

Stellungnahme zum Gesetzentwurf „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaues mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens“

Ansprechpartner
Abteilungsleitung Public Affairs

Judith Irmer
T +49 711 90 03 57 87
M +49 174 966 69 84
Judith.imer@juwi.de

Felix Wächter
T +49 6732 96 57- 1244
M +49 152 093 318 78
waechter@juwi.de

Registrierte Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages
(Registernummer: R001496)

22. Juli 2026

Die JUWI-Gruppe zählt zu den führenden Spezialisten für erneuerbare Energien und bietet die komplette Projektentwicklung sowie weitere Dienstleistungen rund um Planung, Bau und Betriebsführung von Wind- und Solarenergieprojekten sowie Hybridsystemen mit Speichern für industrielle Anwendungen.

JUWI GmbH
Energie-Allee 1
55286 Wörrstadt

Das Unternehmen gehört zur Mannheimer MVV Energie AG, einem der größten kommunalen Energieversorger Deutschlands. Bislang hat JUWI im Windbereich weltweit mehr als 1.300 Windenergie-Anlagen mit einer Leistung von rund 3.000 Megawatt an rund 250 Standorten realisiert; im Solarsegment sind es rund 2.000 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von mehr als 4.000 Megawatt. Für die Realisierung der Energieprojekte hat JUWI insgesamt ein Investitionsvolumen von mehr als zehn Milliarden Euro initiiert.

T +49 6732 96 57-0
F +49 6732 96 57-7001

info@juwi.de
www.juwi.de

JUWI engagiert sich in zahlreichen Branchenverbänden, -initiativen und Vereinen auf Bundes- und Landesebene. Dabei bringen wir unsere praktische Erfahrung und Expertise aus mehr als 30 Jahren Energiewende in die politische Verbändearbeit ein und beteiligen uns mit eigenen Stellungnahmen und Positionspapieren am politischen Willensbildungsprozess. In unserer Arbeit pflegen wir einen verantwortungsvollen und transparenten Umgang mit Akteuren auf EU-, Bundes- und Landesebene. Im Lobbyregister des Deutschen Bundestags ist JUWI mit der Registernummer R001496 gelistet.

Geschäftsführer:
Jost Backhaus (Vorsitz)
Christian Arnold
Stephan Hansen

Aufsichtsratsvorsitzender:
Dr. Hansjörg Roll

Sehr geehrte Damen und Herren,

die JUWI GmbH ist als deutschlandweit tätiger Projektentwickler für Wind- und Solarenergieanlagen sowie Stromspeicher im Kraftwerksmaßstab unmittelbar von den vorgesehenen Änderungen des Netzanschlusspakets betroffen. Daher nehmen wir gerne zum Gesetzentwurf „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens“ Stellung.

JUWI begrüßt das Ziel, Netzanschlussverfahren durch mehr Standardisierung, Transparenz und Digitalisierung zu beschleunigen und zu entbürokratisieren. Zugleich sehen wir erheblichen Nachbesserungsbedarf bei Regelungen, die den Anschluss erneuerbarer Energien erschweren, zusätzliche Investitionsrisiken schaffen oder zu uneinheitlichen Verfahren bei den Netzbetreibern führen können.

Besonders wichtig ist aus unserer Sicht, dass das Netzanschlusspaket, die EEG-Novelle und der Prozess der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) kohärent aufeinander abgestimmt werden. Nur so lassen sich widersprüchliche Steuerungssignale vermeiden und Investitionssicherheit für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien gewährleisten.

Der Fokus dieser Stellungnahme liegt auf den Regelungen, die die unternehmerische Tätigkeit der JUWI GmbH übergeordnet oder konkret betreffen. Nach einer grundsätzlichen Einordnung folgt eine spezifische Bewertung der jeweiligen Regelungsinhalte.

Einer Veröffentlichung und Verbreitung unserer Stellungnahme im Internet oder in gedruckter Form stimmen wir zu. Die JUWI GmbH ist im Lobbyregister des Deutschen Bundestags unter der Nummer R001496 registriert.

Inhaltsverzeichnis

1. Das Wichtigste in Kürze	3
2. Grundsätzliche Aspekte.....	4
3. Spezifische Aspekte	5
Kapazitätslimitierte Netzgebiete und Redispatch-Ausgleich - § 14 Abs. 1d	
EnWG und § 8 Abs. 4 EEG	5
Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung bei Windenergie und	
Solaranlagen - §8 Abs. 1 Sätze 3 bis 5 EEG	6
Gemeinsame Internetplattform der NB - §14e EnWG	8
Speicheranschluss und Co-Location – § 17 Abs. 2a EnWG	9
Priorisierung von Netzanschlussbegehren durch VNB– § 17b EnWG.....	10
Transparenz und unverbindliche Netzanschlusssauskunft – § 17c EnWG	10
Statusinformationen bei Netzanschlussbegehren – § 17d EnWG	11
Digitaler Anschlussprozess - §17e EnWG	12
Kapazitätsreservierung - § 17f EnWG.....	12
Baukostenzuschüsse für Einspeiser – § 17 EEG.....	15
Übergangs- und Vertrauensschutz für fortgeschrittene Projekte	15

1. Das Wichtigste in Kürze

Wir begrüßen

- die Standardisierung und Digitalisierung von Netzanschlussverfahren, insbesondere die gemeinsame Internetplattform, digitale Netzanschlussprozesse sowie verbesserte Transparenz- und Informationspflichten der Netzbetreiber.
- die erleichterte Integration von Speichern und Co-Location-Lösungen zur effizienteren Nutzung bestehender Netzkapazitäten.
- die Einführung eines transparenten und diskriminierungsfreien Mechanismus zur Reservierung von Netzanschlusskapazitäten.

Wir kritisieren

- die vorgesehene Möglichkeit zur Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete und den Wegfall des Redispatch-Ausgleichs, da sie Investitionsrisiken schaffen und Projekte in betroffenen Regionen faktisch verhindern können.
- pauschale Wirkleistungsbegrenzungen ab 2027, da sie tief in Projektplanung, Anlagenauslegung und Wirtschaftlichkeit eingreifen und einen Bruch mit der bisherigen Praxis darstellen.
- die weiterhin bestehenden großen Ermessensspielräume für Netzbetreiber bei Priorisierung, Reservierung und Verfahrensgestaltung, die zu einem Flickenteppich unterschiedlicher Regelungen führen können.
- Baukostenzuschüsse für Einspeiser, sofern sie ohne einheitliche BNetzA-Vorgaben eingeführt werden oder die Wirtschaftlichkeit von EE-Projekten gefährden.
- die fehlende Verzahnung von Netzpaket, EEG-Novelle und AgNes, da widersprüchliche Steuerungssignale Investitionssicherheit und EE-Ausbau gefährden.

