Stellungnahme

zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens („Netzanschlusspaket“)

Düsseldorf, Juli 2026

Einleitung

Die deutsche Energiewende stand in den letzten zwanzig Jahren primär im Zeichen zweier politischer Zielsetzungen: dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und einer zunehmenden Elektrifizierung von Verbrauchsanwendungen. Der Bau von Wind- und Photovoltaikanlagen ist allerdings nicht immer im Gleichschritt mit dem Ausbau der Stromnetze erfolgt – mit der Folge, dass Erzeugungsregionen und Verbrauchszentren oftmals entkoppelt sind, die Stromnetze vielerorts überlastet sind und die Erneuerbaren-Produktion im Zuge von Redispatch-Maßnahmen regelmäßig abgeregelt werden muss. Der dringend notwendige Netzausbau schreitet zugleich nur schleppend voran. Neue Anlagen können daher oftmals nur mit erheblicher Verzögerung an das Stromnetz angeschlossen werden. Uniper begrüßt, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) mit dem „Netzanschlusspaket“ ein umfassendes Maßnahmenpaket auf den Weg gebracht hat, um diese Herausforderungen zu adressieren. Gleichzeitig darf der Gesetzgeber die Netzbetreiber aber nicht aus ihrer Verpflichtung entlasten, den Netzausbau schnell und effizient voranzutreiben. Die Nachteile eines verzögerten Netzausbaus dürfen nicht einseitig den Netzanschlussbegehrenden auferlegt werden.

Bewertung des Gesetzentwurfes

Redispatch-Vorbehalt (§§ 13a Abs. 5, 14 Abs. 1d EnWG-E, § 8 Abs. 4 EEG-E)

Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien erhalten im derzeitigen Regulierungsregime eine Entschädigung, wenn sie aufgrund von Redispatch-Maßnahmen abgeregelt werden müssen. Das BMWE möchte mit der Einführung eines Redispatch-Vorbehalts die Verteilernetzbetreiber befähigen, ein stark belastetes Netzgebiet für bis zu sechs Jahre als kapazitätslimitiert auszuweisen, wenn bei Abregelungen aufgrund von Redispatch-Maßnahmen ein jährlicher Schwellenwert von 5 Prozent überschritten wird. In kapazitätslimitierten Netzgebieten entfällt die Netzanschlusspflicht für Photovoltaik- und Windenergieanlagen nach EEG. Wenn Projektierer in einem solchen Gebiet dennoch neue EE-Anlagen an das Netz anschließen wollen, müssen sie mit dem Verteilernetzbetreiber eine flexible Netzanschlussvereinbarung abschließen, in der vertraglich festgelegt wird, dass für 10 bis 20 Prozent der jährlichen Einspeisemenge auf finanziellen Ausgleich bei Redispatch-Abregelungen verzichtet wird. Mit dieser Maßnahme möchte das BMWE die Redispatch-Kosten senken und eine netzdienliche Allokation von EE-Anlagen incentivieren.

Aus Sicht von Uniper ist zu begrüßen, dass das BMWE den Redispatch-Vorbehalt gegenüber früheren Gesetzentwürfen signifikant abgeschwächt hat. Es ist im Grundsatz nachvollziehbar, dass ein volkwirtschaftlich ineffizienter Zubau von Erneuerbaren Energien in Netzengpassgebieten begrenzt werden soll. Ein wesentlicher Treiber des Problems sind allerdings die Verteilernetzbetreiber, die bisher keine ausreichende Transparenz über das Auftreten von Netzengpässen zur Verfügung stellen – sowohl in geografischer Hinsicht als auch mit Blick auf die erwartbare Häufigkeit von Eingriffen. Infolgedessen ist es für Projektierer nur in sehr begrenztem Umfang möglich, eine möglichst netzdienliche Allokation von Anlagen vorzunehmen. Daher müssen Netzbetreiber zunächst zu stärkerer Transparenz über die Auslastungssituation im Netz verpflichtet werden, damit Projektierer dies in ihren Planungen frühzeitig berücksichtigen können.

