Bundesverband
Neue Energiewirtschaft e.V.
Hackescher Markt 4
D-10178 Berlin

Fon: +49 30 400548-0
mail@bne-online.de
www.bne-online.de

Informelle Stellungnahme

Verteilnetzpaket

„Der Fortschritt und die Bezahlbarkeit der Energiewende hängen entscheidend vom Netzausbau ab. Erneuerbare Energien und Speicher, Industrieanlagen, Rechenzentren, Ladeinfrastruktur, Wärmepumpen – alle wollen an das Stromnetz angeschlossen werden. Die Beschleunigung insbesondere des Verteilnetzausbaues ist deshalb entscheidend.“
Ergebnisse des Koalitionsausschusses vom 2. Juli 2026

6. November 2026 | Die Verteilnetze sind zum Flaschenhals der Transformation der Wirtschaft geworden. Um die strukturellen Ursachen zu beheben, muss das bestehende Netz besser ausgelastet werden, neue Netzkapazitäten ausgebaut und Innovationen hinter dem Netzverknüpfungspunkt ermöglicht werden. Notwendig sind hierfür eine umfassende Digitalisierung, Datenerhebung und Transparenz der Infrastruktur sowie der Planungen.

Am 9. Oktober 2026 hatten das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) sowie das Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMUKN) zum Fachgespräch Verteilnetzpaket für einen ersten fachlichen Austausch geladen. Im Nachgang wurde man eingeladen, schriftliche Anmerkungen in spätestens vier Wochen nachzureichen, was der bne hiermit tut.

Inhaltsverzeichnis

Stärkung des privatwirtschaftlichen Netzausbaus und Selbstbaurechte	2
Weiterentwicklung der Netzausbaupläne (NAP) und Regionalszenarien	6
Spitzenkappung: Instrument nutzen und Netzplanung transparent machen	9
Moderne Softwarearchitekturen bei Verteilnetzbetreibern	10
Planungsbeschleunigung und Standardisierung im materiellen Recht	13
Qualitätsregulierung und Schadensersatzregelungen	17
Digital, schnell, verbindlich: Das Verteilnetzpaket braucht Zähne	21
Das virtuelle Netz: Eine einheitliche Schnittstelle zu 860 Verteilnetzbetreibern	24
Anlagenzertifizierung vereinfachen	29
Redispatch 3.0: Niederspannungsflexibilitäten einbinden	32

Stärkung des privatwirtschaftlichen Netzausbaus und Selbstbaurechte

Der Ausbau der Verteilnetze – insbesondere auf der Mittel- und Hochspannungsebene – hält oftmals nicht mit dem Tempo der Projektierer von Erneuerbaren-Energien-Anlagen Schritt. Bei Netzverknüpfungspunkten, Umspannwerken und Kabeltrassen handelt es sich im Kern um elektrotechnische Standardinfrastruktur. Bislang fehlen jedoch regulatorische Rahmenbedingungen, die es Projektentwicklern oder unabhängigen Akteuren ermöglichen, diese Infrastruktur in eigener Regie zu errichten und in das System zu integrieren. Zudem verzögern langwierige Verhandlungen um Grundstücksnutzungsrechte den Ausbau erheblich.

Ziele

- Beschleunigung des physischen Netzausbaus durch Aktivierung privater Planungskapazitäten und Finanzmittel.
- Schaffung rechtlicher Grundlagen für alternative Errichtungs- und Betriebsmodelle.

Handlungsempfehlungen

- **Einführung von Vorbaurechten (Selbstbaurecht):** Es wird empfohlen, klare regulatorische Rahmenbedingungen zu schaffen, unter denen privatwirtschaftliche Akteure Standard-Netzinfrastruktur errichten können. Nach Fertigstellung kann diese entweder an den zuständigen Verteilnetzbetreiber übereignet, im Rahmen eines zulässigen unabhängigen Netzbetriebsmodells ("Independent System Operator"-Modells (ISO)) betrieben

oder im Eigentum eines privaten Asset Providers verbleiben und dem VNB langfristig zur Nutzung überlassen werden.