Wir regen an

- bundesweit einheitliche Mindeststandards für Netzanschluss-, Priorisierungs- und Reservierungsverfahren sowie eine stärkere Rolle der Bundesnetzagentur bei deren Ausgestaltung und Kontrolle einzuführen.
- Netzanschlusskapazitäten stärker nach Projektreife zu vergeben und spekulative Anschlussanfragen durch geeignete Nachweise und Gebühren zu begrenzen.
- klare Übergangs- und Vertrauensschutzregelungen für fortgeschrittene Projekte vorzusehen.

2. Grundsätzliche Aspekte

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist zentral für eine geopolitisch unabhängige, bezahlbare und klimaneutrale Stromversorgung. Er reduziert Abhängigkeiten von volatilen Energiemärkten, mindert Klimarisiken und stärkt regionale Wertschöpfung. Gerade angesichts geopolitischer Unsicherheiten, hoher Transformationsanforderungen und schwankender Energiepreise braucht es stabile regulatorische Rahmenbedingungen, um Projekte zügig zu realisieren, Investitionskosten zu begrenzen und Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen.

Der Netzanschluss ist inzwischen einer der zentralen Flaschenhälse der Energiewende. Langwierige, uneinheitliche und häufig intransparente Verfahren erschweren die Entwicklung und Realisierung von Wind-, Solar- und Speicherprojekten. Unterschiede zwischen Netzbetreibern bei Anforderungen, Datenformaten, Reaktionszeiten, Reservierungsmechanismen und der Vertragsgestaltung verursachen erheblichen Mehraufwand und beeinträchtigen Planungs- und Investitionssicherheit.

JUWI begrüßt daher die im Gesetzentwurf vorgesehenen Verbesserungen bei Netzanschlussverfahren, Transparenz, Digitalisierung und Verfahrenssicherheit. Positiv bewerten wir insbesondere die gemeinsame Internetplattform der Netzbetreiber, digitale Netzanschlussprozesse, die Veröffentlichung verfügbarer Netzanschlusskapazitäten, unverbindliche Netzanschlussauskünfte, verbesserte Informationspflichten sowie Erleichterungen für Co-Location-Speicher.

Kritisch sehen wir hingegen Regelungen, die den EE-Ausbau nicht beschleunigen, sondern mit zusätzlichen Risiken belasten und faktisch ausbremsen. Dies gilt insbesondere für den Redispatch-Vorbehalt in Form kapazitätslimitierter Gebiete und den teilweisen Wegfall des Redispatch-Ausgleichs. Auch bei einzelnen Entschärfungen bleibt der Mechanismus problematisch: Er schafft Investitionsunsicherheit, verlagert Netzengpassrisiken einseitig auf Anlagenbetreiber und kann Projekte bei entschädigungslosem Redispatch von 10 bis 20 Prozent der Jahresstrommenge wirtschaftlich unmöglich machen.

Ebenfalls kritisch ist die vorgesehene pauschale Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung bei Solaranlagen und 280 W/m² Rotorfläche bei Windenergieanlagen. Diese greift tief in Projektplanung, Anlagenauslegung, Parklayout und Wirtschaftlichkeit ein. Dies stellt ein Systembruch zur bisherigen EEG-Systematik dar und gefährdet bei kurzfristiger Einführung den Windkraftausbau der nächsten Jahre.

JUWI sieht daher erheblichen Nachbesserungsbedarf: Netzengpässe dürfen nicht durch eine Verlangsamung des EE-Ausbaus oder unkalkulierbare Anschluss- und Erlörisiken adressiert werden. Stattdessen müssen Netzoptimierung, vorausschauender Netzausbau, Digitalisierung, Flexibilitätsnutzung und die effiziente Nutzung bestehender Netzverknüpfungspunkte im Mittelpunkt stehen. Zugleich braucht es eine kohärente Abstimmung von Netzpaket, EEG-Novelle und AgNes-Prozess sowie verbindliche bundesweite Mindeststandards, um widersprüchliche Steuerungssignale und einen Flickenteppich unterschiedlicher Netzbetreiberregelungen zu vermeiden. Netzanschlussverfahren müssen künftig vergleichbarer, planbarer, transparenter und verlässlicher werden. Nachfolgend nimmt die JUWI GmbH zu den zentralen Regelungsbereichen im Einzelnen Stellung.

3. Spezifische Aspekte

Kapazitätslimitierte Netzgebiete und Redispatch-Ausgleich - § 14 Abs. 1d EnWG und § 8 Abs. 4 EEG

Grundsatzposition: Wir lehnen die Einführung eines Redispatchvorbehalts in Form kapazitätslimitierter Netzgebiete und eines teilweisen Wegfalls des Redispatch-Ausgleichs ab. Auch wenn der aktuelle Entwurf gegenüber früheren Fassungen einzelne Entschärfungen vorsieht, insbesondere eine Anhebung der Auslöseschwelle auf mehr als 5 Prozent reduzierter Wirkleistungserzeugung im Vorjahr, eine zeitliche Begrenzung der Ausweisung sowie eine technologiespezifische Ausweisung für Windenergie an Land und Freiflächen-PV, bleibt der grundlegende Mechanismus problematisch für den erfolgreichen Ausbau der erneuerbaren Energien.

Die Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete kann erhebliche Investitionsunsicherheit schaffen. Der teilweise Wegfall des finanziellen Redispatch-Ausgleichs verlagert wirtschaftliche Risiken einseitig auf Anlagenbetreiber, obwohl diese weder die Ursachen bestehender Netzengpässe noch Verzögerungen bei Netzoptimierung, Netzverstärkung oder Netzausbau zu verantworten haben. Besonders kritisch ist, dass der Entwurf für Neuanschlüsse in kapazitätslimitierten Gebieten vorsieht, dass für 10 bis 20 Prozent des Jahresertrags kein Redispatch-Ausgleich geleistet werden soll. Eine Ertragsminderung in dieser Größenordnung stellt selbst bei vergleichsweise ertragreichen Projekten die Wirtschaftlichkeit erheblich in Frage. In Zeiten mit niedrigen Zuschlagswerten und damit ohnehin knappen Margen kann dies dazu führen, dass Vorhaben nicht mehr finanzierbar sind und faktisch nicht realisiert werden. Problematisch ist insbesondere die Ausgestaltung als prozentualer Abschlag auf den Jahresertrag. Ein solcher Prozentansatz belastet ertragreiche Projekte absolut besonders stark und schafft damit ein generelles wirtschaftliches Hemmnis. Dies gilt auch für Standorte, die aus energie- und volkswirtschaftlicher Sicht besonders sinnvoll wären und kann dazu führen, dass gerade gute Windstandorte trotz hoher Stromerzeugungspotenziale nicht mehr realisiert werden.