Der einseitige Fokus auf eine pauschale entschädigungsfreie Abregelung von EE-Anlagen, wenngleich nunmehr auf 10 bis 20 Prozent der jährlichen Einspeisemenge gedeckelt, greift

hingegen zu kurz und ist mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit von EE-Projekten, die EE-Ausbauziele und die Liquidität des Strommarktes weiterhin kontraproduktiv. Es wäre daher sachgerecht, zumindest EE-Anlagen, die in Co-Location mit einem Grünstromspeicher errichtet werden, bei netzdienlicher Speicherfahrweise zur Redispatch-Vermeidung im Vergleich zu Stand-Alone-Anlagen regulatorisch zu begünstigen. Für Anlagen in Co-Location sollte die Auflage für eine entschädigungsfreie Abregelung im Rahmen einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung folglich entfallen.

Zudem zeichnen sich bereits weitere potenzielle Belastungen wie etwa regional differenzierte Baukostenzuschüsse, dynamische Einspeisenetzentgelte (BNetzA-Festlegungsverfahren „AgNes“) oder Restriktionen im Intraday-Handel (BMWE-Branchendialog „Systembetrieb 2030“) ab, die das Risikoprofil der EE-Investitionen zusätzlich erhöhen werden. Daher gilt es, die verschiedenen diskutierten Maßnahmen sinnvoll aufeinander abzustimmen und das Risiko für die Investoren klar zu begrenzen, um weiterhin kalkulierbare Investitionen tätigen zu können. Leider hat das BMWE bislang keine integrierte Folgenabschätzung zum Ineinandergreifen der genannten regulatorischen Handlungsstränge vorgelegt. Aus Sicht von Uniper ist dies jedoch dringend notwendig, um einen regulatorischen „Over-Kill“ zu vermeiden. Die Regulierung von Energiemärkten sollte stets maßvoll und evidenzbasiert erfolgen, da dringend notwendige Investitionen in die Energiewende andernfalls ausgebremst werden.

Mit Blick auf bereits laufende Projekte, für die bis zum 31.03.2028 eine Netzanschlussanfrage gestellt und zudem eine finale Investitionsentscheidung (FID) getroffen wurde, sollte im Gesetz zudem ein umfassender Vertrauensschutz verankert werden.

Um eine netzdienliche Allokation von Anlagen sicherzustellen, müssen Netzbetreiber zu einer **deutlich stärkeren Transparenz** über die Auslastungssituation im Netz verpflichtet werden. Darüber hinaus sollten **EE-Anlagen, die in Co-Location mit einem Grünstromspeicher** errichtet werden, **regulatorisch gegenüber Stand-Alone-Anlagen begünstigt** werden, sofern sie durch eine netzdienliche Speicherfahrweise zur Vermeidung von Redispatch beitragen.

Flexible Netzanschlussvereinbarungen (§§ 14 Abs. 1d, 17a Abs. 2, 17c Abs. 2 EnWG-E)

Neben einer Priorisierung von Netzanschlussbegehren setzt das BMWE einen starken Fokus auf flexible Netzanschlussvereinbarungen (Flexible Connection Agreements, „FCA“). Diese sollen es Netzbetreibern ermöglichen, die Fahrweise von Anlagen zu beschränken und somit die steigende Konkurrenz, um knappe Netzanschlusskapazitäten besser zu steuern. Die Vereinbarungen sollen für Anlagen in kapazitätslimitierten Verteilernetzgebieten eine Klausel für entschädigungsfreie Redispatch-Abregelungen erhalten (s.o.). Im BMWE-Branchendialog „Systembetrieb 2030“ wird parallel diskutiert, neue Anlagen im Übertragungsnetz ebenfalls zum Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung zu verpflichten. Auf diesem Wege soll es den Übertragungsnetzbetreibern ermöglicht werden, ein Abweichen von Fahrplanmeldungen im Intradaymarkt in einem noch zu definierenden Zeitraum kurz vor Echtzeit (z. B. drei Stunden) zu untersagen. Daneben sind auch weitere Restriktionen im Rahmen von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen absehbar, für Speicher etwa eine Deckelung bei der Erbringung von Regelenergie, Import- und Exportrestriktionen oder Rampenvorgaben.