- **Erleichterung der Flächeninanspruchnahme:** In Anlehnung an bestehende Regelungen (z.B. § 11a EEG für Anschlussleitungen) sollten die Rechte zur Nutzung privater Grundstücke für den allgemeinen Verteilnetzausbau gestärkt werden, um Wegenutzungsrechte gegen angemessene Entschädigungen schneller durchsetzen zu können.
- **Standardisierung von Netzverknüpfungspunkten:** Um den privatwirtschaftlichen Zubau zu vereinfachen, sollten technische Vorgaben für Übergabestationen vereinheitlicht und im Sinne von standardisierten "Einspeisemodulen" harmonisiert werden.

Stärkung des privatwirtschaftlichen Netzausbaus und Selbstbaurechte

1. Ausgangslage: Die Privatwirtschaft errichtet bereits heute wesentliche Netzinfrastruktur

In der Praxis plant, finanziert und errichtet die Erneuerbare-Energien- und Speicherbranche bereits heute erhebliche Teile der Netzinfrastruktur in Eigenregie – darunter lange Anschlussleitungen, Sammel-Umspannwerke und Übergabestationen. Sogenannte „Einspeisesteckdosen“ (Satelliten-Umspannwerke) oder gebündelte Einspeisenetze, wie sie vermehrt in Netzausbauplänen (NAP) – insbesondere für Windenergie-Vorranggebiete – ausgewiesen werden, bestehen aus Standard-Betriebsmitteln der Elektrotechnik (Leistungsschalter, Trenner, Transformatoren, Erdkabel). Während Verteilnetzbetreiber aufgrund knapper interner Ressourcen und komplexer Vergabeverfahren für Projekte im 110-kV-Netz oftmals bis zu acht Jahre benötigen, können private Vorhabenträger diese Standardinfrastruktur deutlich schneller beschaffen und errichten. Eine gesetzlich geregelte Übertragung solcher Bauaufgaben an Dritte entlastet die Verteilnetzbetreiber unmittelbar bei ihrer Ausbauoffensive.

2. Das „2-Jahres-Kriterium“ als Auslöser für das Vorbaurecht (Selbstbaurecht)

Um das Selbstbaurecht rechtssicher und konfliktfrei mit der Netzplanung der Verteilnetzbetreiber zu verzahnen, wird folgender Mechanismus empfohlen:

- **Kennzeichnungspflicht im NAP:** Verteilnetzbetreiber kennzeichnen in ihren Netzausbauplänen (§ 14d EnWG) konkrete Ausbauvorhaben zur Kapazitätserweiterung – wie etwa neue Umspannwerke, Einspeisesteckdosen oder Netzerweiterungen – inklusive eines verbindlichen Zieltermins für die Inbetriebnahme.
- **Greifen des Selbstbaurechts nach zwei Jahren:** Kann oder will der Verteilnetzbetreiber ein im NAP ausgewiesenes oder für den Anschluss erforderliches Ausbauvorhaben nicht binnen **zwei Jahren** selbst errichten, erhält der betroffene Anschlussnehmer (oder ein Zusammenschluss mehrerer Vorhabenträger) ein gesetzliches Vorbaurecht (Selbstbaurecht).
- Dieses Instrument knüpft systematisch an das Konzept der Ersatzvornahme (bekannt u. a. aus dem Messstellenbetrieb) an und verhindert, dass genehmigte Erzeugungs- und Speicherprojekte jahrelang auf den Ausbau von Standard-Netzknoten warten müssen.

3. Regulatorische Modelle für Eigentum, Betrieb und Kostenanrechnung

Für die Ausgestaltung des privatwirtschaftlichen Netzausbaus bietet sich ein dreistufiges Spektrum an. Neben Eigentumsübertragung und unabhängigem Netzbetrieb sollte ein Asset-Provider-/Lease-Modell vorgesehen werden, bei dem Finanzierung und Eigentum privat bleiben, die Netzbetreiberrolle und operative Verantwortung aber beim VNB verbleiben:

