

» STELLUNGNAHME

zum Gesetzentwurf des Bundesministeriums für
Wirtschaft und Energie zur Änderung des Energie-
wirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagen-
zubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung
des Netzanschlussverfahrens vom 17.07.2026

Berlin, 22.07.2026

*Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.600 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit rund 319.000 Beschäftigten wurden 2023 Umsatzerlöse von über 213 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 19 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 65 Prozent, Wärme 72 Prozent, Trinkwasser 88 Prozent, Abwasser 50 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft hat seit 1990 rund 90 Prozent ihrer CO₂-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau und investieren pro Jahr über 1 Milliarde Euro. **Zahlen Daten Fakten 2025** Wir halten Deutschland am Laufen – denn Zukunft wird vor Ort gemacht: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge.*

Unsere Positionen: <https://www.vku.de/vku-positionen/>

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung seiner Stellungnahme (im Internet) einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Als VKU nehmen wir gern zum Referentenentwurf eines „Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie wie folgt Stellung.

Aufgrund der erneut zu kurzen Stellungnahmefrist zu diesem in Teilen, neuen Entwurf zu einem der wichtigsten energiewirtschaftlichen Gesetzgebungsprozesse dieser Legislaturperiode, war eine angemessene Prüfung und Rückkopplung mit den Expertinnen und Experten in unseren Mitgliedsunternehmen kaum möglich. Ein intensiver Praxischeck ist jedoch gerade bei neuen Gesetzen für eine gute Gesetzgebung zwingend erforderlich. Wir fragen uns, welche möglicherweise strukturellen Probleme dafür ausschlaggebend sind, dass zu kurze Anhörungsfristen, insbesondere im Energiebereich, mittlerweile die Regel und nicht die Ausnahme sind. Wir behalten uns daher vor, ergänzende Bewertungen und Forderungen im weiteren Verfahren zu übermitteln.

Inhalt

Bedeutung des Vorhabens für kommunale Unternehmen	4
Positionen des VKU in Kürze	4
Stellungnahme.....	7
Vorbemerkung.....	7
Zu Artikel 1 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes	9
Zu §14 Absatz 1d (neu) EnWG-E: Einführung eines Redispatchvorbehalts.....	9
Zu Artikel 2 Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.....	11
Zu § 8 Absatz 4 (neu) EEG: Begrenzung der Anzahl entschädigungsfreier Redispatch-Stunden in kapazitätslimitierten Netzgebieten.....	11
Zu § 8 Absatz 1 Sätze 3 bis 5 (neu) EEG: Begrenzung der Anschlussleistungskapazität für neue EE-Anlagen.....	12
Zu Artikel 1 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes	13
Zu §17 Abs. 1a (neu) EnWG-E: Ungenutzte Kapazität.....	13
Zu § 17 Abs. 2b EnWG-E: Erleichterung für Co-Location-Speicher.....	15
Zu § 17b EnWG-E: Priorisierung von Netzanschlussbegehren und Freihaltung von Netzanschlusskapazität	17
Zu § 17c EnWG-E: Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten in Elektrizitätsversorgungsnetzen	20
Zu § 17e EnWG-E: Elektronische Übermittlung von Netzanschlussbegehren; digitale Netzanschlussportale	24
§ 17f EnWG-E: Reservierung und Freigabe von Netzanschlusskapazität.....	25
Zu Artikel 2 Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.....	28
Zu Artikel 4 Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes	28
Zu § 3 Absatz 1 Satz 3 (neu) KWKG-E: BKZ für KWK-Anlagen.....	28

Bedeutung des Vorhabens für kommunale Unternehmen

- › **Netzanschluss als Nadelöhr der Transformation.** Der Netzanschluss ist ein begrenzender Faktor für Energiewende, Elektrifizierung und kommunale Investitionen. Hohe Antragszahlen, fehlende rechtssichere Steuerungsinstrumente und langwierige Genehmigungsverfahren belasten insbesondere kommunale Netzbetreiber. Das Netzanschlusspaket ist zentral, um knappe Netzkapazitäten transparent, steuerbar und gesamtwirtschaftlich sinnvoll zu nutzen.
- › **Hohe systemische Relevanz.** Betroffen sind große Teile der rund 1.600 VKU-Mitgliedsunternehmen mit etwa 319.000 Beschäftigten und über 200 Mrd. Euro Jahresumsatz. Kommunale Unternehmen sichern die Energie-, Wasser- und Abfallver- und -entsorgung für breite Teile der Bevölkerung. Netzanschlussregelungen wirken somit unmittelbar auf Investitionen, Versorgungssicherheit und die Umsetzung politischer Klimaziele vor Ort.
- › **Gestaltungsspielräume konsequent nutzen.** Das Vorhaben betrifft zentrale Geschäftsfelder wie Strom- und Wärmenetze, Erzeugung auch in der kommunalen Wasserwirtschaft, Speicher sowie Lade- und Wärmeinfrastruktur. Klare, praxistaugliche Regeln zu Priorisierung, Transparenz, Kapazitätsreservierung, Co-Location und Digitalisierung sowie Berücksichtigung der Daseinsvorsorge sind entscheidend, um spekulative Anfragen zu begrenzen, Investitionen zu beschleunigen und netz- sowie systemdienliche Entwicklungen gezielt zu lenken.

Positionen des VKU in Kürze

- › **Das Netzanschlusspaket ist dringend geboten.** Seine Wirkung hängt jedoch entscheidend davon ab, ob die vorgesehenen Maßnahmen kohärent mit den parallelaufenden Prozessen – AgNes, NEST und RAMEN bei der Bundesnetzagentur sowie der EEG-Novelle – verzahnt werden. Widersprüchliche Anreize müssen vermieden werden.
- › Der VKU erkennt den **Bedarf einer besseren Synchronisierung von EE- und Netzausbau** ausdrücklich an und **unterstützt die Änderungen** am Redispatch-Vorbehalt im Vergleich zur Vorgängerversion.
- › Dass kapazitätslimitierte Gebiete erst ab 5 % **technologiespezifischer (!)** Abregelungsquote und für maximal 6 Jahre ausgerufen werden können, ist eine wichtige und praxistauglichere Anpassung. Eine **Steuerungswirkung für überlastete Netzenspassregionen** bleibt erhalten, die **Kalkulierbarkeit von EE-Projekten**, ist durch die maximale Anzahl entschädigungsfreier Redispatch-Stunden besser möglich.

- › Es ist zentral, dass die technologiespezifische Ausgestaltung der Abregelungsquote von einer „Soll-Bestimmung“ in eine „Muss-Regelung“ angepasst wird.
- › Entscheidend für eine funktionierende Umsetzung ist es, dass dieses **Synchronisierungsinstrument** mit einer **parallelen Beschleunigung des Netzausbaus** einhergeht. Deshalb ist das von der Politik angekündigte Verteilnetzpaket zur Beschleunigung des Netzausbaus von zentraler Bedeutung. Derzeit ist mit einem durchschnittlichen Zeitrahmen von rund 10 Jahren für den Netzausbau zu rechnen, sodass eine Begrenzung auf 6 Jahre die reale Ausbaupraxis nicht hinreichend abbilden würde.
- › **Die Begrenzung der Anschlussleistungskapazität für neue EE-Anlagen ist richtig.** Es fehlen hier allerdings noch konkrete Vorgaben zur Ausgestaltung. Eine Begrenzung setzt wichtige Anreize zur Systemdienlichkeit (Batterie Co-Location; Anlagenkonfiguration) und bietet ein großes Kosteneinsparungspotential, v.a. im nachgelagerten Netzausbau. Diese Begrenzung sollte nach unserem Verständnis konsequenterweise als grundsätzliche Verpflichtung und nicht als Option für den Netzbetreiber ausgestaltet werden. Zentral ist, dass es einen **Übergangszeitraum gibt und die Regelung nicht bereits am 01.01.2027 greift**. Zudem konnte aufgrund der kurzen Konsultationsfrist nicht geprüft werden, welche Auswirkungen die Schwelle von 280 W/m² auf Windenergie-Projekte hat.
- › **Die Regelung zur Rückgabe ungenutzter Netzkapazität wird grundsätzlich unterstützt.** Der Anpassungswert muss auf einen angemessenen – nicht den höchsten gemessenen – Leistungswert abstellen. Anlagen im Aufbau und Reserveanlagen sind auszunehmen. Ein Kommunikationsprozess vor jeder Anpassung ist verpflichtend. Eine BKZ-Rückerstattung ist abzulehnen; bei späterer Neubeantragung darf kein neuer BKZ erhoben werden.
- › **Die Priorisierungskriterien sind zur Gewährleistung der Rechtssicherheit zu konkretisieren;** andernfalls droht eine faktische Rückkehr zum Windhundprinzip. **Leistungsbedarfe nachgelagerter und angrenzender Verteilnetzbetreiber müssen bei der Priorisierung von Netzanschlussbegehren verbindlich höchste Priorität haben.** Als zusätzliche Kriterien sind Netzverträglichkeit, Daseinsvorsorge und Wohnungsneubau aufzunehmen; politisch gesetzte Ziele sind gesetzlichen Zielvorgaben gleichzustellen. Die Möglichkeit zur Freihaltung von Kapazität muss auch Verteilnetzbetreibern offenstehen. Dies insbesondere auch für klassische Lastkunden, um die Dekarbonisierungsbemühungen der Industrie- und Gewerbeunternehmen flankieren zu können.
- › **Transparenzpflichten über Netzanschlusskapazitäten werden unterstützt, dürfen jedoch keine sicherheitsrelevanten Rückschlüsse auf die Netzstruktur ermöglichen.** Zudem dürfen diese Pflichten nicht einseitig zur weiteren Belastung der Netzbetreiber führen, ohne dass dadurch gleichzeitig eine Entlastung, bspw. bei Mehrfachanfragen oder hinsichtlich der Netzdatenoffenlegung, entsteht. Die Aktualisierungszyklen sowie die räumliche Aggregation freier Kapazitäten müssen in einem angemessenen Verhältnis zwischen dem Informationsbedürfnis

potenzieller Netznutzer und der Sicherheitsinteressen von Betreibern kritischer Infrastruktur stehen und einen tatsächlichen volkswirtschaftlichen Mehrwert schaffen.

