisiert werden können.

Von der Bauleitplanung – wie in § 1 BauGB – sind der Flächennutzungsplan (vorbereitender Bauleitplan) und der Bebauungsplan (verbindlicher Bauleitplan) umfasst. Wie in der Begründung dargestellt, können daher unterschiedlichste in der Nutzung von Flächen vorgesehene Industrie- und Gewerbevorhaben priorisiert werden. Die Begründung nennt hier Rechenzentren und Wärmepumpen; sie sollte zudem weitere Beispiele wie Lade-Hubs oder andere Industrieanlagen erwähnen, für die in Bebauungsplänen ebenfalls Flächen ausgewiesen werden können und die in diesem Sinne dann ebenfalls ortsgebunden sind. Die Begründung sollte in diesem Zusammenhang außerdem klarstellen, dass auch Pläne Berücksichtigung finden können, die sich noch in Aufstellung befinden, selbst wenn diese noch nicht rechtsverbindlich sind.

Die Option, standortgebundene Anlagen, darunter Windenergieanlagen an Land, Elektrolyseure (Nähe zum H2-Kernnetz notwendig) oder standortgebundene Speicher (wie Pumpspeicher) zu priorisieren, ist in jedem Fall notwendig.

Zu begrüßen sind daher die Regelungen in Nummer 5 für Anlagen in Co-Location und Repowering sowie in Nummer 6 für planerisch standortgebundene Anlagen, bei denen der Anlagenbetreiber nicht auf andere Standorte ausweichen kann. Nicht standortgebundene Vorhaben können eher in andere Gebiete verlagert werden und sollten nachrangig behandelt werden, wenn Kapazitäten knapp sind.

⇨ **Die Kriterien in Absatz 1 des Gesetzentwurfes sind sinnvoll gewählt, bedürfen aber der Erläuterung durch Beispiele zumindest in der Gesetzesbegründung und an einigen Stellen auch der Konkretisierung im Gesetzestext.**

In diesem Zusammenhang sollten zudem Regelungen aufgenommen werden, wann und unter welchen Voraussetzungen die erstmalig festgelegten Verfahren angepasst werden dürfen und freigehaltene Kapazitäten von den Netzbetreibern wieder freigegeben werden müssen.

2.4.4 Priorisierungskriterien und Freihalten von Kapazität im Verteilernetzbereich, Absatz 2

Die Regelung in Absatz 2 bedarf aus mehreren Gründen einer Konkretisierung bzw. einer Anpassung auf die Besonderheiten der Verteilernetzbetreiber.

Die allgemeine Möglichkeit der Priorisierung, die auch das Freihalten von Netzkapazität erfasst, sollte sowohl für ÜNB als auch für VNB gegeben sein. Die einzelnen gesetzlich genannten Kriterien für die Priorisierung durch die VNB sollten zum besseren Verständnis separat geregelt sein. Der Kriterienkatalog im Gesetz sollte entsprechend differenziert und auf die VNB angepasst werden. Dies ist unter anderem im Hinblick auf die entstehenden Bedarfe in

kommunalen Wärmeplänen, der Verkehrswende und sonstigen Bedarfen für der allgemeinen Energieversorgung relevant.

Sollte eine solche Anpassung im Gesetzestext nicht erfolgen, wäre trotzdem begrüßenswert, wenn zumindest die Gesetzesbegründung klarstellt, dass auch Verteilernetzbetreiber im Engpassfall nicht nur konkrete Anschlussbegehren priorisieren, sondern auch für erwartete Anschlussbegehren Kapazität freihalten dürfen. Dann sollten die Kriterienkataloge analog gelten. Idealerweise sollten in diesem Fall auch Beispiele aus dem Verteilernetzbereich genannt werden.

Fest steht, dass die für die Verteilernetzbetreiber nutzbaren Kriterien und allgemeinen Grundsätze für die Priorisierung **nicht** auf die von ÜNB nach § 17a EnWG-E entwickelten und von der BNetzA bestätigten Grundsätze beschränkt sein können.

Die Priorisierung der VNB hinge sonst unmittelbar von dem Genehmigungsverfahren ab, das die ÜNB mit der Behörde führen und auf dessen Ausgang die VNB keinen Einfluss haben. Die von den ÜNB beantragten und von der BNetzA genehmigten Grundsätze im Übertragungsnetz können oder werden bestimmte Aspekte naturgemäß nicht thematisieren, da sie auf der Übertragungsnetzebene keine Rolle spielen. Das Ergebnis ist daher nicht oder nur sehr bedingt übertragbar.

- ⇨ **Die generelle Möglichkeit der Priorisierung und Freihaltung von Kapazitäten sollte ausdrücklich für alle Netzbetreiber gelten.**
- ⇨ **Die Umsetzung der Priorisierung durch die VNB in Absatz 2 sollte nicht ausschließlich auf die genehmigten Grundsätze der ÜNB verweisen, sondern zum besseren Verständnis separat geregelt sein.**

Die Kriterien, die der Schaffung allgemeiner Grundsätze zur Priorisierung zugrunde liegen, sollten für ÜNB und VNB getrennt werden. Für die Entscheidungen der VNB spielen andere Faktoren eine Rolle. Bestimmte Anschlussnutzer werden vornehmlich an das Verteilernetz und nicht an das Übertragungsnetz angeschlossen. Der Bedarf von Unternehmen der Daseinsvorsorge und der steigende Bedarf in der Niederspannung inklusive aller Einzelhaushalte müssen bei der Priorisierung berücksichtigt werden können. Auch die Umsetzung der Wärmewendeziele spielt im Verteilernetz ebenso wie die Errichtung von Ladepunkten oder Lade-Hubs eine deutlich größere Rolle. Die oben zu § 17b Satz 2 Nr. 5 und 6 EnWG-E genannten Anwendungsfälle (Co-Location und Repowering), die zumindest auch die Erzeugungsanlagen betreffen, aber auch Industrie- und Gewerbegebiete und kommunale Planungen, haben auf Verteilnetzebene ebenfalls eine sehr hohe Relevanz. Für die VNB sind die Regionalszenarien entscheidend, nicht der Szenariorahmen. In Nummer 1 wäre nicht die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, sondern der Netze (nach § 14 EnWG) die richtige Formulierung. In Nummer 4, wären vor-, nach- und nebengelagerte Netzbedarfe zu berücksichtigen, statt nur vorgelagerte und nebengelagerte Netzebenen. Um den Bedarf der Niederspannung angemessen berücksichtigen zu können, sollen auch andere Netzebenen des eigenen Netzes besonders im Gesetz genannt werden und nicht nur andere Netze.

- ⇨ **Für die VNB sollten die bereits im Entwurf in den Nummern 1 bis 6 genannten Kriterien für die ÜNB auf die VNB angepasst und separat im Gesetz geregelt werden, um Unsicherheit und absehbar entstehende Auslegungsfragen zu vermeiden.**
- ⇨ **Die Priorisierung (inklusive Freihaltung) und die darauf beruhende Zuteilung von Anschlusskapazität sollte nur in Spannungsebenen oberhalb der Niederspannung und für Anlagen mit mehr als 30 kW gelten.**

Erwartbare Leistungshochläufe in den nachgelagerten Netzebenen müssen bereits bei der Planung der vorgelagerten Netzebenen berücksichtigt werden. Solche künftigen Leistungsbedarfe können zum Beispiel durch neue Baugebiete, Veränderungen infolge der kommunalen Wärmeplanung oder durch Rückspeisungen aus dem Zubau kleiner Erzeugungsanlagen entstehen.