Modell	**Funktionsweise**	**Regulatorische Umsetzung im EnWG / ARegV**
Modell A: Vorbaurecht mit Eigentumsübertragung und Kostenanrechnung	Der private Vorhabenträger errichtet das Umspannwerk, die Einspeisesteckdose oder die Leitungstrasse nach den technischen Mindestanforderungen (TAB) des VNB und überträgt das Eigentum nach Inbetriebnahme an den VNB.	Verpflichtung des VNB zur Übernahme der Anlage und zur Erstattung bzw. Anrechnung der nachgewiesenen, effizienten Errichtungskosten. Vollständige Anerkennung dieser Kosten in der regulatorischen Kapitalbasis (RAB) des VNB durch die BNetzA.
Modell B: Regulierter unabhängiger Netzbetrieb	Der private Akteur errichtet den Netzabschnitt (z. B. ein Einspeisenetz oder Sammel-Umspannwerk) und betreibt diesen dauerhaft im eigenen Eigentum als unabhängiger Netzbetreiber (nach dem britischen Vorbild der *Independent Distribution Network Operators*, IDNO).	Schaffung einer Lizenzklasse für unabhängige Verteilnetz-Teilbetreiber im EnWG, die das Teilnetz diskriminierungsfrei betreiben und sich über anteilige, regulierte Netzentgelte refinanzieren.
Modell C	Asset-Provider-/Lease-Modell mit privatem Eigentum/Finanzierung und VNB als Betreiber. Das erhöht Investierbarkeit und vermeidet unnötige Rollenverschiebungen.	

4. Grundstücksnutzungsrechte sichern (§ 11a EEG analog)

Ein wesentliches Hemmnis beim Bau von Leitungs- und Netzinfrastruktur durch Private sind fehlende Wegenutzungsrechte auf privaten Grundstücken, die im Einzelfall zu unverhältnismäßigen Verzögerungen oder extremen Pachtforderungen führen. Es wird daher empfohlen, die Duldungspflichten aus § 11a EEG (derzeit beschränkt auf öffentliche Grundstücke für EEG-Anschlussleitungen) weiterzuentwickeln und auf private Grundstücke für Vorhaben des

Verteilnetz- und Einspeisenetzausbaus gegen Zahlung einer fairen, gesetzlich pauschalierten Entschädigung auszuweiten.

Weiterentwicklung der Netzausbaupläne (NAP) und Regionalszenarien

Die aktuellen Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber bieten noch nicht das notwendige Maß an Transparenz und Nutzbarkeit für professionelle Marktakteure. Derzeit werden Daten häufig in statischen Dokumentenformaten (z. B. PDF-Tabellen) bereitgestellt, was eine automatisierte Weiterverarbeitung unmöglich macht. Zudem fehlt eine durchgehende digitale Verknüpfung zwischen der vorausschauenden Netzplanung und den Portalen für konkrete Netzanschlussbegehren. Für eine echte, vorausschauende Planung, die den stark lastgetriebenen Ausbau in urbanen und ländlichen Räumen bewältigen kann, ist eine durchgehende End-to-End-Digitalisierung zwingend erforderlich.

Ziele

- Integration von Netzplanung (Regionalszenarien und Netzausbaupläne) und operativem Netzanschluss in einheitlichen digitalen Ökosystemen.
- Schaffung von Transparenz über Netzkapazitäten durch maschinenlesbare Datenstrukturen.

Handlungsempfehlungen

- **Verknüpfung mit Netzanschlussportalen:** Die geplanten Netzausbaumaßnahmen müssen in den Netzanschlussportalen für Projektierer transparent sichtbar gemacht werden. Dies ermöglicht eine Planung "von Profis für Profis".
- **Fristen für Regionalszenarien:** Die methodischen und digitalen Anforderungen an die Datenbereitstellung müssen frühzeitig in den Regionalszenarien (gemäß § 14d EnWG) verankert werden, damit die darauf aufbauenden Netzausbaupläne durchgehend digitalisiert erstellt werden können.
- **Maschinenlesbarkeit und Standardisierung:** Es wird empfohlen, bis Ende 2027 verbindliche, maschinenlesbare Datenstandards für die Veröffentlichung von Netzausbauplänen festzulegen. Mit dem kommenden NAP-Zyklus im Oktober 2028 müssen diese Standards zwingend angewendet werden.

Weiterentwicklung der Netzausbaupläne (NAP) und Regionalszenarien

1. Vom unverbindlichen Wunschzettel zum verbindlichen Planungsinstrument

Im geltenden Rechtsrahmen nach § 14d EnWG stellen die Netzausbaupläne (NAP) der Verteilnetzbetreiber – anders als der Netzentwicklungsplan (NEP) im Übertragungsnetz – noch kein

verbindliches Genehmigungs- und Steuerungsinstrument dar, sondern gleichen in der Praxis vielfach einer unverbindlichen „Wunschliste“ der Verteilnetzbetreiber. Aktuelle wissenschaftliche Untersuchungen (u. a. Consentec/FfE 2026)[1] verdeutlichen jedoch, dass die kumulierten Ausbaukosten über alle Spannungsebenen (Niederspannung, Mittelspannung und Hochspannung) in den Stützjahren 2030, 2035 und 2045 stark ansteigen. Das Verteilnetz befindet sich dabei im Übergang von einem rein einspeisegetriebenen, ländlichen Ausbau hin zu einem massiven last- und elektrifizierungsgetriebenen Ausbau, der städtische Räume stark beanspruchen wird.