Wir lehnen die Möglichkeit zum Abschluss flexibler Netzanschlussvereinbarungen nicht grundsätzlich ab. Aber wenn Netzbetreiber Produkte unterschiedlicher Qualität anbieten, muss der

Anschlussbegehrende an anderer Stelle finanziell kompensiert werden. Im derzeitigen Vorschlag, der rein restriktiv ausgestaltet ist und die Wirtschaftlichkeit neuer Erzeugungs- und Speicheranlagen in erheblichem Maße (bis hin zur Unwirtschaftlichkeit) reduziert, hat der Anschlussbegehrende kein Wahlrecht. Entweder er akzeptiert die flexible Netzanschlussvereinbarung, oder er erhält keinen Netzzugang. Diese Regelung ist so nicht zielführend. Erst wenn die Möglichkeiten zur Vergabe von fester Anschlusskapazität vollständig ausgeschöpft sind, sollte flexible Netzanschlusskapazität vergeben werden dürfen. Hierbei müssen Dauer, Zeitpunkt und Höhe der Einschränkungen kalkulierbar und insgesamt gedeckelt sein. Wenn flexible Netzanschlussvereinbarungen ausschließlich an den Bedürfnissen des Netzbetreibers ausgerichtet sind, entsteht eine Qualität von Anschlusskapazität, die kaum wirtschaftlich sinnvoll genutzt werden kann. Denn die Vergabe von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen wäre dann insgesamt volkswirtschaftlich wenig sinnvoll, selbst wenn nominal zusätzliche Kapazität geschaffen würde. Es muss zudem sichergestellt werden, dass flexible Netzanschlussvereinbarungen die Anreize zum physischen Netzausbau nicht verringern. Flexible Netzanschlussvereinbarungen sollten daher ausdrücklich als temporäres Instrument verstanden werden und den Netzausbau nicht dauerhaft ersetzen. Um die aufgeführten Risiken zu minimieren, sind aus Sicht von Uniper regulatorische Sicherungsmechanismen erforderlich, konkret in Form von

- einem zeitlich definierten Übergang zu festem Netzanschluss nach einer angemessenen Frist; Mit Blick auf den Redispatch-Vorbehalt sollte eine flexible Netzanschlussvereinbarung nur für die Dauer der Ausweisung als kapazitätslimitiertes Netzgebiet gelten und anschließend in eine feste Netzanschlusskapazität übergehen können;
- einer bundesweiten Standardisierung mit klar definierten Rahmenvorgaben;
- einer angemessenen Entschädigung für Eingriffe in die Betriebsweise von Anlagen, sei es über Redispatch-Maßnahmen oder die entgangenen Intraday-Erlöse durch das Einfrieren von Fahrplanmeldungen.

Diese Mechanismen würden sicherstellen, dass flexible Netzanschlussvereinbarungen die kurzfristige Anbindung netzdienlicher Projekte ermöglichen, ohne die langfristigen Investitionsanreize für einen bedarfsgerechten Netzausbau zu unterminieren. Für Speicherprojekte in Co-Location (PV + BESS, Wind + BESS) ist zudem sicherzustellen, dass Einschränkungen differenziert nach Einspeise- bzw. Lade- und Entladeleistung ausgestaltet werden. Pauschale Einschränkungen auf gesamte Anschlusskapazitäten würden ansonsten effiziente, netzdienliche Betriebsweisen hybrider Anlagen verhindern.