Hilfsweise Mindestanforderungen: Sollte der Gesetzgeber am Instrument eines begrenzten entschädigungslosen Redispatches festhalten, sollte nicht auf einen prozentualen Anteil des Jahresertrags abgestellt werden. Sachgerechter wäre bei Windenergieanlagen ein fixer Vollbenutzungsstundenwert. Ein solcher Ansatz würde die wirtschaftlichen Risiken besser begrenzen, die Finanzierbarkeit von Projekten erhöhen und zugleich verhindern, dass besonders gute Standorte durch absolut hohe Ertragsverluste unverhältnismäßig belastet werden.

Positiv bewertet JUWI, dass der Entwurf eine gesetzliche Verpflichtung der Netzbetreiber vorsieht, kapazitätslimitierte Netzgebiete prioritär bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Damit wird grundsätzlich anerkannt, dass die Lösung von Netzengpässen nicht in der dauerhaften Beschränkung des EE-Ausbaus liegen darf, sondern in der Beseitigung der Engpässe selbst. Allerdings bleibt diese Verpflichtung ohne klare Rechtsfolgen weitgehend unzureichend. Der Entwurf sollte ausdrücklich regeln, welche Konsequenzen eintreten, wenn Netzbetreiber ihrer Pflicht zur prioritären Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau kapazitätslimitierter Netzgebiete nicht nachkommen. Erforderlich sind verbindliche Fristen, innerhalb derer Netzbetreiber konkrete Maßnahmen zur Engpassbeseitigung vorlegen und umsetzen müssen. Zudem sollte die Bundesnetzagentur ein ausdrückliches Prüfungs- und

Eingriffsrecht erhalten, einschließlich der Pflicht, regelmäßig zu überprüfen, ob Netzbetreiber ihrer Ausbau- und Optimierungspflicht nachkommen.

Auch der Mechanismus zur Aufhebung kapazitätslimitierter Netzgebiete ist aus Sicht von JUWI nicht sachgerecht ausgestaltet. Nach dem Entwurf ist die Ausweisung aufzuheben, wenn die Voraussetzungen in drei aufeinanderfolgenden Kalenderjahren nicht mehr vorliegen. Dies kann dazu führen, dass ein Gebiet trotz Wegfalls der tatsächlichen Voraussetzungen noch über mehrere Jahre als kapazitätslimitiert fortgeführt wird. Netzbetreiber hätten damit einen Anreiz, Ausweisungen von vornherein für die maximal zulässige Dauer vorzunehmen, ohne dass eine kurzfristige Reaktion auf verbesserte Netzsituationen sichergestellt wäre. Erforderlich ist daher ein aktiver jährlicher Überprüfungsmechanismus.

Darüber hinaus sollte die Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete nicht allein durch Anzeige des Netzbetreibers erfolgen. Angesichts der erheblichen wirtschaftlichen Folgen für Projektierer und Anlagenbetreiber bedarf es einer wirksamen regulatorischen Kontrolle. Die Bundesnetzagentur sollte die Ausweisung nicht nur zur Kenntnis nehmen, sondern aktiv prüfen und bestätigen müssen. Dies gilt insbesondere für die zugrunde gelegten Daten, den räumlichen Zuschnitt, die technologiespezifische Zuordnung, die vorgesehene Dauer sowie den konkreten Maßnahmenplan zur Beseitigung des Engpasses.

JUWI begrüßt, dass der Entwurf eine technologiespezifische Ausweisung für Windenergie an Land und Freiflächen-PV vorsieht. Dies ist sachgerecht, da Netzengpässe häufig technologie- und einspeiseprofilabhängig entstehen. Eine pauschale Belastung aller EE-Technologien in einem Gebiet wäre nicht angemessen. Die technologiespezifische Differenzierung kann verhindern, dass beispielsweise Windenergieprojekte in PV-dominierten Engpasssituationen oder PV-Projekte in winddominierten Engpasssituationen ungerechtfertigt belastet werden. Um Rechtsunsicherheiten und Fehlanwendungen zu vermeiden, sollte die vorgesehene „Soll“-Regelung zur technologiespezifischen Ausweisung jedoch in eine verbindliche „Muss“-Regelung überführt werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass kapazitätslimitierte Netzgebiete tatsächlich verursachungsgerecht und technologiespezifisch ausgewiesen werden und es nicht zu pauschalen oder sachlich nicht gerechtfertigten Belastungen einzelner EE-Technologien kommt.

Wir fordern daher, auf den Redispatch-Vorbehalt grundsätzlich zu verzichten. Sollte der Gesetzgeber dennoch an dem Instrument festhalten, sind mindestens eine Genehmigungspflicht durch die Bundesnetzagentur, eine jährliche Überprüfung, verbindliche Ausbaufristen, klare Rechtsfolgen bei Pflichtverletzungen der Netzbetreiber, eine verursachungsgerechte technologiespezifische Ausweisung sowie eine deutliche Begrenzung wirtschaftlicher Risiken erforderlich.

[Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung bei Windenergie und Solaranlagen - §8 Abs. 1 Sätze 3 bis 5 EEG](#)

Die vorgesehene Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung ab 2027 stellt einen Bruch gegenüber der bisherigen Projektierungs-, Anlagen- und EEG-Systematik dar. Nach dem Entwurf soll die maximale Wirkleistungseinspeisung bei Solaranlagen auf 70 Prozent der installierten Leistung und bei Windenergieanlagen an Land auf Grundlage von 280 W/m² überstrichener

Seite 6 von 15

Rotorfläche begrenzt werden. Damit würde das bisherige Netzanschlussregime für erneuerbare Energien erheblich verändert und der Netzanschluss künftig stärker von pauschalen technischen Leistungsgrenzen abhängig gemacht.