- › **Die vollständig digitale Abwicklung von Netzanschlussverfahren wird begrüßt.** Verteilnetzbetreiber müssen bei der technischen Umsetzung flexibel bleiben; entscheidend ist ein nahtloser digitaler Prozess aus Sicht des Antragstellers. Die Einführung eines zentralen Registers für Netzanschlussbegehren sollte geprüft werden.

Stellungnahme

Vorbemerkung

Deutschland befindet sich mitten in der Energiewende – und das Tempo nimmt weiter zu. Mit über 5,6 Millionen Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien und einer installierten Leistung von rund 200 GW ist bereits heute der Großteil des Zubaus dieser Anlagen in den Verteilnetzen verankert. Bis 2045 soll diese Leistung allein für Onshore-Wind und Photovoltaik auf rund 540 GW anwachsen. Gleichzeitig elektrifizieren sich die Bereiche Wärme und Verkehr: Großwärmepumpen, Elektrolyseure, Ladeinfrastruktur und Rechenzentren stellen neue und wachsende Anforderungen an alle Netzebenen.

Der **Netzausbau** kann mit diesem Tempo jedoch nicht Schritt halten. Die Gründe sind bekannt: Dazu gehören langwierige Genehmigungsverfahren, fehlende Standardisierung in Behördenprozessen und ein Investitionsbedarf, der eine Verdopplung oder gar Verdreifachung der Netzkapazitäten erfordert. Die Regierungskoalition möchte dies auch durch ein **eigenständiges Verteilnetzpaket** adressieren. So hat der Koalitionsausschuss dieses Paket Anfang Juli „bis Ende des Jahres 2026“ angekündigt. Es soll u.a. Genehmigungsverfahren für Verteilnetzprojekte beschleunigen, Planfeststellungsverfahren flexibilisieren, Umweltverträglichkeitsprüfungen straffen, die Digitalisierung der Netze vorantreiben, die Auslastung bestehender Netze verbessern und die Realisierungsdauer von Verteilnetzprojekten etwa halbieren. Wir als VKU begrüßen dies ausdrücklich. Dieses Paket wird von entscheidender Bedeutung sein.

Dennoch bleibt die **Netzkapazität ein knappes Gut** und der **Netzanschluss ist ein zentrales Nadelöhr**. Spekulativer Anfragedruck verschärft die Situation zusätzlich, bindet Planungsressourcen der Netzbetreiber und blockiert Kapazitäten, die anderen Vorhaben zugutekommen könnten. Die volkswirtschaftlichen Kosten durch Redispatch, verzögerte Investitionen und gebremste Transformation sind erheblich.

Aus Sicht des VKU ist das **Netzanschlusspaket dringend geboten**, da es an einem zentralen Hebel ansetzt. Entscheidend wird jedoch sein, ob die hier vorgesehenen **Maßnahmen mit den parallellaufenden regulatorischen Prozessen kohärent verzahnt** werden. Mit dem Redispatch-Vorbehalt, der neu eingeführten Wirkleistungsbegrenzung, dem NEST-Prozess, insbesondere der Festlegung RAMEN und der Reform der Netzentgeltsystematik im Rahmen des AgNes-Prozesses sowie der grundsätzlichen Überarbeitung des EEG werden gleichzeitig mehrere zentrale Stellschrauben des Regulierungsrahmens verändert. Jede dieser Maßnahmen sendet Signale bezüglich der Standortwahl und Betriebsweise neuer Netznutzer und beeinflusst somit unmittelbar die Investitionsentscheidungen kommunaler Netzbetreiber und ihrer Kunden sowie auch der Betreiber von EE-Anlagen. Damit diese Signale eine konsistente Lenkungswirkung entfalten können, müssen die Instrumente widerspruchsfrei ineinandergreifen. Derzeit ist dies jedoch nicht hinreichend sichergestellt.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Zielsetzung, die Ansiedlung von Erneuerbare-Energien-Anlagen gezielt in Regionen mit geringerer Netzauslastung zu lenken, für Unternehmen der Ver- und Entsorgungswirtschaft aufgrund ihrer standortgebundenen Infrastruktur nur eingeschränkt umsetzbar ist. Die besondere Rolle dieser Unternehmen bei der Sicherstellung der Daseinsvorsorge sowie die europarechtlichen Vorgaben zur Erreichung der Energieneutralität sollten daher bei der Ausgestaltung entsprechender Regelungen angemessen berücksichtigt werden.

Für eine umfassende Bewertung des jetzt vorliegenden Referentenentwurfs sind jedoch drei Werktage drastisch zu kurz.

Zu Artikel 1 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Zu §14 Absatz 1d (neu) EnWG-E: Einführung eines Redispatchvorbehalts

Der VKU unterstützt das übergeordnete Ziel, den Ausbau erneuerbarer Energien und den Netzausbau stärker zu synchronisieren. Den aktuellen Entwurf, mit Anpassungen beim Redispatchvorbehalt, sieht der VKU als Schritt in die richtige Richtung an, auch wenn viele Details in der Ausgestaltung noch offen sind. Die Erhöhung der Abregelungsquote auf 5 % (ursprünglich 3 %) ist positiv. Allerdings ist diese vermeintliche Verbesserung erst dann objektiv bewertbar, wenn aus den Daten aller Netzbetreiber **ersichtlich ist**, wie groß die Betroffenheit bei dieser Grenze ist. Vor einer Festlegung der finalen Abregelungsquote muss geklärt werden, wie viele Netze betroffen sind, um die tatsächlichen Auswirkungen bewerten zu können.

Wir erkennen an, dass das Instrument in weniger Netzgebieten zum Einsatz kommt, technologiespezifisch ausgestaltet ist und die Finanzierungsfähigkeit durch die Deckelung der maximalen Anzahl entschädigungsfreier Redispatch-Stunden deutlich verbessert. Bei der weiteren Ausgestaltung kommt es darauf an, eindeutig zu beschreiben, nach welchen Regeln und von wem die prozentuale Höhe der nicht vergütenden Jahresmenge je Anlage definiert wird. Die technologiespezifische Ermittlung der Abregelungsquote sollte statt einer Soll-Regelung als eine Muss-Regelung ausgestaltet sein.

Die Auswirkung des Redispatchvorbehalts hängt entscheidend davon ab, ob die vorgesehenen Maßnahmen kohärent mit den parallellaufenden Prozessen – AgNes, NEST und RAMEN bei der Bundesnetzagentur sowie der EEG-Novelle – verzahnt werden. Widersprüchliche Anreize müssen vermieden werden.

Regelungsvorschlag:

Die technologiespezifische Ermittlung der Abregelungsquote sollte statt einer Soll-Regelung als eine Muss-Regelung ausgestaltet sein.

Umsetzungsvorschlag:

„ (1d) [...] Die Ausweisung ~~soll~~muss technologiespezifisch für Solaranlagen des ersten Segments nach § 3 Nummer 41a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und Windenergieanlagen an Land nach § 3 Nummer 48 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erfolgen. [...]“

Begründung:

Der Auslösetatbestand für die Kapazitätslimitierung eines Netzgebiets wurde von einer **Abregelungsquote von 3 % auf 5 % angehoben**, was zu begrüßen ist. Zudem wird diese Quote **technologiespezifisch**, d. h. getrennt nach Wind-Erzeugung sowie PV-Erzeugung, ermittelt. Der VKU hatte sich hierfür eingesetzt und sieht als wesentlich dafür an, Anreize für einen komplementären EE-Ausbau von Wind- und PV zu setzen. Die Abregelungsquote sollte, um Ausreißer zu vermeiden, insbesondere für Wind über einen längeren Zeitraum, bspw. drei Jahre in der Vergangenheit ermittelt und im Sinne der Transparenz für Anlagenplaner, durch den Netzbetreiber veröffentlicht werden. Wenn ein Netzbetreiber ein kapazitätslimitiertes Netzgebiet ausgerufen hat, sollte er jährlich darlegen, was er seit dem letzten Jahr unternommen hat, um das Problem zu lösen. In kapazitätslimitierten Netzgebieten, ist zu befürchten, dass neue Anlagen (ohne Ausgleich) tendenziell häufiger abgeschaltet werden als ältere Bestandsanlagen. Hier braucht es dringend eine faire Vorgabe, die ein diskriminierungsfreies Regime gewährleistet.

Es ist jedoch wesentlich, dass diese technologiespezifische Unterscheidung auch angewandt wird. Aus diesem Grund sollte die im Referentenentwurf geschriebene **Soll-Regelung in eine Muss-Regelung geändert werden**.