- **Empfehlung:** Bedeutsame Ausbauprojekte in den NAP sollten gesetzlich für verbindlich erklärt werden, um Transparenz und Planungsbeschleunigung zu schaffen. Flankierend wird die Einführung eines wirksamen Umsetzungs-Controllings durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) nach dem Vorbild der Übertragungsnetz-Plattform DANA[2] empfohlen.
- **Top-Down-/Bottom-Up-Verschränkung:** Die Erstellung der Regionalszenarien und NAP sollte analog zum Übertragungsnetz-Prozess durch eine erweiterte Konsultation und Beteiligung der Marktakteure gestärkt werden, um Bedarf und Prioritäten präzise zu bestimmen.

2. Gesetzlicher Zeitstrahl nach § 14d EnWG: Warum das Verteilnetzpaket frühzeitig greifen muss

Die Einbettung der digitalen und methodischen Standards in § 14d EnWG unterliegt einem kritischen zeitlichen Pfad:

- Nach der Veröffentlichung der Netzausbaupläne im Herbst 2026 steht die nächste reguläre Einreichung der NAP zum **31. Oktober 2028** an.
- Die Regionalszenarien, die zwingend als Planungsgrundlage für die NAP dienen, müssen zehn Monate vorab – also bis zum **31. Dezember 2027** – vorliegen.
- **Empfehlung:** Würden Vorgaben zur Maschinenlesbarkeit und Standardisierung erst für die NAP 2028 adressiert, griffen sie für die Regionalszenarien Ende 2027 zu spät, wodurch ein gesamter zweijähriger Planungszyklus bis 2030 verloren ginge. Im Verteilnetzpaket muss daher in § 14d EnWG eine gesetzliche Frist verankert werden, nach der die Bundesnetzagentur bis spätestens **Sommer 2027** verbindliche Vorgaben zur standardisierten, maschinenlesbaren Erstellung sowohl für die Regionalszenarien (Stichtag 31.12.2027) als auch für die darauffolgenden Netzausbaupläne (Stichtag 31.10.2028) festlegt.

3. Maschinenlesbarkeit und Integration in die Netzanfrageportale

Die bisherige Praxis, in der Netzausbaupläne teilweise als mehrseitige, unstrukturierte PDF-Tabellen, verschwommene und stark verpixelte Karten oder Excel-Sheets veröffentlicht werden, bindet bei Netzbetreibern, Behörden und Projektierern unnötige personelle Ressourcen und verhindert eine automatisierte Auswertung.

- **Datenstandards für Planungssoftware:** Die Daten der Regionalszenarien und NAP sollten in einem bundeseinheitlichen, maschinenlesbaren Standardformat bereitgestellt

werden, das über Programmierschnittstellen (APIs) direkt in gängige Netzplanungs- und Projektierungssoftware eingelesen werden kann.

- **Sichtbarkeit künftiger Kapazitäten:** Da die Verteilnetzbetreiber ohnehin verpflichtet sind, einheitliche digitale Netzanschlussportale aufzubauen, sollten die Vorhaben gemäß NAP zwingend mit diesen Portalen verknüpft werden. Dadurch entsteht für Anschlussnehmer Transparenz über gegenwärtig und künftig erwartete Netzkapazitäten. Dabei ist klar zwischen unverbindlicher Orientierung, reservierter Kapazität und verbindlicher Anschlusszusage zu unterscheiden; Methodik, Aktualität und rechtlicher Status der Angaben müssen einheitlich ausgewiesen werden.