Diese Regelung greift tief in Projektplanung, Anlagenauslegung, Parklayout und Wirtschaftlichkeit ein. Insbesondere bei Windenergieanlagen würde die Begrenzung auf 280 W/m² Rotorfläche dazu führen, dass viele heute marktübliche Anlagenkonfigurationen nicht mehr oder nur noch eingeschränkt netzanschlussfähig wären. Statt leistungsstärkerer Generatorvarianten müssten künftig vielfach kleinere Generatoren bei gleicher Rotorfläche eingesetzt werden. Dies reduziert nicht nur den Energieertrag, sondern verändert zugleich die für das EEG maßgeblichen Referenzerträge und damit die Berechnung der Standortgüte.

Hieraus entsteht ein erheblicher Zielkonflikt mit der Systematik des Referenzertragsmodells im EEG. Das Referenzertragsmodell und die Standortdifferenzierung sollen gerade dazu beitragen, windschwächere Regionen, insbesondere in Süddeutschland, gegenüber windstärkeren Standorten wettbewerbsfähig zu halten. Durch die pauschale Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung und den damit verbundenen Einsatz kleinerer Generatorleistungen wird dieser ausgleichende Effekt abgeschwächt. Damit droht die Regelung gerade diejenigen Standorte zu benachteiligen, deren Ausbau aus Gründen regionaler Verteilung, Versorgungssicherheit und Flächennutzung politisch gewünscht ist. Nach unseren Berechnungen wären insbesondere Standorte mit einer Standortgüte von etwa 50 bis 60 Prozent, wie sie für viele süddeutsche Projekte typisch sind, gegenüber heutigen Anlagenkonfigurationen spürbar benachteiligt. Bereits unter den aktuellen EEG-Regelungen kann dies zu Erlöseinbußen von rund 0,29 ct/kWh führen. Unter den vorgesehenen EEG-2027-Korrekturwerten steigt dieser Effekt auf etwa 0,52 ct/kWh und damit um rund 80 Prozent an. Die Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung führt somit nicht nur zu technischen Anpassungserfordernissen, sondern auch zu einer substanziellen Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit betroffener Projekte. Besonders problematisch ist, dass der regulatorische Ausgleich zwischen unterschiedlichen Standortqualitäten bei kleineren Windenergieanlagen deutlich geringer ausfällt als bei größeren Anlagenkonfigurationen. Wird dies mit den produzierten Energiemengen einer Windenergieanlage verrechnet, zeigt sich, dass der Kostenausgleich zwischen den Standortzonen durch die vorgesehene Begrenzung erheblich an Wirkung verliert. Damit stehen Netzanschlusspaket und EEG-Systematik in ihrer derzeitigen Kombination in einem inhaltlichen Spannungsverhältnis.

Wir halten es für zwingend erforderlich, die Wechselwirkungen zwischen Netzanschlusspaket, EEG-Novelle und Referenzertragsmodell vertieft zu prüfen und kohärent aufeinander abzustimmen. Sollte an einer Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung festgehalten werden, müssten entweder die EEG-Vergütungs- und Korrekturmechanismen entsprechend angepasst oder die Vorgaben des Netzanschlusspakets so überarbeitet werden, dass der gewollte standortdifferenzierende Effekt des EEG erhalten bleibt.

Hinzu kommt, dass der Markt derzeit nicht ausreichend auf Anlagenkonfigurationen ausgerichtet ist, die den vorgesehenen Begrenzungen entsprechen und zugleich einen hinreichenden Wettbewerb ermöglichen. Das EEG hat über viele Jahre Anreize für leistungsstarke, ertragsoptimierte Anlagenkonfigurationen gesetzt. Eine kurzfristige Kehrtwende hin zu deutlich kleineren Generatorleistungen bei gleicher Rotorfläche ist weder industrie- noch projektseitig realistisch. Viele Projekte befinden sich bereits in fortgeschrittenen Entwicklungsstadien und

Seite 7 von 15

wären bei Inkrafttreten der Regelung zu erheblichen Umplanungen gezwungen. Dies beträfe unter anderem Parklayout, Schall- und Schattenberechnungen, Genehmigungsunterlagen, Wirtschaftlichkeitsberechnungen und Finanzierungsannahmen. Auch wären mit dieser Regelung technische Verbesserungen bspw. durch Software-Updates, die die Leistung der Anlage heben, nur noch sehr eingeschränkt möglich. Diese Gehören aktuell jedoch zum Standard und sind bewusst zugelassen. Zusätzlich ist zu erwarten, dass Investoren und finanzierende Banken diese neue regulatorische Unsicherheit mit teils erheblichen Risikoabschlägen bewerten werden. Die vorgesehene Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung schafft Unsicherheiten darüber, welche Anlagenkonfigurationen künftig tatsächlich netzanschlussfähig sind, welche Erlöse erzielt werden können und ob bereits geplante Projekte ohne grundlegende Umplanung realisierbar bleiben.

Unklar ist zudem, wie sich die vorgesehene Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf die Teilnahme an EEG-Ausschreibungen auswirkt. Wenn Projekte in der Ausschreibung auf Basis einer installierten Leistung bieten, die netzseitig nur begrenzt eingespeist werden darf, entsteht ein Widerspruch zwischen Ausschreibungsdesign, Netzanschlussregime und tatsächlicher Erlösbasis. Es bedarf daher einer ausdrücklichen Klarstellung, ob und wie die begrenzte Einspeiseleistung bei Gebotsabgabe, Zuschlagsmenge, anzulegendem Wert, Standortgüterechnung und Förderanspruch berücksichtigt wird. Ohne eine solche Klarstellung drohen erhebliche Rechts- und Finanzierungsunsicherheiten.

Eine kurzfristige Umsetzung der vorgesehenen Regelung bereits ab 2027 würde einen erheblichen Bruch mit der bisherigen Projektierungs- und Anlagenkonfigurationspraxis darstellen. Sie könnte zu massiven Umplanungen laufender Projekte führen und damit einen Fadenriss beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien verursachen. Eine derart grundlegende Änderung der Anforderungen an die Wirkleistungseinspeisung darf nicht isoliert eingeführt werden. Vielmehr muss sie kohärent mit der Gesamtarchitektur des EEG, insbesondere mit Referenzertragsmodell, Standortgüterechnung, Ausschreibungsdesign und Vergütungssystematik, abgestimmt werden. Andernfalls drohen widersprüchliche Steuerungssignale und erhebliche wirtschaftliche Verwerfungen für bereits geplante Projekte.