Außerdem wurde die **Dauer einer möglichen Kapazitätslimitierung von maximal 10 Jahren auf 6 Jahre reduziert**. Dies ist ein sinnvollerer Zeitrahmen, um die Netzsituation vor Ort anpassen zu können. Damit dieser Zeitrahmen für Netzbetreiber jedoch ausreicht, um das Netz adäquat auszubauen, **braucht es** zwingend und so bald wie möglich, **das angekündigte Verteilernetzpaket**. Dies gilt insbesondere, wenn mehrere Netzebenen koordiniert werden müssen. Es können Situationen aufkommen, in denen ein nachgelagerter Netzbetreiber seinen eigenen Engpass behoben hat, das vorgelagerte Netz allerdings noch nicht ertüchtigt wurde. Neben den real auftretenden Engpässen sollten auch planerische Engpasssituationen in den Regelungen angemessen berücksichtigt werden.

Die in § 13a Abs. 6 EnWG-E i. V. m. § 8 Abs. 4 Satz 3 EEG-E vorgesehene Einschränkung des Anspruchs auf finanziellen Ausgleich für Redispatch-Maßnahmen sollte nicht dazu führen, dass verpflichtend zu erbringende Leistungen des Bilanzkreisverantwortlichen bzw. Direktvermarkters unvergütet bleiben. Nach geltendem Recht besteht auf Verteilernetzebene aufgrund der zum 23. Dezember 2025 in Kraft getretenen Änderungen des § 14 EnWG grundsätzlich bis zum 31. Dezember 2031 keine Verpflichtung des Verteilernetzbetreibers zur Durchführung des bilanziellen Ausgleichs. Die dadurch erforderliche Bilanzkreisbewirtschaftung wird weiterhin durch Bilanzkreisverantwortliche und Direktvermarkter erbracht.

Auch bei einer Redispatch-bedingten physischen Abregelung der Anlage bleibt die Verpflichtung zur Bilanzkreisbewirtschaftung bestehen. Die hierfür erforderlichen Maßnahmen dienen unmittelbar der Sicherstellung der Bilanzkreistreue sowie der Netz- und Systemstabilität und verursachen tatsächliche Aufwendungen. Soweit diese Aufgaben weiterhin durch den Bilanzkreisverantwortlichen bzw. Direktvermarkter wahrgenommen

werden, sollte hierfür auch künftig ein aufwandsgerechter Ausgleich bestehen bleiben. Der in § 13a Abs. 6 EnWG-E vorgesehene Selbstbehalt sollte sich daher ausschließlich auf die Entschädigung der nicht erzeugten bzw. nicht eingespeisten Energiemenge beziehen.

Darüber hinaus wurde der Ausgleichsmechanismus für die bilanzielle Bewirtschaftung erst mit den Ende 2025 in Kraft getretenen Redispatch-Anpassungen eingeführt. Die Auswirkungen dieser Neuregelung konnten bislang noch nicht belastbar evaluiert werden. Eine gleichzeitige Einführung kapazitätslimitierter Netzgebiete nach § 14 Abs. 1d EnWG-E mit einer Einschränkung dieses erst kürzlich etablierten Ausgleichsmechanismus würde die Kostenverteilung im Redispatch erneut grundlegend verändern und zusätzliche Unsicherheit für Anlagenbetreiber, Direktvermarkter und Bilanzkreisverantwortliche schaffen. Vor einer Einschränkung des Ausgleichs für die Übernahme des bilanziellen Ausgleichs sollte daher zunächst eine Bewertung der Wirkungen der jüngsten Redispatch-Reform erfolgen.

Zu Artikel 2 Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Zu § 8 Absatz 4 (neu) EEG: Begrenzung der Anzahl entschädigungsfreier Redispatch-Stunden in kapazitätslimitierten Netzgebieten

Der VKU begrüßt, dass die **Anzahl entschädigungsfreier Redispatch-Stunden in kapazitätslimitierten Netzgebieten auf 10 – 20 % der Jahresstromerzeugung** (ursprünglich unbegrenzt) begrenzt wird. Wir gehen davon aus, dass diese Spanne bewusst als Angebot zur Diskussion im Rahmen der LuV gestellt wurde. In der weiteren Ausgestaltung sollte hier ein verbindlicher Wert festgelegt werden, um unnötigen Abstimmungs- und Diskussionsaufwand zu vermeiden. Diese Zahl soll im Rahmen eines Vertrages über den Netzanschluss der Anlage (FCA, flexible connection agreement) festgelegt werden.

Aus unserer Sicht bietet diese Regelung einerseits den Anreiz für EE-Projektierer, nach Möglichkeit, einen Projektstandort ohne kapazitätslimitiertes Netzgebiet zu suchen. Es muss allerdings bewusst sein, dass die Flächenkulisse beim weiteren Zubau von Windkraftanlagen begrenzt ist (u. a. durch Windvorangebiete, Artenschutz). Andererseits ermöglicht diese Regelung ggü. den Leaks zum Referentenentwurf eine bessere Kalkulation der Wirtschaftlichkeit von EE-Projekten und somit der Finanzierung, die im alten Vorschlag stark gefährdet war.

Für den weiteren Verlauf ist es wesentlich, dass die Kohärenz der rechtlichen Anpassungen mit parallelen Prozessen gewährleistet ist. Dieses Gesetzespaket muss mit der Reform der Netzentgeltsystematik (AgNes), der anstehenden EEG-Novelle und der Reform der Baukostenzuschüsse abgestimmt sein, um widersprüchliche Anreize zu vermeiden. Insbesondere ist es wichtig, auch die aktuellen Festlegungen der BNetzA zur Qualitätsregulierung dabei zu berücksichtigen. Diese setzen einen Anreiz, im Rahmen der „Energiewendekompetenz“ Energiewendetechnologien schneller anzuschließen.

Zu § 8 Absatz 1 Sätze 3 bis 5 (neu) EEG: Begrenzung der Anschlussleistungskapazität für neue EE-Anlagen

Eine Möglichkeit zur Begrenzung der Anschlussleistungskapazität von EE-Anlagen, in Abhängigkeit ihrer installierten Kapazität, sieht der VKU als positiv an. Allerdings wären sog. nachgeführte Agri-PV-Trackeranlagen davon unverhältnismäßig negativ betroffen, denn diese Anlagen erzeugen ihre Nennleistung nicht nur in kurzen Spitzen, sondern über einen deutlich längeren Zeitraum. Agri-PV-Trackeranlagen sollten analog zu innovativen Co-Location-Konzepten von der 70 %-Begrenzung ausgenommen werden.

Es sollte sichergestellt werden, dass die Reduzierung der Leistung immer nur am Netzverknüpfungspunkt gilt und der EE-Betreiber die ansonsten verlorene Energie anders nutzen kann, sofern er dafür Wege hat (z. B. Batteriespeicher).

Grundsätzlich ist diese Regelung sinnvoll, da sie das Potential hat, den Bedarf an nachgelagertem Netzausbau zu senken, Anreize für die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten (u.a. Co-Location von Batteriespeichern, Kombination von Wind und PV...) setzt sowie Anreize für einen möglichst hohen Parkwirkungsgrad bei Wind-Anlagen (d. h. eine Anlagenkonfiguration die möglichst hohe Volllaststundenzahlen erreicht) schafft.

Bei zukünftig höheren Dauerlasten durch Co-Location mit BESS sollte auch die Auslastung der Leitungen über bei EVU üblichen Faktor von 0,7 in den Blick genommen werden, da dieser bei den Berechnungen der anschließbaren Spitzenleistung häufig zu Grunde gelegt wird. Es wird davon ausgegangen, dass in weniger belasteten Stunden sich die Leitungen/Kabel abkühlen können – dies bedarf zukünftig ggfs. einer Anpassung.

Diese Begrenzung sollte nach unserem Verständnis konsequenterweise als grundsätzliche Verpflichtung und nicht als Option für den Netzbetreiber ausgestaltet werden, denn eine Begrenzung der Spitzenleistung der Anlagen entlastet das Gesamtsystem in jedem Fall, auch wenn beim Anschlussnetzbetreiber vor Ort noch ausreichend Kapazität verfügbar ist. Die Möglichkeit zur Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt von Solaranlagen des ersten Segments auf maximal 70 Prozent der installierten Leistung je Anlage ist ein Schritt in die richtige Richtung. Als VKU können wir uns hier auch eine noch ambitioniertere Absenkung auf z. B. 60 % vorstellen.

Die Möglichkeit zur Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt für Windenergieanlagen an Land auf maximal 280 Watt je Quadratmeter der vom Rotor der Windenergieanlage überstrichenen Fläche je Anlage klingt sinnvoll. Eine abschließende Befassung unserer Gremien war, aufgrund der äußerst kurzen Stellungnahmefrist, jedoch nicht möglich, weshalb Auswirkungen auf konkrete Projekte nicht abgeschätzt werden können. Darüber hinaus bestehen **Wechselwirkungen** zwischen eingesetzten **Generatorenleistungen**, die sich durch maximale Wirkleistungseinspeisung ändern werden, und den **Referenzerträgen** und dementsprechend der **Standortgüte**. Erste Berechnungen legen nahe, dass insbesondere Standorte mit einer Standortgüte von etwa 50 – 60 %, die für viele süddeutsche Projekte typisch sind, gegenüber heutigen

Anlagenkonfigurationen spürbare Nachteile erleiden würden. Diese Wechselwirkungen sind im weiteren Gesetzesverfahren zu berücksichtigen.

Regelungsvorschlag:

Die Regelung sollte nicht bereits ab dem 01.01.2027 greifen, sondern es bedarf eines Übergangszeitraums für bereits in Planung befindliche Projekte.