Damit diese Entwicklungen später netztechnisch bewältigt werden können, müssen in den vorgelagerten Netzen rechtzeitig entsprechende Kapazitäten eingeplant und vorgehalten werden. Solange jedoch keine konkreten politischen Ziele und verbindlichen Rahmenbedingungen für den Netzausbau bestehen, entsteht häufig ein Zeitverzug. Netzbetreiber erkennen zwar bereits einen künftigen Bedarf, konkrete Netzanschlussbegehren gehen aber oft erst deutlich später ein. Bei der Ermittlung künftiger Leistungsbedarfe ist dabei ein realistischer Zeithorizont zugrunde zu legen. Dieser sollte sich daran orientieren, auf welcher Spannungsebene der jeweilige Leistungsanstieg zu erwarten ist.

Zu begrüßen ist der schon bisher in Absatz 2 enthaltene Verweis auf die dem Regionalszenario nach § 14d Abs. 3 EnWG zugrunde zu legenden Annahmen, wie unter anderem die Berücksichtigung der Bedarfe der Anforderungen aus der Wärme- und Verkehrswende. Dies wird es den Netzbetreibern ermöglichen, ihrer Planung entsprechend Kapazität für den Anschluss derartiger Anlagen vorzusehen, auch wenn noch keine konkreten Anschlussbegehren vorliegen.

⇨ **Verteilernetzbetreiber müssen auf der Grundlage der im Gesetz für die VNB geltenden Kriterien für die Priorisierung eigene VNB-Grundsätze ableiten können unter Berücksichtigung der Bedarfe der Unternehmen der Daseinsvorsorge und des Kapazitätsbedarfs für die Niederspannung und unabhängig von den Übertragungsnetzbetreibern.**

⇨ **Eine Umsetzungsmöglichkeit, die eine möglichst hohe Verbindlichkeit bei verbleibender Flexibilität für die konkrete Umsetzung vor Ort schafft, könnte folgendes Vorgehen sein:**

- Erarbeitung **gemeinsamer allgemeiner Grundsätze** auf der Grundlage der im Gesetz genannten Kriterien
- **Bestätigung (Genehmigung)** durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) und Veröffentlichung der allgemeinen Grundsätze
- Umsetzung der bestätigten/genehmigten allgemeinen Grundsätze in **Verfahren zur konkreten Zuteilung** von Kapazität bei Bedarf (Kapazitätsmangel) oder absehbarem Bedarf
- **Veröffentlichung und Anzeige** des konkret gewählten Verfahrens und dessen Anwendung auf bestimmte Netzgebiete und Spannungsebenen.

Die Pflicht in der derzeit geplanten Form, Priorisierungsgrundsätze sowohl auf der Internetseite des jeweiligen Netzbetreibers als auch auf der Plattform nach § 14e EnWG zu veröffentlichen, ist in Zeiten der Bürokratievermeidung nicht sinnvoll. Eine solche Doppelveröffentlichung würde dauerhaften und unnötigen Pflege- und Abstimmungsaufwand verursachen ohne zusätzlichen Transparenzgewinn zu bringen. Diese Pflicht erhöht zugleich das Risiko inkonsistenter oder veralteter Veröffentlichungsstände. Zusätzliche Veröffentlichungs- und Aktualisierungspflichten führen zu neuer Dauerbürokratie (Erstellung und Abstimmung der Inhalte, laufende Aktualisierung, Qualitätssicherung sowie technische Umsetzung auf der Plattform) und stehen im Widerspruch zu den politischen Zielen des Bürokratieabbaus und der Verfahrensvereinfachung.

⇨ **Die Veröffentlichung der Anwendung der Priorisierung auf dem Portal des Netzbetreibers sollte ausreichend sein. Die gemeinsame Internetplattform nach § 14e EnWG**

sollte hierzu lediglich einen standardisierten Verweis (Weiterleitungslink) je Netzbetreiber bereitstellen.

Bei der Umsetzung der Anforderungen des Gesetzes müssen die Netzbetreiber insgesamt mit großer Sorgfalt vorgehen. Verfahren, die sich als nicht wirksam oder fehlerhaft erweisen, müssen angepasst werden. Darauf soll den Anschlusspetenten ein Anspruch zustehen (§ 32 Abs. 1 EnWG). Bei der bestehenden Rechtslage und den vielfältigen zum Teil gegenläufigen Anforderungen, die die Netzbetreiber in ihrem Verfahren vereinbaren müssen, sollte die Haftung nach § 32 Abs. 3 EnWG auf Vorsatz und grobe Fahrlässigkeit begrenzt werden.

⇨ **Hat ein Netzbetreiber ein entsprechendes Verfahren mit der im Verkehr erforderlichen Sorgfalt nach bestem Wissen und Gewissen erarbeitet und durchgeführt, sollte die Haftung nach § 32 Abs. 3 EnWG ausgeschlossen sein. Netzbetreiber sollten in diesen Fällen nicht für leichte Fahrlässigkeit haften.**

2.4.5 Verhältnis zu anderen Regelungen im EnWG und EEG

Darüber hinaus sollte § 17b Abs. 2 EnWG-E eine konsistente Verbindung zu § 17f EnWG-E schaffen, der das Reservierungsverfahren regelt und mit § 17b Abs. 2 ähnlich eng zusammenhängt wie § 17b Abs. 1 mit § 17a EnWG-E. Diese Verbindung bleibt bisher – wie der genaue Umfang von § 17f EnWG-E selbst – unklar.

Wir gehen davon aus, dass die Priorisierungs-Regelung grundsätzlich auch zwischen gleichrangig anzuschließenden Erzeugungsanlagen, wie EE-Anlagen, KWK-Anlagen und Speichern Anwendung finden soll, deren grundsätzliches Netzanschlussverfahren spezialgesetzlich geregelt ist (siehe hierzu auch die Beispiele zu § 17b Abs. 1 Nr. 5 und 6 EnWG-E). Der Gesetzentwurf oder zumindest die Begründung sollten dies noch einmal ausdrücklich klarstellen.

Die Regelungen zum Priorisieren von Netzanschlussbegehren und Freihaltung von Netzanschlusskapazitäten sollte auf Anlagen bis 30 kW keine Anwendung finden.

Die Regelung zum Priorisieren sollte höheren Spannungsebenen vorbehalten sein und wird derzeit vorwiegend in der Hochspannungsebene angewendet. Relevant ist natürlich die Möglichkeit, Kapazität für nachgelagerte (im Referentenentwurf wohl noch irrtümlich „vorgelagerte“) Netze, insbesondere für den Anschluss von Konstellationen, die in den Kriterien bereits genannt werden, freihalten zu können.