Vor diesem Hintergrund sollte die Einführung einer solchen systematischen Leistungsbegrenzung zunächst zurückgestellt und mit ausreichendem Vorlauf sowie nach sorgfältiger Abstimmung mit EEG-Systematik, Marktverfügbarkeit und Projektentwicklungszyklen frühestens perspektivisch in den 2030er Jahren geprüft werden. Für bereits weit entwickelte, genehmigte, bezuschlagte oder im Netzanschlussverfahren befindliche Projekte müssen zudem klare Übergangs- und Vertrauensschutzregelungen vorgesehen werden. Andernfalls drohen erhebliche Risiken für bestehende Projektpipelines, bereits getätigte Investitionen und die Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele.

[Gemeinsame Internetplattform der NB - §14e EnWG](#)

JUWI begrüßt ausdrücklich, dass Netzbetreiber über eine gemeinsame Internetplattform den Zugang zu Informationen und Prozessen für Netzanschlussbegehren sicherstellen sollen (§14e). Die vorgesehene Ausweitung der Plattform auf alle Netzanschlussbegehren und die Verknüpfung mit digitalen Netzanschlussportalen ab dem 1. Januar 2028 sind wichtige Schritte hin zu einem moderneren, effizienteren und nutzerfreundlicheren Netzanschlussverfahren.

Eine zentrale Plattform kann dazu beitragen, die Auffindbarkeit zuständiger Netzbetreiber zu verbessern, Medienbrüche zu reduzieren und Netzanschlussbegehren strukturierter einzuleiten. Für Projektentwickler ist dies insbesondere deshalb relevant, weil derzeit bei den zahlreichen Verteilnetzbetreibern sehr unterschiedliche Verfahren, Ansprechpartner, Unterlagenanforderungen und Kommunikationswege bestehen. Allerdings darf die gemeinsame Internetplattform nicht lediglich eine Weiterleitungsfunktion auf unterschiedlich ausgestaltete Netzbetreiberseiten darstellen. In diesem Fall würde die bestehende Heterogenität lediglich digital abgebildet, nicht aber überwunden. Entscheidend ist daher, dass die Plattform mit verbindlichen Mindeststandards für Prozesse, Datenformate und Kommunikation verbunden wird. Wir regen daher an, die Ausgestaltung der Plattform an folgenden nicht abgeschlossenen Katalog an Mindestanforderungen zu knüpfen:

- bundesweit einheitliche Grundstrukturen für Datenfelder, Upload-Anforderungen und einzureichende Unterlagen;
- eine standardisierte digitale Eingangsbestätigung;
- eine transparente Anzeige des Bearbeitungsstands;
- einheitliche Schnittstellen für Projektierer, Anlagenbetreiber und Dienstleister;

Speicheranschluss und Co-Location – §17 Abs. 2a EnWG

JUWI begrüßt die vorgesehene Regelung, wonach Netzbetreiber den Anschluss von Energiespeicheranlagen an bestehenden Netzverknüpfungspunkten nicht unter Verweis auf Kapazitätsmangel verweigern dürfen, sofern durch eine flexible Netzanschlussvereinbarung sichergestellt wird, dass die bisherige maximale Entnahme- oder Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt unverändert bleibt. Diese Klarstellung ist ein wichtiger Schritt, um bestehende Netzverknüpfungspunkte effizienter zu nutzen und die Integration von Speichern in EE-Projekte zu erleichtern.

Co-Location-Konzepte, insbesondere die Kombination von Wind- oder Solarparks mit Batteriespeichern, sind ein zentrales Instrument für eine bessere Systemintegration erneuerbarer Energien. Sie ermöglichen die Glättung von Einspeisespitzen, eine bedarfsgerechtere Einspeisung sowie eine bessere Auslastung vorhandener Netzanschlusskapazitäten. Damit können Speicher einen wichtigen Beitrag zur Netzentlastung und zur effizienteren Nutzung bestehender Infrastruktur leisten.

Um den Zubau von Co-Location-Speichern tatsächlich wirksam zu stärken, sollte jedoch klar gestellt werden, dass die Regelung nicht nur für Speicher an bereits bestehenden Netzverknüpfungspunkten gilt, 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.

Darüber hinaus sollte eine einfache und standardisierte Möglichkeit geschaffen werden, auch einen Netzbezug des Speichers zuzulassen, soweit dieser netzvertraglich 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.

Zudem sollte ausdrücklich klargestellt werden, 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.

Priorisierung von Netzanschlussbegehren durch VNB – § 17b EnWG

Eine Priorisierung von Netzanschlussbegehren kann grundsätzlich sinnvoll sein, wenn sie auf transparenten, diskriminierungsfreien, objektiven und überprüfbaren Kriterien beruht. Gleichzeitig ist die vorgesehene Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber, Priorisierungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber anzuwenden und um regionale Szenarien sowie Bedarfe vorgelagerter Netze zu ergänzen, mit erheblichen Risiken verbunden. Durch sehr vage Formulierungen im Gesetzentwurf entstehen große Ermessensspielräume der Verteilnetzbetreiber, die wiederum zu sehr heterogenen und teilweise intransparenten Verfahren führen können. Für Projektierer ist entscheidend, dass Priorisierungsentscheidungen nicht zu einem kaum vorhersehbaren regionalen Sonderregime führen. Dies gilt insbesondere dann, wenn Netzbetreiber Anschlusskapazitäten für erwartete künftige Anschlussbegehren freihalten oder einzelne Technologien bzw. Projektarten regional unterschiedlich bewerten. Eine solche Praxis könnte die Standortentwicklung erheblich erschweren und Investitionsentscheidungen verzögern. Vor diesem Hintergrund sollten noch folgende Kriterien im Bereich Priorisierung aufgenommen werden:

- bundesweit einheitliche Mindestkriterien für Priorisierungsentscheidungen;
- eine verbindliche Berücksichtigung gesetzlicher Ausbauziele für erneuerbare Energien und Klarstellung, dass der vorrangige Anschluss erneuerbarer Energien nach §8 EEG unberührt bleibt;
- eine Genehmigungspflicht der konkreten VNB-Priorisierungsverfahren durch die zuständige Regulierungsbehörde;
- eine Veröffentlichung der angewandten Kriterien in verständlicher und projektbezogener Form;
- eine Begründungspflicht bei Zurückstellung oder Depriorisierung eines Netzanschlussbegehrens;
- ein schnelles Überprüfungs- bzw. Beschwerdeverfahren für Anschlussbegehrende;

Transparenz und unverbindliche Netzanschlusssauskunft – § 17c EnWG

JUWI begrüßt die vorgesehene Pflicht der Netzbetreiber, verfügbare Netzanschlusskapazitäten kartografisch zu veröffentlichen und regelmäßig zu aktualisieren, wobei die monatliche Pflicht als recht engmaschig zu bewerten ist. Eine quartalsweise Aktualisierung wäre aus unserer Sicht ausreichend. Eine belastbare, digitale Kapazitätsübersicht kann dazu beitragen, Standorte zielgerichteter zu bewerten, Mehrfachanfragen zu reduzieren und Netzbetreiber wie Projektierer gleichermaßen zu entlasten. Ebenfalls positiv bewerten wir die Einführung einer digitalen, unverbindlichen Netzanschlusssauskunft für Netzanschlüsse ab 135 kW ab dem 1.