Umsetzungsvorschlag:

Ergänzung zu §8 Absatz 1, Sätze 3 und 4

„a) [...] Für Solaranlagen des ersten Segments, die an einem Gebotstermin vor dem 1. Januar 2028 teilgenommen haben, gelten die neuen Bestimmungen der begrenzten Anschlussleistung *nicht*.“

„b) [...] Für Windenergieanlagen an Land, die an einem Gebotstermin vor dem 1. Januar 2029 teilgenommen haben, gelten die neuen Bestimmungen der begrenzten Anschlussleistung *nicht*.“

Begründung:

Eine Einführung der begrenzten Anschlussleistung bereits zum 01.01.2027 würde die Planungssicherheit in Deutschland stark einschneiden, da hiervon viele Projekte betroffen wären, die bereits weit fortgeschritten sind. In Planung befindliche Projekte können nicht so kurzfristig angepasst werden, v. a. da erst mit Abschluss des Parlamentarischen Verfahrens im Herbst 2026 Planungssicherheit zur Regelung bestehen wird, also wenige Monate oder Wochen vor Inkrafttreten der Regelung.

Aus diesem Grund schlagen wir einen längeren Übergangszeitraum vor, der bspw. analog zum Vorgehen beim Referenzertragsmodell im aktuellen Referentenentwurf der EEG-Novelle. Hierbei gibt es für die einzelnen Regionen Übergangszeiträume bis 2029. (Vgl. § 36h EEG, (1a) und (1b)).

Zu Artikel 1 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Zu §17 Abs. 1a (neu) EnWG-E: Ungenutzte Kapazität

Regelungsvorschlag:

„(1a) ~~Stellt sich nach Zustandekommen eines Netzanschlussverhältnisses heraus, dass~~ *Wurde:* die für den Netzanschluss vorzuhaltende Leistung über einen Zeitraum von mehr als drei Jahren nicht oder nicht in der vereinbarten Höhe in Anspruch genommen *wurde*, sind Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen berechtigt, die vorzuhaltende Leistung auf ~~den höchsten gemessenen~~ *einen angemessenen* Leistungswert ~~der vergangenen drei Jahre~~ anzupassen. „(1a) ~~Stellt sich nach Zustandekommen eines Netzanschlussverhältnisses heraus, dass~~ *Wurde* die für den Netzanschluss vorzuhaltende Leistung über einen

Zeitraum von mehr als drei Jahren nicht oder nicht in der vereinbarten Höhe in Anspruch genommen ~~wurde~~, sind Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen berechtigt, die vorzuhaltende Leistung auf ~~den höchsten gemessenen~~ einen angemessenen Leistungswert ~~der vergangenen drei Jahre~~ anzupassen. Der Anschlussnehmer hat die Anpassung zu dulden. Satz 1 und 2 finden keine Anwendung, sofern es sich um Leistung handelt, die von einem Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes an einem Netzverknüpfungspunkt für einen angrenzenden oder nachgelagerten Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes vorgehalten wird.

Der VKU unterstützt das Anliegen, dauerhaft blockierte Netzanschlusskapazitäten zurückzugewinnen und für andere Netznutzer verfügbar zu machen. Die vorgeschlagene Regelung bedarf jedoch in einigen Punkten der Präzisierung.

Begründung:

Angemessener Wert statt höchster gemessener Leistungswert. Die Formulierung einer Anpassung an den „höchsten gemessenen Leistungswert“ ist zu restriktiv. Maßgeblich sollte stattdessen ein angemessener Wert sein, der den realistischen Leistungsbedarf der Anlage sachgerecht abbildet und auf einem repräsentativen Nutzungsverlauf basiert – und nicht auf einzelnen Leistungsspitzen. Dabei müssen besondere Verbrauchsprofile, etwa saisonale oder witterungsabhängige Lastverläufe, sowie technische Besonderheiten einzelner Anlagen berücksichtigt werden können. Ein angemessener Wert kann dabei unterhalb des höchsten gemessenen Leistungswertes liegen, wenn dieser auf einmaligen oder atypischen Lastspitzen beruht und keinen repräsentativen Rückschluss auf den tatsächlichen Leistungsbedarf zulässt. Dies verhindert, dass einzelne außergewöhnliche Ereignisse dauerhaft zu einer Überhöhung des maßgeblichen Leistungswertes führen und dadurch unnötige Netz- oder Leistungskosten entstehen. Entsprechende Klarstellungen in der Gesetzesbegründung sind wünschenswert.

Kommunikationsprozess vor Anpassung. Einer etwaigen Leistungsanpassung muss stets ein Kommunikationsprozess mit dem Netznutzer vorausgehen. Nur so kann zwischen geringfügigen oder temporären Minderabrufen und einer strukturell nicht genutzten Leistung unterschieden werden und nur so kann das hier verankerte Recht des Netzbetreibers zielführend angewendet werden. Die Anpassung sollte zudem erst erfolgen, wenn der Anschlussnehmer die vereinbarte Leistung gesichert nicht mehr nutzt.

Ausnahmen. Die Regelung sollte keine Anwendung finden auf:

- **Anlagen im Aufbau:** Projekte, die planmäßig schrittweise hochgefahren werden und ihre volle Anschlusskapazität erst über mehrere Jahre ausschöpfen, etwa öffentliche Ladeinfrastruktur oder Rechenzentren. Etwaige Hochlaufpfade sollten im Netzanschlussvertrag oder im Rahmen des Reservierungsverfahrens nach §

17f vereinbart werden können. Hier kann eine zeitliche Begrenzung auf fünf Jahre sinnvoll sein.

- **Reserveanlagen:** Anlagen, die konstruktionsbedingt nur im Ausnahmefall oder Notfall abgerufen werden und dann aber sicher zur Verfügung stehen müssen.
- **Netzbetreiber-Übergabestellen:** Leistung, die ein Netzbetreiber an einem Netzverknüpfungspunkt für einen nachgelagerten Netzbetreiber vorhält, sollte von der Regelung ausgenommen sein.

Verhältnis zu § 17f. Das Verhältnis zwischen der einseitigen Leistungsanpassung nach § 17 Abs. 1a und dem planmäßigen, schrittweisen Aufbau einer Anlage im Rahmen des Reservierungsverfahrens nach § 17f ist derzeit unklar. Anlagen, die planmäßig schrittweise errichtet werden, sollten der für den Aufbau geltenden Regelung unterliegen und nicht § 17 Abs. 1a. Dies sollte zumindest in der Gesetzesbegründung klargestellt werden.

Anwendung im Bestand. Es sollte in der Gesetzesbegründung klargestellt werden, dass die Regelung auch für bereits bestehende Netzanschlüsse anwendbar ist, um entsprechende Diskussionen in der Praxis zu vermeiden. Nur so würde auch das Potenzial bereits bestehender ungenutzter Leistungsreserven gehoben werden.

Baukostenzuschuss. Eine Anpassung der Anschlussleistung begründet keinen Rückerstattungsanspruch für einen bereits geleisteten Baukostenzuschuss. Dies entspricht der Logik des BKZ als Lenkungsinstrument: Nur wenn der BKZ auch bei einer nachträglichen Leistungsreduzierung vollständig beim Netzbetreiber verbleibt, entfaltet er die erforderliche Anreizwirkung, den tatsächlichen Leistungsbedarf bereits bei der Antragstellung realistisch anzugeben. Die Begründung sollte dies ausdrücklich klarstellen. Wird die reduzierte Kapazität zu einem späteren Zeitpunkt am gleichen Netzanschluss erneut beantragt, sollte hierfür allerdings kein neuer BKZ erhoben werden.

Kohärenz mit dem AgNes-Prozess. Die Regelung steht in engem Zusammenhang mit möglichen kapazitätsorientierten Netzentgelten im Rahmen des AgNes-Prozesses der BNetzA. Eine kohärente Einbettung in das entstehende Gesamtsystem ist sicherzustellen, damit Investitions- und Betriebsentscheidungen nicht durch widersprüchliche Mechanismen erschwert werden.

Zu § 17 Abs. 2ba EnWG-E: Erleichterung für Co-Location-Speicher

Regelungsvorschlag:

„(2ba) Der Netzanschlussvorrang gemäß § 8 Absatz 1 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und § 3 Absatz 1 Satz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes ist nicht gegenüber Energiespeicheranlagen anzuwenden. 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 Energiespeichereinrichtung unter Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach Absatz 2b oder § 8a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes unverändert bleibt.“

Der VKU begrüßt die geplante Erleichterung für den Anschluss von Co-Location-Speichern. Die Regelung bedarf jedoch einer Konkretisierung, um Planungs- und Rechtssicherheit für alle Beteiligten zu gewährleisten. Vorstellbar ist auch eine Ausweitung auf gemeinsam durch Wind und PV-Anlagen i.S. der Überbauung genutzte Netzanschlüsse.

Begründung:

Das alleinige Abstellen auf die bisherige maximale Entnahme- oder Einspeiseleistung greift zu kurz. Netzanschlüsse werden netzplanerisch nicht nur anhand von Leistungsobergrenzen, sondern auch anhand von Einspeise- und Entnahmeprofilen bewertet. Die Annahme, ein bestehender Netzanschluss stünde automatisch und jederzeit in vollem Umfang auch für zusätzliche Einspeisungen oder Entnahmen eines Co-Location-Speichers zur Verfügung, ist technisch nicht korrekt. Der Netzbetreiber muss daher in jedem Fall im Rahmen einer Netzverträglichkeitsprüfung die Bedingungen für einen Anschluss ermitteln können. Etwaige Auflagen sind dann vertraglich – in der Regel mittels FCA – festzuhalten. Auf dieser Grundlage muss der Betreiber des Co-Location-Speichers entscheiden können, ob die Bedingungen mit seinem Geschäftsmodell vereinbar sind.