4. Vorhandene Planungswerkzeuge und Netzauslastungskennzahlen nutzen

Eine effiziente Netzplanung setzt voraus, dass bestehende Optimierungsinstrumente im Netzbetrieb und in der Planung ausgeschöpft werden, bevor kostenintensiver Neubau geplant wird:

- **Spitzenkappung anwenden:** Es wird empfohlen, das gesetzlich bereits verankerte Instrument der Spitzenkappung gemäß § 11 Abs. 2 EnWG in den Planungsgrundsätzen der Verteilnetzbetreiber verbindlich anzuwenden.
- **Auslastungskennzahlen erheben:** Um Planungs- und Steuerungsfähigkeit zu verbessern, sollten standardisierte Auslastungskennzahlen für die Verteilnetze eingeführt werden, die im ersten Schritt der Bundesnetzagentur eine wirksame Kontroll- und Steuerungsfunktion ermöglichen und mittelfristig die Grundlage für netzdienliche Flexibilitäten bilden. Operative Netzzustandsdaten sind dabei nicht pauschal öffentlich bereitzustellen; Veröffentlichungstiefe, Aktualität und Zugriff müssen nach Sicherheitsrelevanz differenziert werden.

Spitzenkappung: Instrument nutzen und Netzplanung transparent machen

Die Spitzenkappung kann gemeinsam mit flexiblen Netzanschlüssen, Speichern und einer aktiven Netzführung zusätzliche Anschlüsse ermöglichen und Netzausbaukosten begrenzen. Den noch wird sie von der großen Mehrheit der untersuchten Netzbetreiber bislang nicht erkennbar genutzt. Gleichzeitig sollen mit dem angekündigten Redispatch-Vorbehalt zusätzliche Eingriffsmöglichkeiten geschaffen und weitere Risiken auf Anlagenbetreiber verlagert werden.

Ziele

Aus Sicht des bne muss nachvollziehbar dargelegt werden, warum bestehende Instrumente nicht ausreichen. Die gesetzliche Grundlage hierfür besteht bereits: Nach § 14d Abs. 4 EnWG müssen geprüfte Alternativen und deren voraussichtliche Kosten für sachkundige Dritte nachvollziehbar dokumentiert werden.

Der bne fordert daher transparente Wirtschaftlichkeitsvergleiche einer Netzplanung mit und ohne Spitzenkappung sowie eine Regulierung, die vermiedenen Netzausbau und die effiziente Nutzung bestehender Infrastruktur stärker belohnt.

Handlungsempfehlungen

Daraus ergeben sich drei konkrete Anforderungen an die Netzbetreiber:

- **Alternativen prüfen:** Für relevante Netzengpässe sollten Varianten mit und ohne Spitzenkappung sowie mit Speichern, flexiblen Netzanschlüssen und aktiver Netzführung vergleichbar untersucht werden.
- **Wirtschaftlichkeit transparent machen:** Die Ergebnisse sollten zusätzliche Anschlussleistung, vermiedenen oder verschobenen Netzausbau, Steuerungs- und Entschädigungskosten sowie den zeitlichen Nutzen ausweisen.
- **Verzicht begründen:** Netzbetreiber sollten nachvollziehbar darlegen, ob Spitzenkappung technisch ungeeignet, wirtschaftlich nachteilig oder durch andere Maßnahmen bereits hinreichend ersetzt ist. Netzausbau bleibt notwendig. Entscheidend ist jedoch, dass Netzbetreiber die bestehenden Möglichkeiten zur effizienteren Nutzung ihrer Netze nachweislich prüfen und ausschöpfen.

Moderne Softwarearchitekturen bei Verteilnetzbetreibern

Das Verteilnetzpaket muss die Digitalisierung der Verteilnetzbetreiber stärker adressieren. Viele Prozesse, etwa bei Netzanschlüssen oder der Marktkommunikation, basieren weiterhin auf veralteten IT-Architekturen und ineffizienten Datenaustauschformaten. Netzbetreiberportale sind uneinheitlich, oft nur manuell nutzbar und moderne Schnittstellen (APIs) fehlen weitgehend. Regulatorische Vorgaben werden teilweise nicht umgesetzt, weil notwendige Softwarelösungen fehlen. Statt digitaler Standards prägen komplexe Tabellenwerke und langwierige Anpassungszyklen die Marktkommunikation.

Diese Defizite binden erhebliche personelle Ressourcen, erschweren die Skalierung und verursachen zusätzliche Kosten für Netzkunden. Eine moderne, serviceorientierte und kosteneffiziente Energiewirtschaft wird dadurch ausgebremst. So bleiben etwa variable Netzentgelte oder effiziente Redispatch-Prozesse kaum umsetzbar. Mit den neuen Chancen der KI- gestützten Programmierung bestehen bei der Softwareentwicklung keine personellen Engpässe mehr. Die aktuellen Digitalisierungslücken im Verteilnetz schaden zunehmend dem Wirtschaftsstandort. Es braucht daher neue Ansätze unter Einbindung des BMDS.