⇨ **In § 17b die Anwendung auf EEG- und KWKG-Anlagen ausdrücklich klarstellen, soweit es sich um die Priorisierung zwischen derartigen Anlagen handelt und die Anwendung auf Anlagen bis 30 kW ausnehmen.**

2.5 Zuteilung, Reservierung und Freigabe von Netzanschlusskapazität, § 17f EnWG-E

§ 17f Abs. 1 EnWG berechtigt und verpflichtet die Verteilernetzbetreiber, gemeinsame, objektive, transparente und diskriminierungsfreie Vorgaben für die Reservierung von Netzanschlusskapazität für Netzanschlüsse mit einer Nennleistung von mindestens 135 Kilowatt zu entwickeln. Diese sind der BNetzA zu einem noch nicht enthaltenen Stichtag zur Bestätigung vorzulegen. Die Regelung scheint aber eher auf Erzeugungsanlagen als auf Verbrauchsanlagen zugeschnitten zu sein und ist dafür in jedem Fall zu begrüßen.

2.5.1 Verfahren zur Zuteilung von Netzanschlusskapazität

§ 17f EnWG-E regelt ausschließlich das Reservierungsverfahren, das sich in Engpassfällen allerdings an das **Zuteilungsverfahren** anschließt und sich beim Anschluss von Erneuerbaren Anlagen nach dem EEG und Verbrauchsanlagen nach dem EnWG unterscheidet.

Beide Verfahren, die Zuteilung und die Reservierung, müssen sinnvoll verknüpft und voneinander abgrenzbar sein. Unser Verständnis zu diesen Verfahren und ihrer zeitlichen Abfolge ist Kapitel 2.4.2 oben zu entnehmen. Das Verhältnis von § 17b Abs. 2 zu § 17f Abs. 1 EnWG-E und zur Zuteilung von Kapazität regelt der Gesetzentwurf wie schon dargestellt nicht.

Insbesondere für Verbrauchs- aber auch für Erzeugungsanlagen bedarf es zusätzlich eines sinnvollen Verfahrens, das – auf der Grundlage allgemeiner Grundsätze – die Zuteilung von Netzanschlusskapazität im Engpassfall planbar macht. Grundsätzlich sollte das Gesetz z.B. in § 17f EnWG-E oder ggf. in einer anderen Vorschrift die Verteilernetzbetreiber verpflichten, jeweils ein transparentes, praxistaugliches und diskriminierungsfreies Verfahren festzulegen, auf dessen Grundlage und ggf. basierend auf den Priorisierungsgrundsätzen ggf. nach § 17b EnWG, die Zuteilung von Kapazität erfolgen kann, soweit dies wegen fehlender Netzkapazitäten notwendig ist.

Das grundsätzliche Recht auf Netzanschluss nach § 17 EnWG unterliegt nach § 17 Abs. 2 EnWG ausschließlich in begründeten Fällen einer Einschränkung. Um Missverständnisse zu vermeiden, könnte zumindest in der Begründung klargestellt werden, dass die Priorisierung nur Anwendung finden darf, wenn die Nachfrage an Anschlusskapazität die zur Verfügung stehenden Ressourcen übersteigt oder absehbar übersteigen wird.

Der BDEW betont dabei nochmals, dass durch die Vielfalt der Netze, von den Spannungsebenen über die bereits vorhandenen Lasten und Erzeugungsarten bis hin zur Struktur (Stadt/Fläche), keine vollständig einheitlichen Vorgaben möglich und auch für die beteiligten

Anschlussbegehrenden und Netzbetreiber nicht sinnvoll sind. Ein einheitlicher Rahmen könnte dagegen sehr hilfreich sein.

Für die Zuteilung der Netzkapazität ggf. unter Nutzung der Kriterien zur Priorisierung nach § 17b Abs. 1 EnWG-E kommen unterschiedliche Methoden in Frage, deren Anwendung durch den vorliegenden Entwurf nicht eingeschränkt wird. Für die Zuteilung von Entnahmeleistung hatte der BDEW mögliche diskriminierungsfreie Vergabeverfahren in der Anwendungshilfe „Zuteilung von Entnahmeleistungen oberhalb der Niederspannung“ aufgeführt, darunter das Reifegradverfahren und das Repartierungsverfahren. Die Anwendungshilfe beruht auf der Grundlage der Ausführungen der BNetzA und stellt verschiedene Verfahren dar, die alle jeweils Vor- und Nachteile aufweisen, aber grundsätzlich zulässig sind und im Sinne optimaler Nutzung der Netzanschlusskapazitäten vor Ort genutzt werden können.

- ⇨ **In keinem Fall darf das durch die Übertragungsnetzbetreiber nach § 17a EnWG-E gewählte Verfahren für die Zuteilung (z.B. das Reifegradverfahren) die Verteilernetzbetreiber hinsichtlich der Wahl des jeweiligen Verfahrens zu Zuteilung von Kapazitäten im Verteilnetz einschränken. Dies sollte sich aus dem Gesetzestext selbst klar ergeben oder sollte zumindest in der Begründung erläutert werden.**

Auf dieser Grundlage sollte das Gesetz einen Rahmen für derartige Verfahren vorsehen, die bei Bedarf Anwendung finden, also wenn und solange die Netzkapazität begrenzt ist oder sich ein Engpass in der Zukunft abzeichnet. Ein solcher Rahmen könnte vorsehen, dass die Verfahren transparent ausgestaltet sein und eindeutige und objektiv nachvollziehbare Ergebnisse produzieren müssen. Außerdem müssen das zur Anwendung kommende Verfahren und die damit verbundenen Verfahrensregeln auf der Internetseite des Netzbetreibers veröffentlicht sein. Die Differenzierung zwischen den verschiedenen Anschlussbegehren muss sachlich auf der Grundlage der Kriterien nach § 17b EnWG-E begründet sein.

Eine im Ablauf vorgelagerte Frage ist die Prüfung der Ernsthaftigkeit der Netzanschlussanfrage, die nicht nur der Verteilung von knappen Netzanschlusskapazitäten, sondern auch der Beschleunigung der Bearbeitung von Netzanschlussbegehren dient. Die Bearbeitung von ernsthaften Anschlussbegehren, die auch eine realistische Chance auf eine Umsetzung haben, muss im Netzanschlussverfahren in jedem Fall Vorrang haben.

Insgesamt ist das Thema der Priorisierung im Rahmen des Netzanschlussverfahrens eng verbunden mit der Schaffung von Transparenz über die verfügbaren Kapazitäten und gem. § 17c Absatz 1 und 2 EnWG-E. Das stellt sicher, dass die Anschlusspetenten die Möglichkeit haben, mögliche Engpässe bei der Standortwahl für ihre Anschlussbegehren zu berücksichtigen. Der Nachweis von hohen Realisierungsaussichten für die Anschlussbegehren hängt unter anderem

unmittelbar davon ab, wie gut die Anschlusspetenten passende Anschlusspunkte im Vorfeld identifizieren können, weil je nach Situation für den Anschlusspetenten zusätzliche Kosten entstehen können.

2.5.2 Reservierungsverfahren, § 17f Absatz 1 EnWG-E

Für zusätzliche Effizienz kann das Reservierungsverfahren in einem transparenten, diskriminierungsfreien und möglichst verteilnetzbetreiberübergreifenden, standardisierten Verfahren, das Rechtssicherheit für alle beteiligten Akteure herstellt und die Handhabung von Reservierungen planbar macht, sorgen. Der BDEW unterstützt dieses Regelungsvorhaben ausdrücklich. Reservierte Kapazität kann über das in § 17f EnWG-E beschriebene Reservierungsverfahren befristet und die Reservierung beendet bzw. zurückgenommen werden, soweit die Anschlusspetenten sie nicht weiterverfolgen oder die vereinbarten Verfahrensschritte nicht einhalten.