Der Gesetzgeber sollte zudem in der Begründung darauf hinweisen, dass mit steigender Anzahl flexibler Netzanschlussvereinbarungen die verfügbare Flexibilität für alle betroffenen Anschlussnehmer abnimmt und der systemische Nutzen flexibler Anschlüsse insgesamt sinkt. Dieser Effekt ist bei der weiteren Ausgestaltung des Rahmens für Co-Location-Speicher zu berücksichtigen.

Folgende Klarstellungen, sind in der Gesetzesbegründung wünschenswert:

- Die Regelung gilt nicht nur für Speicher an bereits bestehenden Netzverknüpfungspunkten, sondern auch für neue EE-Projekte mit Speichern, sofern die netzwirksame maximale Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt nicht erhöht wird. Andernfalls bliebe ein erheblicher Teil praxisrelevanter Hybrid- und Co-Location-Projekte unzureichend erfasst.
- Einfache und standardisierte Möglichkeit schaffen, auch einen Netzbezug des Speichers zuzulassen, soweit dieser netzverträglich ist. Ein solcher Netzbezug kann den system- und netzdienlichen Betrieb von Speichern zusätzlich stärken, etwa indem Speicher flexibel auf Netzsituationen reagieren und zur Entlastung des Netzes beitragen können. Voraussetzung sollte sein, dass die vereinbarte netzwirksame maximale Bezugs- und Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt eingehalten wird.

- Klarstellung, dass Eigenstromnutzungen des Speichers, insbesondere für Hilfs- und Betriebsverbräuche wie Kühlung, Steuerung oder sonstige technische Nebenverbräuche, nicht als Erhöhung der maßgeblichen Entnahme- oder Einspeiseleistung zu bewerten sind. Solche Eigenverbräuche sind technisch notwendiger Bestandteil des Speicherbetriebs und dürfen nicht dazu führen, dass der Speicheranschluss als kapazitätserhöhend eingestuft oder erschwert wird

Zu § 17b EnWG-E: Priorisierung von Netzanschlussbegehren und Freihaltung von Netzanschlusskapazität

Regelungsvorschlag:

„(1) Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung ~~können~~müssen im Rahmen der Verfahren nach §17a Absatz 1 sicherstellen, dass die Bedarfe von Betreibern angrenzender oder nachgelagerter Elektrizitätsversorgungsnetze mit Priorität behandelt werden. Sie können des Weiteren Maßgaben für die Priorisierung sonstiger bestimmter Netzanschlussbegehren vorsehen. Zweck der Priorisierung kann auch das Freihalten von Netzanschlusskapazität für priorisierte erwartete Netzanschlussbegehren sein. Für die Priorisierung können die Betreiber von Übertragungsnetzen folgende Kriterien heranziehen:

1. die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems,
2. bestehende gesetzliche Zielvorgaben für den Ausbau von Erzeugungsanlagen, Energiespeichereinrichtungen und Verbrauchern,
3. die Annahmen aus dem von der Bundesnetzagentur nach § 12a genehmigten Szenariorahmen,
- ~~4. Bedarfe von Betreibern angrenzender oder nachgelagerter Elektrizitätsversorgungsnetze,~~
- ~~5.4.~~ die effiziente Nutzung von Netzverknüpfungspunkten insbesondere durch mehrere Anschlussnehmer, und
- ~~6.5.~~ Ausweisungen von Flächen in Raumordnungs- oder Bauleitplänen.

(2) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen müssen sicherstellen, dass die priorisierten Bedarfe von Betreibern angrenzender oder nachgelagerter Elektrizitätsversorgungsnetze mit Priorität behandelt werden. Sie sind des weiteren berechtigt, die von der Bundesnetzagentur im Ergebnis einer Konsultation bestätigten Maßgaben zur Priorisierung von Netzanschlussbegehren entsprechend in ihrem Netzgebiet anzuwenden. Ergänzend zu den Kriterien nach Absatz 1 Satz 3 sind die Angaben und Annahmen der nach § 14d Absatz 3 erstellten Regionalszenarien, Netz-Nutzungsbedarfe lokaler Kundengruppen aus den Bereichen Industrie, Gewerbe und Haushalte sowie die Bedarfe vorgelagerter Elektrizitätsversorgungsnetze sowie Aspekte der Netzverträglichkeit und Daseinsvorsorge als Kriterien zulässig. Zweck der Priorisierung kann auch das Freihalten von Netzanschlusskapazität für priorisierte erwartete Netzanschlussbegehren sein. Die Anwendung nach Satz 1 ~~und 2 bis~~

3 ist der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde anzuzeigen und auf der gemeinsamen Internetplattform nach § 14e sowie auf der jeweiligen Internetseite zu veröffentlichen.

(3) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind auch berechtigt, eigene Zuteilungsverfahren zur Vergabe freier Kapazitäten in ihrem Netzgebiet anzuwenden. Die Verfahren müssen vor dem Hintergrund der jeweiligen individuellen Voraussetzungen im jeweiligen Netzgebiet diskriminierungsfrei, transparent und effizient ausgestaltet sein. Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen veröffentlichen die Verfahrensregeln auf ihrer jeweiligen Internetseite.“

Der VKU begrüßt die Schaffung einer gesetzlichen Grundlage zur Priorisierung von Netzanschlussbegehren. Leistungsbedarfe nachgelagerter Verteilnetzbetreiber müssen dabei verbindlich höchste Priorität genießen. Die Priorisierungskriterien müssen konkretisiert werden – in ihrer derzeitigen Fassung drohen uneinheitliche Auslegung und eine faktische Rückkehr zum Windhundprinzip. Als zusätzliche Kriterien sollten Netzvertraglichkeit, Daseinsvorsorge und Wohnungsneubau aufgenommen sowie politisch gesetzte Ziele gesetzlichen Zielvorgaben gleichgestellt werden. Die Möglichkeit zur Freihaltung von Kapazität muss auch VNB offenstehen. Wichtig dabei ist, dass neben den bereits aufgeführten Kriterien in Absatz 1 für die Verteilnetz-Ebene in § 17b Abs. 2 eine „lokale Nutzen-Komponente“ nach dem Prinzip „local first“ Berücksichtigung findet, da zum Beispiel Speicherprojekte oder Rechenzentren eine andere Elastizität haben als die unmittelbaren (langfristigen) Bedürfnisse lokaler Industrie- und Gewerbebetriebe oder die aus der kommunalen Wärmeplanung resultierenden Netzverstärkungen für Wärmepumpen oder die Elektromobilität. Dies steht auch im Einklang mit den von der EU-Kommission am 17. Juli 2026 vorgestellten Überlegungen im Energiepaket und dem Legislativvorschlag zu den Netzentgelten, wonach bestimmte Nutzergruppen (wie Haushalte, KMU etc.) in ihren Anschlussbegehren priorisiert werden dürfen. VNB-eigene, diskriminierungsfreie Vergabeverfahren müssen daher weiterhin zulässig sein; BNetzA-Leitlinien zur Rahmensetzung wären zu begrüßen.

Bedarfe nachgelagerter Verteilnetzbetreiber als höchste Priorität

Leistungsbedarfe nachgelagerter Verteilnetzbetreiber müssen mit höchster Priorität bedient werden. Die Energiewende findet maßgeblich in den Verteilnetzen statt, d.h. der Großteil des EE-Zubaus sowie nahezu alle neuen strombasierten Technologien zur Wärme- und Verkehrswende werden auf unteren Spannungsebenen angeschlossen. Die Bedarfe eines einzelnen VNB stehen damit stellvertretend für tausende geplante Anschlüsse. Verzögerungen an den Übergabestellen zwischen Übertragungs- und Verteilnetz bremsen deshalb unmittelbar den Fortschritt der Energiewende und verhindern, dass lokale Verteilnetzausbauten ihre volle Wirkung entfalten können. Der Entwurf sollte dies durch eine verbindliche – nicht nur optionale – Vorrangregelung für nachgelagerte Netzbetreiber klarstellen.

Zu den Priorisierungskriterien. Die im Entwurf genannten Kriterien sind dem Grunde nach sinnvoll. Der VKU regt folgende Ergänzungen an:

Das Kriterium der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems sollte explizit Anlagen der Daseinsvorsorge erfassen – darunter Schulen, Krankenhäuser, Feuerwehr- und Polizeistationen sowie weitere kritische Infrastrukturen. Diese sind ausschließlich an Verteilnetze angeschlossen und auf eine verlässliche Netzanbindung in besonderer Weise angewiesen.

Das Kriterium der gesetzlichen Zielvorgaben für den Ausbau von Erzeugungsanlagen, Energiespeicheranlagen und Verbrauchern sollte auf politisch gesetzte Ziele ausgeweitet werden. Für zentrale Technologien wie Großwärmepumpen oder Batteriespeicher bestehen zwar keine direkten gesetzlichen Ausbauziele, wohl aber klare politische Zielvorstellungen (etwa aus dem Wärmeplanungsgesetz oder der nationalen Stromspeicherstrategie). Eine Beschränkung auf formale Gesetzesziele würde diese Technologien ungerechtfertigt benachteiligen.

Darüber hinaus sollte neuer Wohnungsbau als eigenständige Priorisierungskategorie aufgenommen werden. Angesichts des anhaltenden Wohnraummangels ist sicherzustellen, dass ausreichend Netzkapazität für Wohnbauvorhaben freigehalten werden kann.