Ziele

- Etablierung moderner Softwareentwicklungsmethoden in der Energiewirtschaft.
- Reduktion redundanter Entwicklungsaufwände bei den rund 800 Verteilnetzbetreibern in Deutschland.
- Von Profis für Profis

Handlungsempfehlungen

- **Verankerung des "Once Only"-Prinzips:** Daten (z. B. zu Anlagenzertifikaten, Stammdaten) sollten von Akteuren nur einmalig eingegeben werden müssen. Systeme müssen durch offene Schnittstellen so interoperabel gestaltet werden, dass von berechtigten Akteuren Informationen automatisch zwischen Registern (z.B.

Marktstammdatenregister, ZEREZ) und Netzbetreiber-Plattformen automatisiert bgerufen und ausgetauscht werden.

- **Förderung von "Einer-für-Alle" (EfA) und Open-Source:** Es wird empfohlen, digitale Module für Standardprozesse (wie Netzanschlussportale) gemeinsam zu entwickeln und quelloffen zur Verfügung zu stellen. Dies verhindert, dass hunderte Netzbetreiber isolierte Softwarelösungen beauftragen müssen, und bricht monolithische Strukturen auf.
- **Digitale Zwillinge und Data Spaces:** Zur Bewältigung komplexer Netzberechnungen (z.B. Integration großer Batteriespeicher) sollte die Entwicklung von Digitalen Zwillingen der Verteilnetze forciert werden. Initiativen zum Aufbau von Energie-Datenräumen sind gesetzlich so zu flankieren, dass ihre Nutzung interoperabel und skalierbar erfolgt.

Netztransparenz „Von Profis für Profis“, moderne Softwarearchitekturen und das „Einer-für-Alle“-Prinzip (EfA)

1. Netztransparenz „Von Profis für Profis“: Kollaboration statt Spekulation Die Diskussion um Transparenz im Verteilnetz ist häufig von Bedenken hinsichtlich des Schutzes kritischer Infrastrukturen geprägt, wenn Netzdaten pauschal im offenen Internet veröffentlicht werden sollen. Für die Beschleunigung des Netzausbaus geht es jedoch nicht um ungeschützte Datenveröffentlichungen für die Allgemeinheit, sondern um leistungsfähige Werkzeuge **„von Profis für Profis“**:

- **Interaktive Vorplanung in Netzanfrageportalen:** Authentifizierte, professionelle Projektentwickler sollten in den Netzanfrageportalen Zugriff auf automatisierte Kollaborations- und Vorplanungstools erhalten (technisch am Markt bereits erprobt, etwa durch Lösungen wie envelio/Grid-Software). Damit können Projektierer vorab eigenständig prüfen, an welchen Knotenpunkten freie oder gemäß NAP geplante Kapazitäten bestehen.
- **Vermeidung von Anfrage-Fluten:** Frühzeitige Planungssicherheit verhindert spekulative Mehrfachanfragen („Schrotschuss-Anfragen“) an Dutzenden Netzverknüpfungspunkten und entlastet die Bearbeitungsabteilungen der Verteilnetzbetreiber unmittelbar.
- **End-to-End-Statusverfolgung:** Jedes Netzanschlussbegehren sollte von der Antragstellung über die Vollständigkeitsprüfung und Netzverträglichkeitsprüfung bis zur Inbetriebnahme über ein digitales Status-Tracking in Echtzeit nachvollziehbar sein. Flankierend schafft dies die Datengrundlage für ein valides Anschluss-Monitoring durch die Bundesnetzagentur.

2. Das „Einer-für-Alle“-Prinzip (EfA) gegen das IT-Klumpenrisiko Empirische Auswertungen (u. a. BET 2026) belegen eine erhebliche Streuung beim Digitalisierungsindex der Verteilnetzbetreiber in Abhängigkeit von ihrer Unternehmensgröße. Es ist volkswirtschaftlich ineffizient, wenn rund 800 Verteilnetzbetreiber parallel eigene IT-Projekte für gesetzlich identische Standardprozesse ausschreiben und bei wenigen etablierten Softwarehäusern in jahrelangen Warteschleifen verharren.