Generell ist das Reservierungsverfahren in Verbindung mit einer angemessenen Gebühr geeignet, seriöse Anschlussanfragen zu bedienen und den Vergabeprozess knapper Kapazitäten somit deutlich effizienter zu gestalten.

Für **Erzeugungsanlagen** ist es sinnvoll, die in § 17f Abs. 1 EnWG-E vorgesehene „Gebühr“ als Reservierungskaution auszugestalten, die neben der Prüfung der Ernsthaftigkeit des Antrags das Ziel verfolgt, zumindest einen Teil der spekulativen Anfragen mit geringer Realisierungswahrscheinlichkeit abzuwehren.

Diese Zahlung wäre als Voraussetzung einer Erstreservierung zeitlich nach einem Ernsthaftigkeitsnachweis für die Bearbeitung des Netzanschlussantrags zu sehen. Im Fall der Umsetzung des Projekts kann eine Verrechnung der Kaution mit den Netzanschlusskosten oder einem Baukostenzuschuss erfolgen. Wird das Projekt nicht umgesetzt und liegen die Gründe hierfür unverschuldet außerhalb der Sphäre des Antragstellers, ist die Realisierungskaution zurückzuerstatten.

Kein Anspruch auf Rückerstattung der Reservierungskaution besteht hingegen, wenn der Netzbetreiber dem Antragsteller bereits vor Zahlung der Kaution eine Indikation zu den Wartezeiten für den Netzausbau mitgeteilt hat und das Projekt aufgrund dieser Wartezeiten nicht umgesetzt wird.

Der Referentenentwurf des BMWE sieht richtigerweise vor, dass ein Reservierungsverfahren ab einer bestimmten Leistungsgrenze greift: Die vorgesehene Schwelle von 135 kW ist für Erzeugungsanlagen aus Sicht der Praxis sachgerecht, da sie kleinere Anlagen von unnötigem administrativem Aufwand entlastet. Anlagen oberhalb dieser Größenordnung sind typischerweise planungs- und netztechnisch relevanter (z. B. hinsichtlich Netzplanung oder Transformatorauslastung).

Für **Verbrauchsanlagen** erscheint das Reservierungsverfahren, mit dem die Zusage von Netzanschlüssen befristet wird, allerdings nicht vordringlich regelungsbedürftig, kann aber auch hier hilfreich sein bei Anlagen, deren Errichtung nicht sofort erfolgt. Die Praxis ist hier bisher unterschiedlich. Unabhängig von der Frage einer möglichen Priorisierung erfolgt bei Erzeugungsanlagen nach der Prüfung des Netzverknüpfungspunkts oft eine Zusage verbunden mit einer Reservierung.

Bei Verbrauchsanlagen wird häufig das Anschlussbegehren geprüft, eine Zusage erteilt und ein Anschlussvertrag geschlossen, wenn der Anschluss auch tatsächlich errichtet wird. Eine Reservierung ist dann notwendig, wenn sich die Errichtung der Anlage über einen längeren Zeitraum erstreckt. In diesen Fällen kann auch beim Netzanschluss von Verbrauchsanlagen die Nutzung eines Reservierungsverfahrens helfen, das Anschlussverfahren verbindlicher zu gestalten.

Anpassungsbedarf besteht hinsichtlich der Verbrauchsanlagen insbesondere aber nicht ausschließlich hinsichtlich der pauschalen Überführung der 135 kW-Grenze von der Einspeiseseite auf die Lastseite. Für die Entnahmeleistung kann diese Grenze grundsätzlich ebenfalls Anwendung finden, allerdings nur soweit sie oberhalb der Niederspannung angeschlossen sind.

Ein entsprechendes Vorgehen hinsichtlich einer Reservierungskaution wäre für die Bezugsanlagen ebenfalls denkbar, allerdings in den meisten Fällen eher als ein Teil der Ernsthaftigkeitsprüfung.

Sowohl für Verbrauchsanlagen als auch für Einspeiseanlagen gilt: Die „Gebühr“ oder „Kaution“ darf jeweils nur so hoch sein, dass ernsthafte Projekte mit einer hohen Realisierungswahrscheinlichkeit nicht beeinträchtigt werden, denn sie muss vorfinanziert werden. Daher erscheint es sinnvoll, dass die Höhe der „Kaution“ auch davon abhängig zu machen ist, ob lediglich die Ernsthaftigkeit geprüft wird oder ob es sich um eine Reservierungskaution handelt.

Das Reservierungsverfahren sollte zwar grundsätzlich am Projektfortschritt bemessen sein. Bei unverschuldeten Projektverzögerungen (z.B. durch langwierige Genehmigungs- oder Gerichtsverfahren) sollten aber angemessene Flexibilitäten vorgesehen werden können, ohne zu viele unnötige Leistungskapazitäten zu blockieren. Die konkrete Ausgestaltung der Reservierungsmodalitäten erfolgt, wie die Festlegung einer jeweils dem Zweck angepassten „Kaution“ oder „Gebühr“ im Detail zurecht nicht auf Gesetzesebene, sondern unterliegt der Bestätigung und wie alle Anforderungen zum Netzanschluss insgesamt der Aufsicht der Regulierungsbehörden.

BDEW-Formulierungsvorschlag:

Der BDEW schlägt folgende Ergänzung in § 17f EnWG-E vor

*(1) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben unter angemessener Berücksichtigung der Belange von Netzanschlussbegehrenden gemeinsame, objektive, transparente und diskriminierungsfreie Vorgaben für die Reservierung von **zugeteilter** Netzanschlusskapazität für Netzanschlüsse mit einer Nennleistung von mindestens 135 Kilowatt zu entwickeln. Die Reservierung von Netzanschlusskapazität ist für einen Netzanschluss in der Mittelspannungsebene, einschließlich der Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung und der Umspannebene von Mittelspannung zu Niederspannung, vorzusehen. Die Reservierungsdauer ist auf einzelne, jeweils aufeinanderfolgende Zeiträume zu befristen und an den jeweiligen Projektfortschritt zu binden. Zusätzlich können die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen für die Reservierung von Netzanschlusskapazität eine angemessene und diskriminierungsfreie Gebühr erheben.*

(2) [….]

*(3) Die von den ~~Netzbetreibern~~ **Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen** nach Absatz 1 erarbeiteten Vorgaben sind der Bundesnetzagentur bis spätestens zum Ablauf des … [einsetzen: Datum des Tages und Monats der Verkündung dieses Gesetzes sowie Jahreszahl des ersten auf die Verkündung folgenden Jahres] zur Bestätigung vorzulegen. Die Bundesnetzagentur bestätigt die Vorgaben oder verlangt Änderungen. Verlangt die Bundesnetzagentur Änderungen, so haben die Netzbetreiber diese innerhalb von bis zu zwei Monaten umzusetzen und die Vorgaben der Bundesnetzagentur erneut zur Bestätigung vorzulegen. Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben **das Reservierungsverfahren** spätestens drei Monate nach der Bestätigung Netzanschlusskapazität entsprechend der erarbeiteten Vorgaben **anzuwenden** ~~zu reservieren~~.*

2.6 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 Binnenmarktrichtlinie Strom (Artikel 31 Abs. 3). Gleichzeitig wird eine unverbindliche Netzanschlussauskunft eingeführt.