Als weiteres Kriterium sollte die **Netzverträglichkeit** eines Projekts herangezogen werden können. Anschlussbegehren, die durch systemdienliche Auslegung (bspw. Bereitstellung von Wirk- oder Blindleistungsunterstützung in netzkritischen Situationen) zur Reduzierung von Lastspitzen und Redispatch-Eingriffen beitragen, verbessern die Ausnutzung bestehender Netzkapazitäten und senken Netzausbaukosten. Solche Projekte sollten bei der Vergabe freier Kapazitäten bevorzugt berücksichtigt werden können. Der Begriff der Netzverträglichkeit sollte dabei zumindest in der Gesetzesbegründung definiert werden, um eine einheitliche und rechtssichere Anwendung zu gewährleisten.

Freihaltung von Kapazität auch für Verteilnetzbetreiber. Die Möglichkeit, Netzanschlusskapazität für priorisierte erwartete Begehren freizuhalten, sollte nicht allein den Übertragungsnetzbetreibern vorbehalten sein. Auch VNB müssen Kontingente für bestimmte, in

ihrem Netzgebiet priorisierte Anschlussbegehren reservieren und bereits vorliegende Begehren gegebenenfalls zurückstellen können. Dies ist insbesondere für die Kapazitätsplanung im Bereich Wärme- und Verkehrswende auf Verteilnetzebene unabdingbar.

Eigene Vergabeverfahren der Verteilnetzbetreiber. VNB müssen auch weiterhin eigene, diskriminierungsfreie und transparente Vergabeverfahren für die Zuteilung freier Kapazitäten in ihrem Netzgebiet anwenden dürfen. Angesichts der großen Heterogenität von Netzsituationen und Anwendungsfällen in den Verteilnetzen ist eine einheitliche bundesweite Vorgabe eines bestimmten Vergabeverfahrens weder sachgerecht noch praktisch umsetzbar. Leitlinien der BNetzA, die den Rahmen für solche Verfahren abstecken, würden die Rechtssicherheit stärken und wären ausdrücklich zu begrüßen, eine Verpflichtung auf ein konkretes Verfahren hingegen nicht.

Zu § 17c EnWG-E: Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten in Elektrizitätsversorgungsnetzen

Transparenzpflichten dürfen nicht zu erhöhten Sicherheitsrisiken führen. Bei der Ausgestaltung ist zudem stets auf ein ausgewogenes Aufwand-Nutzen-Verhältnis zu achten.

Mehr Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten ist grundsätzlich sinnvoll und wird vom VKU unterstützt. Bei der konkreten Ausgestaltung sind zwei Anforderungen zwingend zu beachten:

Erstens darf die Veröffentlichung von Kapazitätsinformationen keine Rückschlüsse auf die Netzstruktur ermöglichen, die potenziellen Angreifern gezielte Schwachstellenanalysen erlauben würden. Informationen über Ortsstationen, Umspannwerke, Trassenverläufe, Engpassbereiche oder strukturelle Schwachstellen eines historisch gewachsenen Netzes können, zumal bei laufenden Modernisierungsmaßnahmen, erhebliche Sicherheitsrisiken begründen. Es ist zu definieren, welche sinnvollen Anlagendaten im Internet anzugeben sind, ohne auf einzelne Netzstrukturen zu verweisen

Die verpflichtende Veröffentlichung verfügbarer Netzanschlusskapazitäten auf den Umspannebenen von HS – zu MS birgt erhebliche Risiken für die Sicherheit kritischer Infrastrukturen. Ein inakzeptables Sicherheitsniveau entsteht insbesondere durch die Kombination der Netzkapazitätskarte nach § 17c Absatz (1) mit der unverbindlichen Netzauskunft nach § 17c Absatz (2). Diese ermöglicht faktisch eine Rekonstruktion der Netzstruktur sowie Rückschlüsse auf kritische Anlagen und potenzielle Verwundbarkeitspunkte.

Zweitens muss das Aufwand-Nutzen-Verhältnis gewahrt bleiben: Kapazitäten in höheren Spannungsebenen ändern sich typischerweise selten, ein zu enger Aktualisierungsrhythmus erzeugt erheblichen Verwaltungsaufwand ohne entsprechenden Mehrwert. Der im

Entwurf angesetzte Erfüllungsaufwand für § 17c EnWG („Transparenz über freie Netzan-
schlusskapazitäten“) erscheint deutlich unterschätzt.

1. Insbesondere die Einführung und der Betrieb von Netzkapazitätskarten und un-
verbindlichen Netzauskünften erfordern einen erheblichen Aufwand für Daten-
aufbereitung, den Aufbau belastbarer Datenmodelle, die netztechnische Ablei-
tung freier Netzananschlusskapazitäten, die Integration in bestehende Netz- und IT-
Systeme, die Entwicklung und den Betrieb von Kundenportalen sowie die lau-
fende Qualitätssicherung.
2. Die angenommene Entlastung der VNB durch weniger Prüfaufwand bei Netzan-
schlussbegehren erscheint nicht plausibel. Vielmehr ist davon auszugehen, dass
die erhöhte Transparenz zusätzliche Anfragen, Erläuterungsbedarfe und Prüfpro-
zesse auslöst. Insbesondere die Bereitstellung unverbindlicher Netzauskünfte so-
wie die künftige Ausweisung möglicher FCA-Lösungen werden zu einem zusätzli-
chen fachlichen und organisatorischen Aufwand führen.
3. Zudem bildet die angenommene Aufwandsgröße von lediglich 48 Stunden für den
monatlichen Aktualisierungszyklus weder die tatsächlichen Implementierungs-
aufwände noch den laufenden Betriebsaufwand angemessen ab. Unberücksich-
tigt bleiben insbesondere der dauerhafte Betriebs- und Instandhaltungsaufwand,
die kontinuierliche Datenpflege, die fortlaufende Anpassung an sich ändernde
Netzsituationen und neue Netzananschlussbegehren sowie notwendige Systeman-
passungen, Tests und Qualitätssicherungsmaßnahmen.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt der VKU, den Wortlaut des einschlägigen Artikels 31
Absatz 3 Sätze 1 bis 3 der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie zu übernehmen und um einen
angemessenen Aktualisierungszyklus zu ergänzen. Diese Formulierung gewährleistet das
notwendige Maß an Transparenz, lässt dabei aber ausdrücklich Raum für die Wahrung
öffentlicher Sicherheit und den Schutz vertraulicher Daten. Der VKU schlägt folgende Fas-
sung vor:

Regelungsvorschlag 1:

„(1) Verteilernetzbetreiber stellen den Netznutzern die Informationen bereit, die sie für den
effizienten Netzzugang und die Nutzung des Netzes benötigen. Insbesondere veröffentli-
chen Verteilernetzbetreiber in transparenter Weise eindeutige Informationen über die für
neue Anschlüsse in ihren Betriebsgebieten verfügbare Kapazität sowie die technologiespe-
zifische reduzierte Wirkleistungserzeugung im vorangegangenen Kalenderjahr, wobei
diese Informationen eine hohe räumliche Granularität aufweisen, unter Wahrung der öf-
fentlichen Sicherheit und der Vertraulichkeit der Daten übermittelt werden und Angaben
zu der Kapazität, für die Anschlussanträge gestellt wurden, und zur Möglichkeit flexibler
Anschlüsse in Engpassgebieten enthalten. Die Veröffentlichung enthält Informationen
über die Kriterien, die der Berechnung der für neue Anschlüsse verfügbaren Kapazität zu-
grunde gelegt werden. Die Veröffentlichung ist in regelmäßigen Zeitabständen, die ein
Jahr nicht überschreiten, zu aktualisieren“

Diese Formulierung lässt den Netzbetreibern den nötigen Spielraum, Kapazitätsinformationen in aggregierter Form, etwa auf Ebene von Hochspannungsnetzgruppen, darzustellen und sicherheitsrelevante Details dabei auszusparen. Eine detailliertere nationale Ausgestaltung, die über den EU-Richtlinienwortlaut hinausgeht, ist aus Sicht des VKU nicht erforderlich und birgt das Risiko, sicherheitsrelevante Netzinformationen einer breiten Öffentlichkeit zugänglich zu machen.

Regelungsvorschlag 2:

„(1) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben die in ihrem Elektrizitätsversorgungsnetz auf der Umspannebene von Höchstspannung zu Hochspannung ~~sowie auf der Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung~~ Ebene von Hochspannungsnetzgruppen(110 kV) verfügbaren Netzanschlusskapazitäten auf ihrer jeweiligen Internetseite auf einer geografischen Karte zu veröffentlichen und die Veröffentlichung ~~monatlich in regelmäßigen Zeitabständen, die ein Jahr nicht wesentlich überschreiten,~~ zu aktualisieren. Die Veröffentlichung kann auf solche Kapazität beschränkt werden, die für neue Netzanschlüsse verwendbar sind. Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen können im Rahmen dieser Darstellung auch Netzgebiete kennzeichnen, in denen bestimmte Netzanschlüsse nach § 17b priorisiert sind. Auf die tatsächliche Verfügbarkeit der veröffentlichten Netzanschlusskapazitäten besteht kein Rechtsanspruch. Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben auf ihrer jeweiligen Internetseite allgemeine Informationen zu den für die Berechnung der nach Satz 1 veröffentlichten Netzanschlusskapazität verwendeten Kriterien bereitzustellen. Die Kriterien zur Berechnung der veröffentlichten Kapazitäten sind zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber abzustimmen und einheitlich bereitzustellen.