Alternativ könnten flexible Netzanschlussvereinbarungen von einem ausschließlich restriktiven Instrument zu einem freiwilligen Bonus-Malus-System weiterentwickelt werden, mit dem Netzbetreiber netzdienliches Verhalten incentivieren können. Auf diese Weise könnten Co-Location-Projekte zur netzdienlichen EE-Integration oder eine netzdienliche Allokation von Anlagen zusätzlich finanziell angereizt werden. Neben den oben genannten Forderungen sollte auch dieses Modell in einem Branchendialog zur Ausgestaltung von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen diskutiert werden.

→ Flexible Netzanschlussvereinbarungen dürfen **nicht zum neuen Standard zur netzverträglichen Erschließung neuer Netzanschlusskapazität** werden. Vielmehr sollten sie als **nachrangiges Instrument** dienen, das erst dann zum Einsatz

kommt, wenn alle Möglichkeiten zur Vergabe fester Anschlusskapazitäten vollständig ausgeschöpft sind. Um die Anreize für den physischen Netzausbau nicht dauerhaft zu unterminieren, müssen flexible Netzanschlussvereinbarungen zudem als **temporäres oder freiwilliges Instrument** verstanden werden, das den bedarfsgerechten Netzausbau flankiert, aber nicht ersetzt. Nur durch **verbindliche Rahmenbedingungen** – insbesondere hinsichtlich Planbarkeit der Einschränkungen, Standardisierung, zeitlichem Übergang zu festen Anschlussrechten sowie angemessener Kompensation für Eingriffe in die Betriebsweise von Anlagen – kann sichergestellt werden, dass flexible **Netzanschlussvereinbarungen wirtschaftlich nutzbar, volkswirtschaftlich sinnvoll und investitionsverträglich** ausgestaltet sind. In diesem Rahmen können sie dazu beitragen, netzdienliche Projekte frühzeitig anzubinden, ohne langfristige Ausbauanreize oder effiziente Betriebsformen, insbesondere bei hybriden Anlagen und Speicher Co Locations, zu beeinträchtigen.

Reifegradverfahren inkl. Priorisierung von Netzanschlussbegehren (§ 17b Absatz 1 EnWG-E)

Die Stromnetzbetreiber sehen sich vielerorts mit einer hohen Anzahl neuer Netzanschlussbegehren konfrontiert, haben aufgrund des geltenden Windhundprinzips („first come, first served“) bislang aber keine gesetzlichen Mittel für eine Priorisierung von Anfragen in der Hand. Da der Ausbau der Stromnetze nicht im für die Energiewende erforderlichen Maße erfolgt, können weit fortgeschrittene Projekte zur Stromerzeugung oder -speicherung daher oftmals nur mit erheblichen Verzögerungen an das Netz angeschlossen werden. Die Priorisierung von Netzanschlussbegehren anhand gesetzlich definierter Kriterien ist vor diesem Hintergrund nachvollziehbar.

Aus Sicht von Uniper sollte vor allem die Projektreife maßgeblich für einen schnellen Netzanschluss sein. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in diesem Sinne bereits einen Vorschlag für ein Reifegradverfahren ausgearbeitet. Bei der Implementierung eines Reifegradverfahrens ist allerdings darauf zu achten, dass die Beurteilung der Projektreife auf objektiven, überprüfbaren Kriterien basiert und keinen diskriminierenden Ermessensspielraum der Netzbetreiber eröffnet. Seriöse Projekte können auf diese Weise schneller realisiert werden.

Darüber hinaus wird das neu eingeführte Reifegradverfahren spekulative Anfragen gezielt aussortieren können, sodass Netzkapazitäten gezielter vergeben werden können. Dies ist selbstverständlich zu befürworten.