Eine diskriminierungsfreie und vorausschauende Vergabe von Netzanschluss- und Netzeinspeisekapazitäten erfordert, dass Netzanschlusspetenten 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. Überschneidend 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.

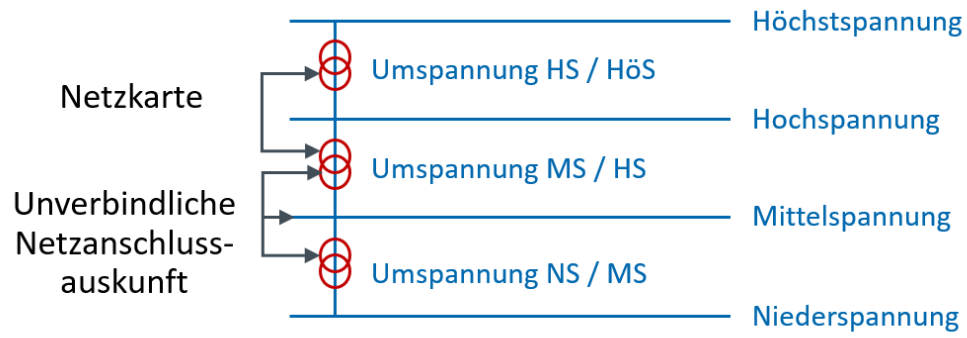


Abbildung 1: Anwendungsbereiche Karte und Netzanschlussauskunft

2.6.1 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 Netzanschlussauskunft berücksichtigt werden, nicht in beiden. Dabei sollte jedem Netzbetreiber freigestellt sein, welche Darstellungsform in der Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung gewählt wird.

2.6.2 Unverbindliche Netzanschlussauskunft 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.

Zu beachten ist grundsätzlich, dass die unverbindliche Netzanschlussprüfung einerseits – insbesondere im Verhältnis zur Netztransparenzkarte – hinreichend Aussagekraft entfaltet, andererseits aber nicht zu einer Vollprüfung beim Netzbetreiber führt, die zu einem weiteren Flaschenhals für die zügige Bearbeitung von Netzanschlussbegehren führen könnte. Zudem sollte zum Schutz kritischer Infrastruktur – analog zur geografischen Karte – die Möglichkeit bestehen, die unverbindliche Netzanschlussauskunft 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 die Unternehmen mit nur wenigen Umspannwerken in der Umspannung von der Niederspannung in die Mittelspannung, könnte beispielsweise zudem die Option bestehen, die geografische Karte anstelle der unverbindlichen Netzanschlussprüfung anzubieten. Sie würde im Ergebnis aufgrund der geringen Größe des Netzgebietes eine angemessene Transparenz herstellen, wie die dann nicht weiterführende und teure Einführung eines Tools, das für die effiziente Bearbeitung einer Vielzahl von Anfragen gedacht ist und dort seinen Nutzen entfaltet.

Die im Gesetz genannte Umsetzungsfrist für die unverbindliche Netzanschlussauskunft über ein entsprechendes Tool ist bis zum 1. Januar 2028 für alle Verteilnetzbetreiber ab 100.000 Kunden einzuhalten. 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.

Nicht klar wird aus der Regelung in § 17c Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 und 2 EnWG-E, in welchem Verhältnis diese Mitteilung zur Ermittlung des gesamtwirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkts nach § 8 Abs. 1 Satz 1 2. HS EEG 2023 steht. Nach dem Wortlaut ist jedenfalls die Mitteilung auf einen hinsichtlich der Netzkapazität derzeit bereits geeigneten weiter entfernt gelegenen Netzverknüpfungspunkt bezogen, nicht allein auf einen gesamtwirtschaftlich günstigeren, wie er nach § 8 Abs. 1 Satz 1 2. HS. EEG 2023 ermittelt wird.

BDEW-Forderung:

- Die unverbindliche Netzanschlussprüfung darf nicht zu komplex werden, muss aber belastbare 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 unverbindliche Netzanschlussauskunft auch in geschützten Räumen berechtigten Interessierten zur Verfügung gestellt werden.

2.7 Netzanschlussprozesse mit Informationspflichten, § 17d EnWG-E

Absatz 2 verpflichtet die Netzbetreiber, auf ihrer Internetseite allgemeine Informationen zum Ablauf der Prüfung des Anschlussbegehrens sowie zu den einzureichenden Unterlagen bereitzustellen und alle erforderlichen Daten aufzulisten. Absatz 3 sieht vor, dass Netzbetreiber den

Eingang einer Netzanschlussanfrage **unverzüglich bestätigen** und nach einer **Drei-Monats-Frist als Höchstfrist** regelmäßig über den Status und die weitere Bearbeitung des Anschlussbegehrens und den geplanten zeitlichen Ablauf informieren.

Konkrete Fristigkeiten – einschließlich transparenter Informationen über den Bearbeitungsstand eines Netzanschlussbegehrens – sind nicht im Gesetz, sondern durch die Branche im Rahmen von TAB- und TAR-Verfahren zu regeln.

Diese Regelungen stellen auch für den Netzanschlussprozess von EEG-Anlagen Neuerungen dar. Dabei gilt hierfür bereits die Spezialregelung in § 8 EEG, die unberührt bleiben soll. Es wäre daher sinnvoll, noch klarer zu regeln, was genau nun für EE-Anlagen gelten soll. Bereits bestehende strengere Informations-, Genehmigungs- und Anschlussfristen in anderen Gesetzen und Verordnungen bleiben aus Sicht des BDEW unberührt (z.B. für Letztverbraucher in der Niederspannung über die NAV). Dies sollte der Entwurf klarstellen.

Der BDEW unterstützt die Regelung des § 17d inklusive der Pflicht zur unverzüglichen Bestätigung des Eingangs des Netzanschlussbegehrens ausdrücklich und weist darauf hin, dass die bloße Aufnahme von Informationspflichten über den jeweiligen Status des Verfahrens für den Verteilnetzbetreiber in der Praxis oft nicht weiterhilft.

2.8 Digitaler Netzanschlussprozess und Netzanschlussportal VNB, § 17e EnWG-E

Mit einem neuen § 17e EnWG-E sollen Verteilernetzbetreiber verpflichtet werden, digitale Netzanschlussportale für alle Spannungsebenen einzurichten. Absatz 1 verlangt bereits mit dem Inkrafttreten des Gesetzes und in Umsetzung der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie die Möglichkeit, Netzanschlussbegehren digital zu übermitteln (Internet oder E-Mail). Ab dem 1. Januar 2028 sollen die Verteilernetzbetreiber dann nach Absatz 2 umfassende digitale Netzanschlussportale zur Verfügung stellen, die den vollständigen Netzanschlussprozess auf allen Spannungsebenen umfassen sollen. Absatz 3 verlangt die Abstimmung der Netzbetreiber untereinander zu Standardisierungen des Netzanschlussprozesses und Formaten.

Das geltende Recht sieht bisher digitale Portale zur Einreichung von Netzanschlussbegehren in der Niederspannung für kleinere EE-Anlagen (§ 8 Abs. 7 EEG) und Letztverbraucher (§§ 6, 19 NAV) vor.