Januar 2028. Eine solche Auskunft kann insbesondere in frühen Projektphasen die Identifikation geeigneter Netzverknüpfungspunkte erleichtern und die Qualität anschließender Netzanschlussbegehren verbessern.

Ergänzend sollten die veröffentlichten Kapazitätsinformationen nicht nur eine Momentaufnahme der aktuell verfügbaren Netzanschlusskapazitäten darstellen. Für Projektentwickler ist entscheidend, ob und wann Netzanschlusskapazitäten perspektivisch verfügbar werden. Daher sollten auch bereits reservierte Kapazitäten, geplante Netzoptimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen sowie deren voraussichtliche Realisierungszeitpunkte in geeigneter, anonymisierter und standardisierter Form abgebildet werden.

Damit die Regelung in der Praxis tatsächlich Wirkung entfaltet, halten wir eine Ausweitung des Anwendungsbereichs für erforderlich. Für Wind-, Solar- und Speicherprojekte sind Anschlussmöglichkeiten in der Hochspannungsebene von erheblicher Bedeutung. Wir sehen daher noch folgende Nachbesserungsbedarfe:

- die Einbeziehung der Hochspannungsebene in die unverbindliche Netzanschlussauskunft;
- eine getrennte Ausweisung von Einspeise- und Entnahmekapazitäten;
- Informationen zu bereits reservierten Kapazitäten in anonymisierter Form;
- Angaben dazu, ob und in welchem Umfang flexible Netzanschlussvereinbarungen möglich sind;
- eine zentrale Auffindbarkeit der Auskunftstools über die gemeinsame Internetplattform nach § 14e

Statusinformationen bei Netzanschlussbegehren – § 17d EnWG

Wir begrüßen die vorgesehenen Informationspflichten der Netzbetreiber. Eine unverzügliche Eingangsbestätigung, klare Informationen zu Ablauf und Umfang der erforderlichen Unterlagen sowie Statusinformationen innerhalb von drei Monaten sind wichtige Elemente eines verlässlicheren und transparenteren Netzanschlussverfahrens. In der Praxis bestehen jedoch erhebliche Zweifel, ob solche Pflichten ohne klare Rechtsfolgen konsequent eingehalten werden. Bereits heute bestehen in Netzanschlussverfahren häufig Verzögerungen, uneinheitliche Anforderungen und unzureichende Kommunikation. Daher weisen wir in aller Deutlichkeit darauf hin, dass Informations- und Digitalisierungspflichten ihre Wirkung nur entfalten werden, wenn Pflichtverletzungen mit klaren Pönalisierungen einhergehen oder sonstige Anreize zur Wirksamkeit regulatorisch gesetzt werden.

Es reicht daher nicht aus, Netzbetreiber lediglich zu regelmäßigen Statusmitteilungen zu verpflichten. Vielmehr müssen diese Statusmitteilungen inhaltlich aussagekräftig sein und konkrete Angaben zum Bearbeitungsstand, zu offenen Prüfschritten, zu fehlenden Unterlagen und zum voraussichtlichen weiteren Zeitplan enthalten – die Nichteinhaltung dieser Regelung muss eine spürbare Sanktion nach sich ziehen.

Daher sollten noch folgende Punkte aufgenommen werden:

- verbindliche Mindestinhalte für Statusinformationen;
- eine Pflicht zur konkreten Begründung von Verzögerungen;
- digitale Nachverfolgbarkeit des Bearbeitungsstands;

- eine BNetzA-Festlegungskompetenz für Qualitätsanforderungen an Statusinformationen;
- wirksame Rechtsfolgen oder Pönalen bei wiederholter oder erheblicher Nichteinhaltung der Pflichten.

Digitaler Anschlussprozess - §17e EnWG

Wir unterstützen die vollständige Digitalisierung des Netzanschlussprozesses ausdrücklich. Die Möglichkeit, Netzanschlussbegehren elektronisch einzureichen, sowie die verpflichtende vollständige digitale Abwicklung bis zum 1. Januar 2028 sind überfällige Schritte zur Modernisierung der Netzanschlussverfahren. Digitale Portale dürfen jedoch nicht lediglich heutige analoge Prozesse in elektronischer Form abbilden. Sie müssen tatsächliche Prozessverbesserungen ermöglichen. Dazu gehören strukturierte Antragstellung, vollständige digitale Dokumentenübermittlung, transparente Fristen, standardisierte Nachforderungen, ein digitales Kommunikationsprotokoll und ein nachvollziehbarer Bearbeitungsstatus. Kritisch sehen wir, dass der Entwurf die Standardisierung für die Hochspannungsebene nur eingeschränkt vorsieht. Auch Hochspannungsanschlüsse sollten weitestmöglich standardisiert werden, um Netzbetreiber und Anschlussnehmer zu entlasten. Gerade für größere EE-Projekte ist diese Ebene von erheblicher praktischer Bedeutung.

Kapazitätsreservierung - § 17f EnWG

In der Praxis haben viele Netzbetreiber bereits eigene Reservierungsverfahren für Netzanschlüsse von Einspeisern, insbesondere für Windenergie- und Freiflächen-PV-Projekte, eingeführt. Diese Verfahren sind grundsätzlich transparent und unparteiisch ausgestaltet. Sie unterscheiden sich jedoch erheblich voneinander und sind untereinander kaum vergleichbar. Für bundesweit tätige Projektentwickler führt dies zu erheblichem administrativem Aufwand, unterschiedlichen Anforderungen je Netzgebiet und damit zu zusätzlicher Unsicherheit in der Projektentwicklung. In der Regel wird der Netzverknüpfungspunkt beim zuständigen Verteilnetzbetreiber bereits im Rahmen der Genehmigungsplanung angefragt. Häufig erfolgt zunächst lediglich eine tagesaktuelle und unverbindliche Auskunft darüber, ob der angefragte Netzverknüpfungspunkt zum Zeitpunkt der Auskunft grundsätzlich verfügbar ist. Aus einer solchen Auskunft lässt sich jedoch keine belastbare Reservierung der Netzanschlusskapazität ableiten. Der eigentliche Reservierungsmechanismus erfolgt anschließend von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unterschiedlich. In der Regel ist er an Ernsthaftigkeitsnachweise gekoppelt und nur für einen begrenzten Zeitraum befristet, häufig lediglich auf fünf bis sechs Monate.