(2) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben ab dem 1. Januar 2028 jedermann zu ermöglichen, in einem über ihre jeweilige Internetseite erreichbaren elektronischen Verfahren eine unverbindliche Netzanschlusssauskunft für Netzanschlüsse mit einer Nennleistung von mindestens 135 Kilowatt einzuholen. Die unverbindliche Netzanschlusssauskunft ist für einen Netzanschluss in der Mittelspannungsebene, einschließlich der Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung und der Umspannebene von Mittelspannung zu Niederspannung im Hinblick auf die Spannungsebenen geeignet ist und über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung verfügt, zu erteilen. ~~zu erteilen, insbesondere über~~

~~1. den in der Luftlinie am kürzesten entfernt liegenden Netzverknüpfungspunkt, der auch im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist,~~

~~2. mindestens einen weiter entfernt liegenden Netzverknüpfungspunkt, der im Hinblick auf die Spannungsebenen geeignet ist und über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung verfügt.~~

~~Verfügt der nach Satz 2 Nummer 1 anzuzeigende Netzverknüpfungspunkt nicht über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung, so ist hierauf in der~~

~~unverbindlichen Netzanschlusssauskunft hinzuweisen und anzuzeigen, ob die grundsätzliche Möglichkeit zum Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach § 17 Absatz 2b oder nach § 8a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes besteht. Liegt der nach Satz 2 Nummer 1 anzuzeigende Netzverknüpfungspunkt in einem kapazitätslimitierten Netzgebiet nach § 14 Absatz 1d oder in einem Einspeisenetz nach § 3 Nr. 18 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, so ist dies ebenfalls anzuzeigen. Die der unverbindlichen Netzanschlusssauskunft zugrundeliegenden Daten sind regelmäßig, mindestens jedoch monatlich in regelmäßigen Zeitabständen, die ein Jahr nicht überschreiten, vom Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes zu aktualisieren. Absatz 1 Satz 3 und 4 gelten entsprechend.“~~

Begründung zu Regelungsvorschlag 2:

Im Hinblick auf die in Absatz 1 genannten Pflichten empfiehlt sich eine Darstellung größerer Netzgruppen (z. B. Hochspannungsgebiete) als zusammengefasste Flächen. Die Darstellung der Netzanschlusskapazitätskarte sollte auf die Umspannebene von Höchstspannungen zu Hochspannungsnetzgruppen sowie auf Hochspannungs-netzgruppe (110 kV) beschränkt werden, damit wird genau die gleiche Darstellungstiefe wie in „Capaciteitskaart“ der niederländischen Netzbetreiber verwendet (<https://data.partnersinenergie.nl/capaciteitskaart/rnb/afname>). Alternativ könnte die Veröffentlichungspflicht auf jene Kapazitäten beschränkt werden, die tatsächlich kurzfristig verwendbar sind. Andernfalls muss sichergestellt werden, dass diese Informationen ausschließlich an verifizierte Anschlusspetenten mit berechtigtem Interesse herausgegeben werden. Dies ist auch erforderlich, um systematische Schwachstellenanalysen mittels automatischer Abfragen auszuschließen. Wie zuvor bereits erläutert, stellt die Veröffentlichung dieser kritischen Daten eine Gefahr für den sicheren Netzbetrieb dar, wenn sie frei verfügbar sind.

Darüber hinaus führt ein monatlicher Aktualisierungszyklus zu einem erheblichen zusätzlichen Verwaltungsaufwand, obwohl sich die Kapazitäten in diesen Spannungsebenen typischerweise nur selten ändern. Als ausreichend werden eine Aktualisierung in regelmäßigen Zeitabständen, die ein Jahr nicht bzw. nicht wesentlich überschreiten, oder ein anlassbezogener Aktualisierungsrhythmus erachtet.

Ein zentrales Register für Netzanschlussanfragen verhindert Mehrfach- und Parallelanfragen sowie die damit einhergehende unnötige Blockierung von Netzkapazität. Es ermöglicht dem Netzbetreiber, den tatsächlich benötigten Netzanschlussbedarf realistisch einzuschätzen und zuverlässig zu erkennen, welche Anfragen valide in der Warteschlange stehen. Dies erhöht die Transparenz, sorgt für eine faire Verteilung der Netzkapazität an die Projektierer und schafft eine verlässliche Grundlage für eine effiziente Netzplanung und einen zielgerichteten Netzausbau.

Unverbindliche Netzanschlusssauskunft. Der VKU begrüßt die in Absatz 2 vorgesehene Möglichkeit einer digitalen, unverbindlichen Netzanschlusssauskunft für Anschlüsse ab 135 kW. Dieses Instrument schafft niedrigschwelligen Zugang zu orientierenden Informationen über mögliche Netzverknüpfungspunkte und reduziert den Aufwand für Anschlussinteressenten in der Vorprüfungsphase erheblich. Einschränkend gilt jedoch, dass die

tatsächliche Anschlussfähigkeit von einer Vielzahl projektspezifischer und netztechnischer Randbedingungen abhängt und regelmäßig erst im Rahmen einer individuellen Netzprüfung belastbar beurteilt werden kann. Die Aussagekraft einer automatisierten Vorabinformation ist daher eingeschränkt und birgt das Risiko unrealistischer Erwartungen hinsichtlich der tatsächlichen Anschlussmöglichkeiten. Daher ersetzt die unverbindliche Netzan Anschlussauskunft keine individuelle Netzprüfung und bietet insbesondere bei größeren Anschlussleistungen nur einen eingeschränkten Mehrwert für die Standortentscheidung.

Die zugrundeliegenden Daten sollten in regelmäßigen Abständen, die sechs Monate nicht überschreiten, aktualisiert werden (konsistent mit dem Aktualisierungszyklus für die Kapazitätsveröffentlichung nach Absatz 1). Ein monatlicher Aktualisierungsrhythmus, wie im Referentenentwurf vorgesehen, wäre hingegen mit unverhältnismäßigem Aufwand verbunden und ist daher abzulehnen.

Zu § 17e EnWG-E: Elektronische Übermittlung von Netzan Anschlussbegehren; digitale Netzan Anschlussportale

Regelungsvorschlag:

(1) Jeder Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat die Möglichkeit zur Verfügung zu stellen, Netzan Anschlussbegehren und die für deren Bearbeitung erforderlichen Informationen über seine jeweilige Internetseite oder durch andere geeignete elektronische Medien zu übermitteln.

(2) Jeder Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat sicherzustellen, dass spätestens ab dem 01.01.2028 der Kommunikationsprozess von der Einreichung eines Netzan Anschlussbegehrens bis zur Inbetriebnahme des Netzan Anschlusses vollständig über digitale Netzan Anschlussportale auf seiner Internetseite eingebettet erfolgen kann. Ab diesem Zeitpunkt können Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen verlangen, dass Netzan Anschlussbegehren und weitere Informationen im Rahmen des gesamten Kommunikationsprozesses nach Satz 1 ausschließlich über das digitale Netzan Anschlussportal übermittelt werden.

(3) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen stimmen zum Zwecke der Errichtung der digitalen Netzan Anschlussportale untereinander einheitliche Vorgaben ab zu:

- 1. den Schritten des Netzan Anschlussprozesses,*
- 2. den Formaten und Inhalten der im Netzan Anschlussprozess auszutauschenden Daten und*
- 3. rollenspezifischen Zugängen für die am Netzan Anschlussprozess Beteiligten.*

Satz 1 Nummer 2 ist nicht für die Hochspannungsebene anzuwenden.

Der VKU begrüßt das Ziel einer vollständig digitalen Abwicklung von Netzanschlussverfahren ausdrücklich. Digitale Prozesse reduzieren Bearbeitungszeiten, senken den administrativen Aufwand auf beiden Seiten und schaffen mehr Transparenz für Anschlussinteressenten. Die vorgesehene Übergangsfrist bis zum 1. Januar 2028 ist ambitioniert, aber grundsätzlich realisierbar.

Flexibilität bei der technischen Umsetzung. Der VKU bittet um Klarstellung, dass Verteilnetzbetreiber zur Erfüllung der Anforderungen nicht zwingend ein einheitliches, monolithisches Netzanschlussportal errichten müssen. Eine Umsetzung, bei der verschiedene digitale Systeme im Hintergrund zusammenwirken, während dem Antragsteller ein durchgehender, nahtloser Kommunikationsprozess präsentiert wird, muss ausdrücklich zulässig sein. Diese Flexibilität ist aus Gründen der technischen Umsetzbarkeit sowie des Zeit- und Kostenaufwands geboten. Sie ermöglicht es VNB, die geforderten Zielvorgaben durch Anpassungen im Frontend bei weitgehend unverändertem Backend zu erfüllen. Entscheidend ist allein das Ergebnis aus Sicht des Antragstellers, also ein durchgehend digitaler, nachvollziehbarer Kommunikationsprozess von der Einreichung des Netzanschlussbegehrens bis zur Inbetriebnahme.

Standardisierung nach Absatz 3. Die vorgesehene Abstimmung einheitlicher Vorgaben zu Prozessschritten, Datenformaten und rollenspezifischen Zugängen ist sinnvoll und wird unterstützt. Sie schafft die Grundlage für eine interoperable Systemlandschaft und erleichtert insbesondere Projektierern, die in mehreren Netzgebieten tätig sind, die Antragstellung erheblich.