Die vollständige Digitalisierung der Netzanschlussprozesse ist ein wichtiger Schritt. Ein durchgängiges digitales Prozessmodell kann dazu beitragen, die Transparenz zu erhöhen und Bearbeitungszeiten zu verkürzen. Zu entwickelnde Standards müssen bestehende Portale und bereits etablierte Ansätze ausdrücklich berücksichtigen, um Doppelstrukturen zu vermeiden und vorhandene Lösungen sinnvoll einzubinden.

Soweit die vorgeschlagene Regelung sich auf Niederspannung und Mittelspannung bezieht, sieht der BDEW sie als sinnvoll und machbar an. Die umfassende Umsetzung unter Vereinheitlichung aller Formulare und Daten lässt sich realistischerweise aber nicht bis zum 1. Januar 2028 vollständig umsetzen. Stattdessen sollte ein realistischeres, modulareres Vorgehen gewählt werden. Früher umsetzbare Aspekte bei der Vereinfachung, Standardisierung und Digitalisierung können zeitlich vorgezogen werden.

Zu beachten ist dabei, dass ausgehend von einem möglichen Inkrafttreten dieser Novelle im 4. Quartal 2026 für eine Umsetzung bis Januar 2028 nur maximal 12 Monate verbleiben würden. In dieser Zeit müsste sowohl die Standardisierung zwischen den Netzbetreibern erfolgen als auch die nachfolgende Umsetzung dieser einheitlichen Standards über IT-Projekte und die Schaffung von angepassten Prozessen in den Netzbetreiberunternehmen. Dies ist selbst unter idealen Bedingungen nicht zu leisten. Die Erfahrungen zeigen, dass eine realistische Zeitplanung der sorgfältigen und vollständigen Vereinheitlichung und Digitalisierung nicht vor dem 1. Januar 2030 erfolgen könnte. Eine flexiblere Lösung könnte daher sein, der BNetzA unter Berücksichtigung realistischer Verfügbarkeiten die Verschiebung des Zeitpunkts zu überlassen. So ließen sich diese Maßnahmen ggf. auch besser mit weiteren Digitalisierungsvorhaben harmonisieren.

Bereits der Prozess zur Standardisierung der Netzanschlussverfahren in Niederspannung – erzeugungsseitig nur für Anlagen bis 30 kW – hat gezeigt, dass in Zusammenarbeit mit den Mitgliedsunternehmen des BDEW und dem VDE FNN erhebliche Arbeiten erforderlich waren, um nur für das initiale Netzanschlussbegehren einheitliche Dateninhalte abzustimmen. Soll dies für Nieder- und Mittelspannung für alle Stufen des Netzanschlussprozesses erfolgen, wäre auch 2030 ein ehrgeizig gesetztes Zieljahr. Darüber hinaus bezog sich diese Standardisierung allein auf die Daten für das Webportal, über das Netzanschlussbegehren gestellt werden können und einige standardisierte Informationen. Bei einer Volldigitalisierung und Standardisierung des gesamten Netzanschlussprozesses ist der Standardisierungsaufwand dagegen deutlich höher.

Da Absatz 3 keine konkreten Umsetzungsfristen nennt, geht der BDEW davon aus, dass hier Digitalisierung vor Standardisierung umzusetzen ist. Die Erfahrungen aus dem skizzierten Prozess haben sehr deutlich gemacht, dass dieses Vorgehen kontraproduktiv und ineffizient wäre. **Der BDEW betrachtet einen Dreiklang und die klare Sequenzierung von Vereinfachung – Standardisierung – Digitalisierung als erforderlich und als aufeinander aufbauende Schritte:** Zuerst müssen Netzanschlussprozesse fachlich (wo immer möglich) vereinfacht werden, damit verzichtbare Prozessschritte, Datenabfragen und Rückfragen entfallen. Darauf fußend können diese vereinfachten Abläufe standardisiert werden, sodass alle Netzbetreiber weitgehend vereinheitlicht vorgehen und im Netzanschlussprozess entsprechend weitgehend einheitliche

Daten im Rahmen konsolidierter Prozessschritte abfragen. Erst auf dieser Grundlage kann eine Digitalisierung sinnvoll im Sinne der Maßstäbe von Verlässlichkeit, Effizienz und Interoperabilität erfolgen.

Auch wenn der Netzanschlussprozess digital abgewickelt wird, bedarf es ggf. einer bilateralen Abstimmung. Daher sollte trotz digitalen Netzanschlussportals zusätzlich ein Ansprechpartner durch den VNB benannt werden, auch wenn es sich dabei um ein Funktionspostfach handelt.

BDEW-Forderung:

- Der Termin für die Umsetzung des digitalisierten Portals im Januar 2028 ist vor dem Hintergrund der bisherigen Erfahrungen zu ehrgeizig gewählt und bedarf einer Verlängerung auf 2030, da sie die vollständige Vereinheitlichung voraussetzt.
- Verankerung der Möglichkeit eines modularen Vorgehens, in dem bereits Teilaspekte vorgezogen umgesetzt werden.

3 Allgemeine Regelungen für den Netzanschluss von EE-Anlagen

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

Eingeführt wird die Möglichkeit für Netzbetreiber, zur teilweisen Finanzierung der bei wirtschaftlicher Betriebsführung notwendigen Kosten des Netzausbaus einen angemessenen Baukostenzuschuss von EE-Anlagenbetreibern zu verlangen, verbunden mit einer Festlegungsbefugnis der BNetzA, insbesondere zu Verfahren oder Kriterien, anhand derer netzwirtschaftliche Parameter zu regional differenzierten Beiträgen führen können.

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 seinen Auswirkungen dringend mit anderen angedachten gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben sinnvoll abzustimmen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund verschiedenster Regelungsansätze innerhalb der EnWG-/EEG-Novelle als auch erwartbarer Festlegungen den 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 AgNes-Prozess 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 Einspeisenetzentgelten eine grundsätzlich sinnvolle und investitionsförderliche Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten darstellen können. 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-Forderung:

- Klärung des Verhältnisses von Bezugs- und Einspeise-BKZ bei Prosumern
- Freigrenze für die Niederspannung: 30 kW
- Herstellung von Kohärenz mit Entgeltsystematik in „AgNes-Prozess“ der BNetzA sowie 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. Sie dient dazu, ein Instrument des vorausschauenden, bedarfsgerechten Netzausbaus gesetzlich zu verankern, das häufig auch als „Einspeisesteckdose“ bezeichnet wird. Dabei können Netzbetreiber bereits vorausschauend auf Basis der ihnen vorliegenden Prognosen einzelne Netzbetriebsmittel oder Gruppen ebendieser, wie etwa ein Umspannwerk, dort errichten, wo künftig mit dem Zubau von (EE)-Erzeugungsanlagen zu rechnen ist. Das Instrument ist bei der vorausschauenden, bedarfsgerechten Netzausbauplanung zu berücksichtigen und mit anderen Ertüchtigungsoptionen im Rahmen einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung zum Zeitpunkt der Planung der entsprechenden Netzausbaumaßnahme abzuwägen. Dadurch können die insgesamt anfallenden Kosten für den Anschluss von Anlagen gesenkt werden.

Die Verankerung des „Einspeisenetzes“ soll also einen vorausschauenden, zielgerichteten Ausbau des Netzes für den koordinierten Anschluss von Anlagen ermöglichen. Dafür können Netzbetreiber die Kosten des Netzausbaus bei Prüfung des wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkts auch nur anteilig berechnen (§ 8 Abs. 1 Satz 3 EEG-E) und so den Anschluss an das „Einspeisenetz“ bevorzugen.