Die Dokumentation dieser Reservierungspraxis ist ebenfalls uneinheitlich. In der Regel erfolgt zunächst ein Antwortschreiben per E-Mail. Darauf aufbauende Kommunikation, etwa zu Verlängerungen der Reservierung oder zur Vorlage weiterer Nachweise, wird je nach Netzbetreiber entweder rein per E-Mail oder durch ein gesondertes Schreiben beantwortet. Einheitliche Anforderungen an Form, Inhalt, Verbindlichkeit und Nachvollziehbarkeit der Kommunikation bestehen bislang nicht.

Hinzu kommt, dass die Hürden für das Stellen eines Netzanschlussbegehrens derzeit vielfach sehr niedrig sind. Dadurch werden zahlreiche Netzanschlussanfragen „auf gut Glück“ gestellt, ohne dass eine hinreichende Projektreife oder Realisierungswahrscheinlichkeit besteht. Das

Kriterium des Grundstückszusammenhangs, etwa durch Vorlage eines Pachtvertrags oder eines sonstigen Nachweises der Flächensicherung, ist zwar in vielen Reservierungsverfahren vorgesehen, wird in der Praxis jedoch von Netzbetreibern nur selten konsequent geprüft. Ein Grund hierfür liegt gerade in der Vielzahl an Anträgen, die eine qualitative Prüfung jedes einzelnen Begehrens erheblich erschwert. Damit besteht faktisch weiterhin häufig ein Windhund-Prinzip ohne substanzielle Berücksichtigung qualitativer Kriterien. Netzanschlusskapazität kann dadurch frühzeitig durch Projekte gebunden werden, deren Realisierung unsicher ist, während fortgeschrittene und ernsthafte Projekte keine ausreichende Planungssicherheit erhalten. Solange Netzanschlusskapazität knapp ist, profitieren auch seriöse Projektierer von strengeren und einheitlichen Reservierungsvoraussetzungen, wenn dadurch nicht zielführende oder rein spekulative Anschlussbegehren frühzeitig aus dem Verfahren herausgefiltert werden.

Als positives Beispiel für ein transparentes und funktionierendes Reservierungsverfahren kann aus unserer Sicht das Verfahren der Avacon dienen. Dort wird das Kriterium des Grundstückszusammenhangs regelmäßig im Zuge des Netzanschlussverfahrens überprüft. Solche Ansätze zeigen, dass eine stärkere Prüfung der Projektreife praktisch möglich ist und zu einer sachgerechteren Vergabe knapper Netzanschlusskapazitäten beitragen kann. Demgegenüber bestehen in anderen Netzgebieten Verfahren, die aus Sicht der Projektentwicklung nicht praxistauglich sind. Problematisch sind insbesondere Reservierungszusagen, die nur für sehr kurze Zeiträume – beispielsweise sieben Monate – gelten und anschließend bereits die Vorlage einer BImSchG-Genehmigung verlangen. Da Genehmigungsverfahren regelmäßig deutlich länger dauern und ihre Dauer von Projektierern nur begrenzt beeinflusst werden kann, entsteht dadurch eine Art Glücksspiel, ob der Netzverknüpfungspunkt bis zur Genehmigungserteilung weiterhin für das Projekt verfügbar bleibt. Dies untergräbt die Planungs- und Finanzierungssicherheit.

Aus unserer Sicht wäre die Erklärung der Vollständigkeit im BImSchG-Verfahren ein sachgerechter Zeitpunkt, um eine verbindlichere Netzanschlussreservierung bzw. Anschlusszusage vom Netzbetreiber zu erhalten. Zu diesem Zeitpunkt hat ein Projekt bereits eine erhebliche Reife erreicht. In der Praxis ist eine belastbare oder unbefristete Reservierung jedoch oftmals erst zu einem deutlich späteren Zeitpunkt möglich, etwa nach Zuschlag der Bundesnetzagentur oder nach Beauftragung des notwendigen Netzausbaus. Letztere kann bei vielen Netzbetreibern wiederum erst nach Erteilung eines Zuschlags ausgelöst werden. Dadurch müssen Projektentwicklungsunternehmen erhebliche Vorleistungen erbringen, ohne dass der Netzanschluss hinreichend gesichert ist. Eine unbefristete Reservierung erst ab Zuschlag der Bundesnetzagentur ist aus Sicht von JUWI zu spät. Zu diesem Zeitpunkt sind wesentliche Projektentwicklungsschritte bereits durchlaufen. Zudem können befristete Reservierungen zuvor mangels neuer Nachweise oder aufgrund zu kurzer Reservierungsdauern auslaufen. Erforderlich sind daher längere Reservierungsfristen, insbesondere ab Antragstellung im BImSchG-Verfahren und spätestens ab Erklärung der Vollständigkeit, damit bei normalen Projektlaufzeiten kein Zeitraum entsteht, in dem mangels neuer Nachweise keine wirksame Reservierung mehr besteht.

Grundlage für eine effizientere Ausgestaltung der Anschluss- und Reservierungsverfahren muss eine bundesweite Standardisierung der Verfahren bei allen Verteilnetzbetreibern sein.

Seite **13** von **15**

Nur ein einheitlicher Rahmen kann sicherstellen, dass das Netzanschlussreservierungsverfahren als gerechtes, netzdienliches und investitionssicheres Instrument genutzt wird. Unterschiedliche Anforderungen an Nachweise, Fristen, Projektfortschritte und Gebühren würden dagegen neue Unsicherheiten schaffen und die angestrebte Vereinfachung konterkarieren.