Um die Wirksamkeit des Verfahrens zu erhöhen und einen fairen sowie effizienten Marktzugang zu ermöglichen, müssen die ÜNB allerdings systematisch weiter an der Identifikation, Entwicklung und Veröffentlichung zusätzlicher Kapazitäten an Umspannwerken durch Netzausbau arbeiten. Nur so kann sichergestellt werden, dass das Verfahren nicht faktisch durch ein strukturelles Angebotsdefizit auf Netzseite limitiert wird.

→ Das eingeführte Reifegradverfahren für **Großverbraucher bzw. Netzanschlussbegehren für Bezug** stellt aus Sicht von Uniper eine **sinnvolle und zielführende Weiterentwicklung** dar, um knappe Netzkapazitäten effizienter zu allokieren und unrealistische oder frühzeitige Anfragen zu begrenzen. Gleichzeitig sollte das Verfahren **nicht auf Einspeiseanlagen übertragen werden**, da der bestehende

Rechtsrahmen der **Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV)** bereits klare, bewährte und ausreichende Regelungen für Einspeiser enthält. Eine Ausweitung des Reifegradverfahrens auf Einspeiser würde **keinen zusätzlichen Mehrwert** schaffen, sondern vielmehr die Komplexität und Planungsunsicherheit für Erzeugungsprojekte unnötig erhöhen.

Baukostenzuschuss für Einspeiser (§ 8 Absatz 3 KraftNAV, § 17 EEG-E)

Mit dem Netzpaket wird die Möglichkeit geschaffen, Baukostenzuschüsse (BKZ) auch für Einspeiser einzuführen. Bislang können Baukostenzuschüsse grundsätzlich nur gegenüber Letztverbrauchern erhoben werden.

Die Einführung eines Baukostenzuschusses für Einspeiser ist aus unserer Sicht grundsätzlich abzulehnen. Ein zusätzlicher BKZ würde die Wirtschaftlichkeit von Projekten beeinträchtigen und zusätzliche Unsicherheiten für Investitionsentscheidungen schaffen.

Im Rahmen der Diskussionen zum BNetzA-Festlegungsverfahren „AgNes“ wurde ein BKZ zwar unter den verschiedenen diskutierten Instrumenten zur Beteiligung von Einspeisern an Netzkosten als die vergleichsweise unschädlichste Lösung bewertet. Diese Einordnung stellt jedoch keine grundsätzliche Befürwortung eines BKZ dar. Vielmehr ist die Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten auch in Form eines BKZ grundsätzlich nicht verursachungsgerecht und insofern abzulehnen.

Sollte dennoch eine Einführung im Rahmen des Netzpakets vorgesehen werden, sind aus unserer Sicht mindestens folgende Voraussetzungen zwingend zu erfüllen: Zum einen muss die Bundesnetzagentur bundesweit gültige und verbindliche Vorgaben für die Ermittlung und Anwendung des BKZ festlegen, um Investitionsunsicherheiten zu vermeiden. Zum anderen darf die Regelung ausschließlich für neue Vorhaben gelten und einen umfassenden Vertrauensschutz für laufende Projekte gewährleisten mit einer ausreichend bemessenen Frist (Einführung in Analogie zum BNetzA-Festlegungsverfahren „AgNes“ keinesfalls vor dem 01.01.2029).

Zudem sollte im Zuge einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung die Option bestehen, einen Rabatt auf den BKZ zu erhalten, ähnlich wie dies für Netzanschlüsse im Übertragungsnetz bereits durch die Bundesnetzagentur (BK 8; „Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen“) etabliert wurde.

→ **Ein BKZ für Einspeiser sollte nicht eingeführt werden.** Falls der Gesetzgeber dennoch an diesem Instrument festhält, sind bundesweit einheitliche Regeln sowie ein umfassender Bestandsschutz mit ausreichend bemessener Frist zur Einführung unverzichtbar.

Ansprechpartner

Philipp Ginsberg
Governmental Relations Germany

Uniper SE
Holzstraße 6
40221 Düsseldorf