- **EfA-Prinzip aus der Verwaltungsdigitalisierung übertragen:** Es wird empfohlen, das „Einer-für-Alle“-Prinzip gesetzlich im EnWG zu verankern. Digitale Module für Standardprozesse (wie das digitale Netzanschlussportal, Schnittstellen zur Kapazitätsabfrage oder Formulare zur technischen Anlagenanmeldung) werden einmalig nach gemeinsamen, offenen Standards entwickelt und als Open-Source-Referenzkomponenten bereitgestellt; ihre Nutzung darf nicht an eine zentrale Betriebsplattform gebunden sein.
- Der EfA-Ansatz sollte neben Portalen und Schnittstellen auch gemeinsam entwickelte Softwarebausteine für wiederkehrende Prüfungen umfassen. Dazu gehört die Vollständigkeitsprüfung von Antrags- und Stammdaten, Plausibilitätsprüfungen und die Prüfung zulässiger Statuswechsel. Diese Bausteine sollten quelloffen bereitgestellt und über standardisierte Schnittstellen in bestehende Systeme integriert werden können. So müssen identische fachliche Regeln nicht von jedem Netzbetreiber und Softwareanbieter erneut implementiert werden (s. dena 2026).
- Netzbetreiber und Dienstleister sollen diese Module direkt implementieren oder über offene Schnittstellen (APIs) anbinden oder als betriebene Dienstleistung nutzen können, ohne auf mehrjährige Release-Zyklen monolithischer Altsysteme angewiesen zu sein. Ein temporärer Standardisierungs- und Digitalisierungs-Bonus in der Regulierung sowie wettbewerblich angebotene, interoperable Betriebsdienstleistungen können diesen Übergang zusätzlich beschleunigen; zentrale Pflichtdienstleister sind zu vermeiden.

3. „Once-Only“-Prinzip, Digitale Zwillinge und Data Spaces Hub Germany Nach dem „Once-Only“-Grundsatz darf eine Datenangabe im Energiesystem nur ein einziges Mal eingegeben werden müssen:

- **Automatisierte Registerverknüpfung (MaStR & ZEREZ):** Meldet ein Vorhabenträger beispielsweise einen 5-MW-Batteriespeicher oder eine Erzeugungsanlage ab 135 kW an, liegen die elektrotechnischen Parameter im Zentralen Register für Einheiten- und Komponentenzertifikate (ZEREZ) sowie im Marktstammdatenregister (MaStR) bereits digital vor. Über eine eindeutige Identifikationsnummer und standardisierte Schnittstellen sollten diese Daten beim Netzanschlussbegehren automatisch gezogen werden, statt sie erneut manuell in Portale abtippen zu müssen. Auch intelligente Messsysteme und steuerbare Verbrauchseinrichtungen (z. B. Wallboxen) sollten Stammdatenänderungen über standardisierte Schnittstellen automatisiert nutzbar machen; Datenquelle, Berechtigung und Verantwortlichkeit sind dabei nach MsbG/EnWG eindeutig festzulegen.
- **Digitale Zwillinge und Datenräume verzahnen:** Wenn diese standardisierten Anlagendaten direkt in einen **Digitalen Zwilling** des jeweiligen Verteilnetzes einfließen, lässt sich die Netzverträglichkeitsprüfung weitgehend automatisieren. Es wird empfohlen, die Anforderungen an Digitale Zwillinge im Verteilnetzpaket so zu definieren, dass sie vollständig interoperabel mit dem Ende September 2026 vom Bundesministerium für Digitales und Staatsmodernisierung (BMDS) ausgeschriebenen Projekt **„Data Spaces Hub Germany“** und dem *EU Tech Sovereignty Package* sind. Dabei ist nach Datenklassen zu differenzieren: Öffentliche bzw. planerische Daten, operative Netzdaten sowie Mess- und Steuerdaten benötigen unterschiedliche Zugriffs-, Sicherheits- und Resilienzanforderungen.