Wir sehen es als erforderlich an, bereits beim Stellen eines Netzanschlussbegehrens eine angemessene Hürde einzuführen, um offensichtlich spekulative oder unseriöse Anfragen unattraktiver zu machen. Neben qualitativen Kriterien ist hierfür ein moderates „Preisschild“ die effizienteste Variante. Rein qualitative Kriterien würden zwar ebenfalls zur Differenzierung beitragen, binden jedoch zusätzliche Arbeitskapazitäten bei den Netzbetreibern. Eine standardisierte Gebühr kann demgegenüber einfach administriert werden und gleichzeitig dazu beitragen, die Antragsflut zu reduzieren. Daher sollte das Stellen eines Netzanschlussbegehrens mit einer Gebühr verbunden werden. Diese sollte einen Mindestbetrag enthalten und zusätzlich progressiv nach Anschlussleistung ausgestaltet sein. Der Mindestbetrag ist erforderlich, um auch bei einer Vielzahl kleinerer Anfragen eine relevante Eintrittshürde zu schaffen. Die leistungsabhängige Komponente trägt zugleich dem Umfang der jeweils begehrten Netzanschlusskapazität Rechnung. Ein Rückzahlungsmechanismus sollte nicht vorgesehen werden, da dieser zusätzlichen bürokratischen Aufwand erzeugen würde und die Entlastungswirkung für Netzbetreiber verringern könnte.

Ergänzend zur Gebühr sollten qualitative Mindestkriterien vorgesehen werden. Grundvoraussetzung für die erstmalige Reservierung von Netzanschlusskapazität sollte insbesondere sein:

- der Nachweis eines Pachtvertrags oder eines vergleichbaren Nachweises zur Flächensicherung;
- der Nachweis eines hinreichenden planungsrechtlichen Bezugs der Fläche, etwa durch bestehendes Planungsrecht;
- die eindeutige Zuordnung des Netzanschlussbegehrens zu einem konkreten Projektstandort.

Diese Anforderungen ermöglichen eine Fokussierung auf ernsthafte Projekte mit höherer Realisierungswahrscheinlichkeit, ohne dass der Einstieg in das Verfahren unverhältnismäßig erschwert wird.

Sobald eine Zusage für eine Netzanschlussreservierung vorliegt, sollten bundesweit einheitliche Schritte für den Beibehalt der Reservierung über den Projektfortschritt gelten. Dabei müssen technologiespezifische Projektverläufe berücksichtigt werden. Insbesondere bei Windenergieprojekten kann die Dauer von Genehmigungsverfahren stark variieren. Überschreitet die Dauer der Genehmigungserteilung aus Gründen, die der Projektierer nicht zu verantworten hat, beispielsweise 24 Monate, muss die Reservierung erhalten bleiben können. Dies kann beispielsweise über eine Haltegebühr oder einen vergleichbaren standardisierten Verlängerungsmechanismus geregelt werden. Gleiches gilt für Verzögerungen bei Lieferzeiten von Umspannwerkskomponenten oder Transformatoren, bei verzögerten Bauabläufen oder Inbetriebnahme-Zeitpunkten, soweit diese nicht vom Projektierer zu vertreten sind. Auch hier müssen angemessene Puffer zwischen Liefer-, Bau- und Inbetriebnahmefristen vorgesehen werden.

Andernfalls besteht die Gefahr, dass realisierungsreife Projekte ihre Reservierung verlieren, obwohl die Verzögerung außerhalb ihres Einflussbereichs liegt.

Bei der etwaigen Einführung von Baukostenzuschüssen sollten geleistete Reservierungsgebühren mit dem Baukostenzuschuss verrechnet werden.

Baukostenzuschüsse für Einspeiser – § 17 EEG

Wir sehen die vorgesehene Regelung zur Erhebung von Baukostenzuschüssen für Einspeiser kritisch. Zwar können netzorientierte Preissignale unter bestimmten Voraussetzungen zur effizienteren Standortwahl beitragen. Gleichzeitig besteht aber die Gefahr, dass zusätzliche Kostenbelastungen den Ausbau erneuerbarer Energien verteuern, Projekte in fortgeschrittenen Entwicklungsstadien gefährden und regionale Ungleichgewichte verschärfen. Besonders problematisch wäre es, wenn Netzbetreiber bereits vor einer einheitlichen Festlegung durch die Bundesnetzagentur eigene Baukostenzuschüsse erheben könnten. So könnten Netzbetreiber ohne entsprechende Festlegung uneinheitliche oder willkürliche Baukostenzuschüsse festlegen. Für die Projektentwicklung ist entscheidend, dass Baukostenzuschüsse kalkulierbar, transparent, einheitlich und begrenzt sind. Sie dürfen nicht zu einem faktischen Steuerungs- oder Verhinderungsinstrument werden. Ebenso muss ausgeschlossen werden, dass allgemeine Netzausbaukosten pauschal auf einzelne Einspeiser verlagert werden.

Übergangs- und Vertrauensschutz für fortgeschrittene Projekte

Wir sehen es als unabdingbar, ergänzend zu den einzelnen Regelungen eine klare Übergangs- und Vertrauensschutzregelung zu etablieren. Projektentwicklungen im Bereich Windenergie, Freiflächen-PV und Speicher erstrecken sich regelmäßig über mehrere Jahre. In dieser Zeit werden erhebliche Vorleistungen erbracht, insbesondere für Flächensicherung, Planung, Gutachten, Genehmigungsverfahren, Netzanschlussprüfung und technische Auslegung. Neue Anforderungen an Reservierung, Priorisierung, Nachweise, Gebühren oder Baukostenzuschüsse können erhebliche Auswirkungen auf laufende Projekte haben. Werden solche Anforderungen ohne Übergangsregelung auf bereits weit entwickelte Projekte angewandt, kann dies bereits getätigte Investitionen entwerten, Finanzierungen erschweren und Projekte verzögern oder gefährden. Vertrauensschutz ist insbesondere erforderlich für Projekte, bei denen bereits wesentliche Entwicklungsschritte erfolgt sind. Dazu zählen unter anderem:

- bereits erteilte oder in Aussicht gestellte Netzanschlusszusagen;
- laufende oder abgeschlossene Genehmigungsverfahren;
- Projekte mit bereits laufender Ausschreibungsvorbereitung oder Finanzierungsstrukturierung.

Daher sollten neue Anforderungen an die Reservierung von Netzanschlusskapazitäten, deren Priorisierung sowie die hierfür erforderlichen Nachweise nicht rückwirkend zulasten bereits fortgeschrittener Projekte angewendet werden. Für bereits gestellte Netzanschlussbegehren sind angemessene Übergangsregelungen vorzusehen, um Planungssicherheit und Vertrauensschutz zu gewährleisten. Bereits erteilte Reservierungen oder Netzanschlusszusagen dürfen nicht entzogen werden. Ebenso sollten etwaige Baukostenzuschüsse auf fortgeschrittene Projekte (ab vollständiger Genehmigungsunterlageneinreichung) grundsätzlich nicht angewendet werden; sofern dies dennoch vorgesehen wird, ist zumindest eine angemessene Übergangsfrist sicherzustellen.