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. Dafür braucht es weitere geeignete Maßnahmen zur Befähigung der Netzbetreiber, etwa eine ausreichende Datengrundlage und geeignete Prognosen, beschleunigte Planungs- und Genehmigungsverfahren, schnellere Realisierung durch standardisierte Prozesse sowie Investitions- und Anreizmechanismen, die vorausschauenden Netzausbau regulatorisch absichern. Entscheidend ist, dass vorausschauende Netzausbauvorhaben frühzeitig mit ausgewiesenen

Windenergiegebieten verknüpft werden, um Planungs- und Ausbauzeiträume bestmöglich aufeinander abzustimmen und Verzögerungen beim Ausbau der Windenergie an Land zu vermeiden.

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 die das Einspeise-Netzbetriebsmittel beziehen.

Redaktionell regt der BDEW außerdem an, den Begriff „Einspeisenetz“, bspw. gegen den Begriff „Einspeise-Netzbetriebsmittel“ auszutauschen. Hintergrund ist, dass als „Einspeisenetz“ im Zusammenhang mit der Diskussion um die Kundenanlage nach dem EnWG ein vom Anlagenbetreiber betriebenes Netz (u.a. in Abgrenzung zum Netz des Netzbetreibers der allgemeinen Versorgung) verstanden wird.

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

4 Beschränkung des Anschlusses von PV- und Windenergieanlagen

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

Zusammenfassung:
Weiterhin **fehlt eine Datengrundlage**, auf die sich alle beziehen können, weiterhin liegen Berechnungen deutlich auseinander. Daraus folgt, dass wesentliche Elemente des Vorschlages (wie z.B. die Auslöse-Schwelle und die damit verbundene „Deckelung“) nicht final bewertet werden können. Hier bedarf es zwingend eines kurzfristigen vom BMWE eingeleiteten Prozesses der Klärung vor einem Kabinettsbeschluss. Der BDEW unterstützt derzeit das BMWE und E-Bridge bei der Beschaffung weiterer Datensätze von Verteilernetzbetreibern, um ein möglichst bundesweites Bild der Netzauslastung zu erhalten. Gleichzeitig sind Details der Berechnungslogik (wie zum Beispiel die Bestimmung der Grundgesamtheit der lokalen EE-Einspeisung) noch unklar und könnten einer konsistenten und transparenten Implementierung des

Instruments in der Praxis im Wege stehen.
Zuvor kann die Energiewirtschaft dem vorliegenden Vorschlag nicht zustimmen.

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

Vom ÜNB angewiesene, aber im VNB-Netz abgeregelte Strommengen sollten nicht in die Bewertung des kapazitätslimitierten Netzgebietes aufgenommen werden.

Richtig ist die technologische Unterscheidung zwischen Wind und PV. Hierfür müssen **klare Kriterien** gefunden werden. Insbesondere ist zu prüfen, ob die Deckelung ebenfalls technologiespezifisch erfolgen sollte.

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. Das gilt insbesondere für den etwaigen Anfall von Einspeiseentgelten und die Erhebung von Baukostenzuschüssen, die wiederum auf den Abschluss eines FCA abzustimmen wären. **Geschieht das nicht, sind Wechselwirkungen zu erwarten, die kombiniert den Ausbau der Erneuerbaren Energien signifikant ausbremsen könnten.**

Über diese Positionen hinaus trifft der BDEW unter 4.1. und 4.2. keine Bewertung der Entwurfs-Regelung. Alle übrigen Ausführungen sind als sachdienliche Hinweise zu verstehen.

4.1 Generelle systemdienliche Anschlussleistung für PV -und Windenergieanlagen

Verständnis:

Um Einspeisespitzen zu vermeiden, sieht der Referentenentwurf 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)“ – und eine Einsparung von Netzausbau gesetzt werden.

In § 8 Abs. 1 EEG-RefE 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**).

Eine explizite Übergangsregelung wird zwar nicht eingeführt, allerdings sind nach der allgemeinen Übergangsvorschrift des § 100 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG, die auch durch die Novelle nicht geändert wird, **bereits in einer EEG-Ausschreibung bezuschlagte Anlagen nicht betroffen**. Der Entwurf zur EEG-Novelle 2027 passt die Regelung wie folgt an:

> *(1) Soweit sich aus den nachfolgenden Absätzen nichts anderes ergibt, sind die Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2026 geltenden Fassung anzuwenden*
>
> *1. für Strom aus Anlagen,*
>
> *a) die vor dem 1. Januar **2027** in Betrieb genommen worden sind,*
>
> *b) deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins vor dem 1. Januar **2027** ermittelt worden ist oder (…)*

Hinweise:

Mit deutschlandweiten Begrenzungen für Flächen-PV und Windenergieanlagen wird eine Beschränkung vorgeschlagen, die kumulativ zum Redispatch-Vorbehalt, den geplanten BKZ für Einspeiser, geplanten Einspeiseentgelten 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 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 Netzsituation differenziert werden kann. So wäre etwa denkbar, Einspeisung und Förderung oberhalb der SAL zu ermöglichen, wenn ein FCA abgeschlossen wird.

Wichtig sind hinreichende Übergangsregelungen für bereits weit fortgeschrittene Projekte. Die Neuregelungen sollten keine Anwendung auf Windenergieanlagen und PV-Anlagen finden, die vor Inkrafttreten des Gesetzes bereits einen vollständigen Genehmigungsantrag im Sinne der 9. BImSchV eingereicht haben. 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.

Der RefE des EEG 2027 sieht etwa für PV-Freiflächen einen Höchstwert von max. 5,9 ct/kWh sowie für Windenergieanlagen an Land einen Höchstwert von 7,1 Cent/kWh vor. Diese Festlegungen sollten kritisch überprüft werden, da noch ausstehende und parallel mögliche Neuregelungen der Netzentgeltsystematik im Rahmen des von der Bundesnetzagentur angestoßenen AgNes-Prozesses **erhebliche zusätzliche Kostenbelastungen** verursachen sowie mehrfache Zusatzbelastungen aus den Maßnahmen des Netzpakets (wie RD-Vorbehalt, SAL), und der EEG-Novelle (Anhebung kommunale Beteiligung mit begrenztem Ausgleich, Anpassung des Referenzertragsmodells mit neuen Gebietskategorien und angepassten Stützwerten)

erwartbar weiteren Kostendruck auslösen und Projekte an die Grenze der Wirtschaftlichkeit drängen könnten.

4.2 Maßnahmen in kapazitätslimitierten Netzgebieten

Der Referentenentwurf 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 Erneuerbaren Anlagen **für bis zu [10-20 %] des Jahresstromertrags** (Deckelung). Insoweit entfällt im EEG der *gesetzliche* Anspruch auf Netzanschluss in kapazitätslimitierten Netzgebieten, wird jedoch durch einen *vertraglichen* Anspruch ersetzt: Der Netzbetreiber ist in diesen Fällen verpflichtet, dem Anschlussbegehrenden für die Dauer der Kapazitätslimitierung einen Vertrag anzubieten, der die Redispatch-Deckelung enthält.