Zentrales Register für Netzanschlussbegehren. Im Zuge der Digitalisierung des Netzanschlussprozesses sollte auch die Einführung eines zentralen Registers für Netzanschlussbegehren geprüft werden. Ein solches Register würde Mehrfach- und Parallelanfragen verhindern und die damit verbundene unnötige Blockierung von Netzkapazität reduzieren. Es ermöglicht Netzbetreibern, den tatsächlichen Anschlussbedarf realistisch einzuschätzen und valide von spekulativen Anfragen zu unterscheiden. Damit wäre es eine wichtige Grundlage für effiziente Netzplanung und zielgerichteten Netzausbau. Der digitale Netzanschlussprozess nach §17e bietet den geeigneten regulatorischen Rahmen, um ein solches Register systematisch aufzubauen.

§ 17f EnWG-E: Reservierung und Freigabe von Netzanschlusskapazität

„(1) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben unter angemessener Berücksichtigung der Belange von Netzanschlussbegehrenden gemeinsame, objektive, transparente und diskriminierungsfreie Vorgaben für die Reservierung von 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 **GebührKautio**n erheben.*

(2) Zu den Vorgaben nach Absatz 1 zählen insbesondere die Dauer der Reservierungsabschnitte und geeignete Nachweise zum Projektfortschritt, die beim Netzbetreiber einzureichen sind sowie die Berechnungsmethoden zur Ermittlung der Gebühr für die Reservierung von Netzanschlusskapazität.

(3) Die von den Netzbetreibern 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 spätestens drei Monate nach der Bestätigung Netzanschlusskapazität entsprechend der erarbeiteten Vorgaben zu reservieren.

(4) Soweit der Netzanschlussbegehrende die reservierte Netzanschlusskapazität nicht mehr benötigt, hat er dies dem Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes unverzüglich mitzuteilen.“

Der VKU begrüßt, dass Möglichkeiten geschaffen werden sollen, die Verbindlichkeit von Netzanschlussanfragen zu erhöhen. Spekulative Mehrfachanfragen binden Planungsressourcen der Netzbetreiber und blockieren Kapazitäten, die für ernsthafte Vorhaben zur Verfügung stehen sollten. Ein wirksamer Reservierungsmechanismus kann diesem Problem entgegenwirken.

Eine flexible, transparente und bürokratiearme Ausgestaltung ist unerlässlich, um die Energiewende erfolgreich und effizient voranzutreiben. Daher sollte folgendes angepasst werden:

- Die Vergabe von Netzanschlusskapazitäten muss für alle Spannungsebenen flexibel und bedarfsgerecht gestaltet werden.
- Verteilnetzbetreiber sollen die Möglichkeit erhalten, unterschiedliche Vergabeverfahren je nach Spannungsebene anzuwenden.
- Reservierungsmechanismen dürfen nicht zu zusätzlicher Bürokratie führen
 - Die Reservierung von Kapazitäten kann stets im Rahmen individuell angepasster Angebotsfristen ermöglicht werden. Die

Bundesnetzagentur sollte bei der Prüfung der Verfahren die Praxistauglichkeit und den bürokratischen Aufwand besonders berücksichtigen.

- Bei allen Neuerungen muss das Ziel einer effizienten, transparenten und diskriminierungsfreien Netzintegration im Vordergrund stehen.

Kaution statt Gebühr. Die vorgesehene Reservierungsgebühr sollte in eine Reservierungskautionsumgewandelt werden. Diese wird bei Realisierung des Projekts mit den Anschlusskosten verrechnet und nur bei Nichtrealisierung einbehalten. So entstehen für den Anschlussnehmer keine zusätzlichen Kosten, sofern das Projekt tatsächlich umgesetzt wird. während die Lenkungswirkung gegenüber spekulativen Anfragen vollständig erhalten bleibt.

Erst aus der Gesetzesbegründung geht hervor, dass das BMWF davon ausgeht, dass die Reservierungsregelung auch für EEG-Anlagen anwendbar sein soll. Um dies für den Rechtsanwender klarzustellen, sollte eine Anwendung der Regelung für EEG-Anlagen entweder explizit in § 17f EnWG-E vorgesehen oder ein Verweis auf § 17f EnWG-E in das EEG aufgenommen werden.

Flexibilität für Verteilnetzbetreiber. Eine Einigung aller Verteilnetzbetreiber auf ein bundesweit einheitliches Reservierungsverfahren ist angesichts der großen Heterogenität von Netzsituationen und Anwendungsfällen nicht realistisch und auch nicht sachgerecht. Regionale Gegebenheiten müssen berücksichtigt werden können. Der VKU spricht sich daher dafür aus, VNB die notwendige Flexibilität bei der Ausgestaltung des Reservierungsverfahrens zu belassen. Leitlinien der BNetzA, die idealerweise gemeinsam mit Branchenverbänden und Projektierern erarbeitet werden, könnten einen einheitlichen Rahmen schaffen, ohne die erforderliche Flexibilität zu beschneiden. Wichtig ist dabei, dass Geschwindigkeit und Praxistauglichkeit Vorrang vor formaler Vereinheitlichung haben.

Verhältnis zu bestehenden Instrumenten. Das Verhältnis zwischen der Kapazitätsreservierung nach § 17f und dem Abschluss eines Netzanschlussvertrags ist derzeit unklar. Mit Abschluss eines Netzanschlussvertrags ist die Anschlussleistung bereits verbindlich gesichert. Es bedarf daher einer Klarstellung, in welchen Fällen eine vorgelagerte Reservierung vor NAV-Abschluss einen eigenständigen Mehrwert schafft und sachlich gerechtfertigt ist. Ohne klare Abgrenzung drohen Doppelstrukturen und Rechtsunsicherheiten, insbesondere im Verhältnis zur bestehenden Realisierungskautions nach der KraftNAV. Die Gesetzesbegründung sollte dies ausdrücklich adressieren.

Realistische Reservierungsabschnitte. Die Nachweise zum Projektfortschritt und die Dauer der Reservierungsabschnitte dürfen sich nicht ausschließlich an idealtypischen Projektverläufen orientieren. In der Praxis kommt es regelmäßig zu Verzögerungen, die außerhalb des Einflussbereichs des Antragstellers liegen, etwa durch verzögerte

Behördengenehmigungen oder in Auftrag gegebene, aber noch ausstehende Gutachten. Für solche Fälle muss eine Verlängerung der Reservierungsabschnitte auf Basis eines plausiblen Nachweises möglich sein. Denkbar wären hierfür beispielsweise gestufte Haltekautionen, die Ernsthaftigkeit signalisieren, ohne das Projekt zu gefährden.

Keine Einschränkung eigener Vergabeverfahren. Reservierungen nach § 17f dürfen nicht dazu führen, dass VNB keine eigenen Kapazitätszuteilungsverfahren entwickeln und anwenden können. Die Regelung ist als Mindestrahmen zu verstehen, der VNB-eigene, diskriminierungsfreie Vergabeverfahren ausdrücklich unberührt lässt.

Zu Artikel 2 Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Der VKU begrüßt sowohl die neu aufgenommene Definition des **Einspeisenetzes** (§ 3 Nr. 18 EEG-E) () wie auch zu **Kapazitätserweiterungen und Baukostenzuschüssen** (§ 17 EEG-E).

Zu Artikel 4 Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes

Zu § 3 Absatz 1 Satz 3 (neu) KWKG-E: BKZ für KWK-Anlagen

Regelungsvorschlag:

~~„Bei Neuanschlüssen und Anschlussveränderungen von KWK-Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von weniger als 100 Megawatt sind die Regelungen nach § 8 der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung in der jeweils geltenden Fassung ungeachtet der Spannungsebene entsprechend anzuwenden.“~~

Gemäß § 8 Abs. 3 Kraftwerks-Netzanschlussverordnung-Entwurf hat der Anschlussnehmer Kosten zur Verstärkung des Netzes nicht zu tragen. Die Berechtigung des Netzbetreibers, einen angemessenen Baukostenzuschuss zur teilweisen Finanzierung der bei wirtschaftlich effizienter Betriebsführung notwendigen Kosten der Optimierung, der Verstärkung und des Ausbaus des Netzes zu verlangen, bleibt davon unberührt.

Der VKU lehnt die Erweiterung der KraftNAV-Regelungen auf KWK-Anlagen ab.

Begründung:

Aus systemischer Sicht ist die Einbeziehung von KWK-Anlagen nicht sachgerecht. KWK-Anlagen erzeugen Strom verbrauchsnahe und am Ort der Wärmesenke, wodurch sie typischerweise nur geringe Netzausbaukosten verursachen. Eine Gleichbehandlung mit anderen Erzeugungsanlagen, für die die KraftNAV konzipiert wurde, ist daher nicht gerechtfertigt.

Hinzu kommt ein regulatorischer Widerspruch: Mit den Entgelten nach § 18 StromNEV bestand bislang das einzig wirksame Instrument zur netzdienlichen Fahrweise steuerbarer

Erzeugungsanlagen. Die nun geplante Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) beseitigt diesen Anreiz ersatzlos. Da die lokale Netzsituation in der Preisbildung am Strommarkt nicht abgebildet wird, ist zu erwarten, dass steuerbare Erzeugungsanlagen künftig rein marktorientiert betrieben werden. Netzbetreiber werden in der Folge häufiger eingreifen müssen, um Engpässe zu managen und marktgetriebene Einspeisespitzen aufzunehmen. Vor diesem Hintergrund wäre es falsch, mit der Erweiterung der KraftNAV auf KWK-Anlagen ein weiteres Steuerungsinstrument zu schwächen, ohne einen gleichwertigen Ersatz zu schaffen.