Der Netzbetreiber kann eine **Ausweisung** des kapazitätslimitierten Netzgebietes **für bis zu sechs Jahre** 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 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-RefE i. V. m. § 8 Abs. 4 Satz 3 EEG 2023-RefE).

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.

Die folgenden Hinweise beziehen sich u.a. auf die Ermittlung des Auslösekriteriums, die technologiespezifische und rechtssichere Ausweisung, die Ermittlung der Jahresstrommenge und den 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. Der Redispatch-Vorbehalt ist damit als „Notfallinstrument“ zu bezeichnen. Daher sollte sichergestellt sein, dass seine Anwendung auf eine nur 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.

Waren Redispatch-Kosten in der Vergangenheit als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) im Sinne der Anreizregulierung erlösneutral, ist dies entsprechend der Festlegung RAMEN 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, wäre die Funktionsweise und Zielgenauigkeit des vorgesehenen Instruments nicht gewährleistet. Anderenfalls besteht die Gefahr, dass die beabsichtigte Steuerungswirkung verwässert und Fehlanreize gesetzt werden.

4.2.3 Technologiespezifische Ausweisung

Die Ausweisung soll technologiespezifisch für Solaranlagen des ersten Segments und Windenergieanlagen an Land erfolgen. Dies erscheint sinnvoll. 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. Konkret soll ein Gebiet als kapazitätslimitiert gelten, wenn die Summe aller Abregelungen, also technologieunabhängig, einen Grenzwert überschreitet. Die Ausweisung als kapazitätslimitiertes Gebiet soll dann aber technologiespezifisch erfolgen. Es ist unklar, wie das erfolgen soll. Aus Gründen der Konsistenz und Einfachheit sollte die Abregelungsmenge technologiespezifisch ermittelt werden und gegen den Grenzwert geprüft werden. So kann bei Überschreitung des Grenzwertes gezielt eine Kapazitätslimitierung für die entsprechende Technologie ausgewiesen werden. Da die Ausweisung nach dem Entwurf zwar der BNetzA anzuzeigen, aber von dieser nicht zu bestätigen ist, dürfte Rechtsunsicherheit über die Voraussetzungen der Ausweisung bestehen.

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.

4.2.4 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 rein retrospektive, auf , ein Jahr beschränkte Betrachtung für die Bestimmung des Auslösekriteriums und damit des kapazitätslimitieren Netzgebiets kann dazu führen kann, dass ein bisher als Netzgebiet mit freien Kapazitäten gekennzeichneter 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 regelmäßig aktualisierte Daten je Betriebsmittel ermitteln und der BNetzA melden.

4.2.5 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.

4.2.6 Ausweisung – Dauer und prioritäre Netzausbaupflicht

Zur Bewertung der Höhe des Auslösekriteriums bedarf es zunächst einer besseren Datenlage, damit die angesetzte maximale Dauer eines kapazitätslimitierten Netzgebietes nachvollzogen werden kann. 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 Verteilernetzausbau wirkungsvoll sind. Wir verweisen insofern auf die Vorschläge des BDEW für ein Beschleunigungspaket.

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**. Die 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.

4.2.7 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.

4.2.8 Anreize für Co-Location

Es sollte klargestellt werden, auf welche Anlagenkonstellationen sich Satz 4 in § 14 Abs. 1d EnWG-RefE 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 Speichern erfasst werden. Co-Location-Speicher sollten hier allerdings nicht gemeint sein, da die Speicherintegration in § 17 Abs. 2a Satz 2 EnWG eine – mit den Ergänzungen des BDEW (siehe oben unter xxx) 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-RefE sollte entsprechend klarer gefasst werden. Der nicht eingespeiste Strom muss hinter dem Netzverknüpfungspunkt frei genutzt werden können.

4.2.9 Zeitpunkt der Beurteilung/ Übergangsregelungen

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. 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 ist dies nach dem EEG die Mitteilung des Netzverknüpfungspunkts durch den Netzbetreiber gegenüber dem Anlagenbetreiber nach Durchführung der gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise, sofern der nächstgelegene Netzverknüpfungspunkt nicht auch der gesamtwirtschaftlich Günstigste ist. 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. 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) entstünde. 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 Netzverknüpfungspunktzusage 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 sein, spätestens die verbindliche Kapazitätsreservierung.

Der BDEW weist darauf hin, dass die **Übergangsvorschriften** zwischen EnWG und EEG hier noch aufeinander abzustimmen sind. Nach dem EnWG-Entwurf sind keine Übergangsfristen

vorgesehen und die Regelung in § 14 Abs. 1 d EnWG-E würde ab Inkrafttreten gelten. Die flankierenden Regelungen im EEG (vertraglicher statt gesetzlicher Netzanschluss mit Verzicht auf anteiligen Redispatch-Ersatz) würden nach der allgemeinen Übergangsvorschrift des § 100 Abs. 1 Nr. 1b EEG 2027- E aber nicht auf Anlagen anzuwenden sein, deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins **vor** dem 1. Januar 2027 ermittelt worden ist.

4.2.10 Einzelfragen im Zusammenhang mit dem Redispatch-Regime

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 (siehe dazu bereits oben), ist im Verhältnis beider Ansprüche untereinander unklar, worauf sich der Verzicht bezieht, wenn der bilanzielle Ausgleich durch den Netzbetreiber durchgeführt wird. Vor diesem Hintergrund sollte aber im Gesetz – oder zumindest in der Gesetzesbegründung – klargestellt werden, dass 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**.

Die **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 wurde.

Da der finanzielle Ausgleich für unterschiedliche Erzeugungsstunden unterschiedlich ausfällt, muss außerdem festgelegt werden, **welcher konkrete Anteil** ersetzt wird, andernfalls müsste eine gemittelte Pauschale angesetzt werden. 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.

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.

Aktuell zielen Redispatch-Maßnahmen 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 Flexibilitäten erhöhen, die Integration Erneuerbarer Energien weiterhin befördern, Abregelungen reduzieren, Redispatchkosten vermeiden und Sektorkopplung wie Power to Gas und Power to Heat ermöglichen.

Schließlich gilt 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 (und womöglich auch bilanziellen 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.

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**, **schnellere Vollständigkeitsprüfungen** der Antragsunterlagen, **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 sind für Ausbaumaßnahmen unerlässlich. Näheres ist in entsprechenden BDEW-Positionspapieren und Stellungnahmen zu finden (siehe zuletzt beispielsweise die BDEW-Stellungnahme zum Regierungsentwurf des Infrastrukturzukunftsgesetzes oder das Positionspapier „Kurzfristige Maßnahmen zur Beschleunigung des 110-kV-Hochspannungsnetzausbaus“).

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.

Ansprechpartnerinnen/Ansprechpartner

RA‘ in Geertje Stolzenburg
Abteilung Recht - EnWG
Telefon: +49 30 300199-1513
E-Mail: geertje.stolzenburg@bdew.de

Constanze Hartmann, LL.M: (Bristol)
Abteilung Recht - EEG
Telefon: +49 30 300199-1527
E-Mail: constanze.hartmann@bdew.de

Ass. iur. Sven Mayer-Steudte
Geschäftsbereich Erzeugung
Systemintegration
T +49 30 300199-1315 ·
sven.mayer-steudte@bdew.de

Maximilian Grey
Abteilung Energienetze und europäisches Regulierungsmanagement
Telefon: +49 30 300199-1125
E-Mail: maximilian.grey@bdew.de