Planungsbeschleunigung und Standardisierung im materiellen Recht

Die Realisierung von Infrastrukturmaßnahmen im Verteilnetz (insbesondere im 110-kV-Netz) nimmt derzeit mitunter bis zu acht Jahre in Anspruch. Zur Beschleunigung wird vielfach eine Reduktion verfahrensrechtlicher Schritte gefordert (z.B. der Wegfall von Umweltverträglichkeitsprüfungen bei Ersatzneubauten). Solche Verfahrensabstufungen können jedoch zulasten der Rechtssicherheit gehen. Zudem lösen sie nicht das Problem, dass neben dem reinen Ersatz auf bestehenden Trassen vor allem neue Netzverknüpfungspunkte (Abzweige) in der Fläche benötigt werden.

Ziele

- Signifikante Verkürzung der Planungs- und Genehmigungszeiten im 110-kV-Verteilnetz.
- Wahrung von Rechtssicherheit bei gleichzeitigem Abbau behördlicher Prüfschleifen.

Handlungsempfehlungen

- **Fokus auf das materielle Recht:** Das größte Beschleunigungspotenzial liegt in der Standardisierung materieller Anforderungen. Es wird empfohlen, Berechnungen und Gutachten (etwa zur Elektromagnetischen Verträglichkeit oder zum Artenschutz) durch bundeseinheitliche Pauschal- und Standardwerte zu ersetzen. Dies entlastet sowohl Vorhabenträger als auch knappe Gutachterkapazitäten.
- **Optimierung des Anzeigeverfahrens:** Das Anzeigeverfahren für die Ertüchtigung bestehender Trassen (Ersatzneubauten an gleicher Stelle) sollte gestärkt und auf Verteilnetzebene praktikabel nutzbar gemacht werden, ähnlich wie es im Übertragungsnetz bereits zur Anwendung kommt.
- **Vorplanung und Flächensicherung stärken:** Ein früherer Einbezug von Netzausbauvorhaben in die Flächennutzungspläne sowie eine gesetzlich gestärkte Vorplanung wirken sich positiv auf die nachgelagerten Genehmigungsverfahren aus. Dabei ist sicherzustellen, dass die Genehmigungsfähigkeit neuer Trassen und Verknüpfungspunkte nicht durch eine einseitige Fokussierung auf Ersatzneubauten erschwert wird.

Planungsbeschleunigung und Standardisierung im materiellen Recht beim Verteilnetzausbau – und dessen Grenzen

1. Differenzierte Bewertung der Verfahrensfreiheit im Lichte des Unionsrechts

Nach Abschätzungen aus den Netzausbauplänen entfallen im 110-kV-Netz rund 70 % der Maßnahmen auf den bestandsbezogenen Ausbau und davon wiederum rund 70 % auf Ersatzneubauten. In der aktuellen Debatte wird daher – gestützt auf den Koalitionsvertrag 2025 – häufig erwogen, den Ersatzneubau pauschal von der Planfeststellungspflicht (§ 43 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG) und der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) auszunehmen. Eine vertiefte rechtswissenschaftliche Prüfung (vgl. Stiftung Umweltenergierecht)[1] zeigt jedoch erhebliche Fallstricke einer pauschalen Verfahrensfreistellung auf:

- **Keine vollständige Verfahrensfreiheit nach EU-Recht möglich:** Selbst, wenn das Planfeststellungsverfahren national abgeschafft würde, zwingen die behördlichen Prüf- und Entscheidungspflichten aus dem europäischen Habitat- (Art. 6 Abs. 3 FFH-RL), Arten- (Art. 16 FFH-RL / Art. 9 VS-RL), Gewässerschutz- (Art. 4 WRRL) und Naturwiederherstellungsrecht (Art. 4 WVO) im Konfliktfall weiterhin zur Durchführung behördlicher (Einzel-)Genehmigungsverfahren.
- **Rechtsunsicherheiten im EU-Grids-Package und Umweltomnibus:** Auch die aktuellen Kommissionsvorschläge vom Dezember 2025 im EU Grids Package (Art. 8 Abs. 9 EBM-RL-E) und im Umweltomnibus (Art. 5 Umweltomnibus-VO-E), die seit Juli 2026 im Trilog verhandelt werden, schaffen hier noch keine rechtssichere Abhilfe. So knüpft Art. 8 Abs. 9 EBM-RL-E den Prüfungsentfall beim Repowering an die Bedingung, dass keine zusätzlichen Flächen genutzt werden und die für die ursprüngliche Anlage festgelegten Umweltschutzmaßnahmen eingehalten werden – was bei 50 bis 60 Jahre alten Nachkriegs-Freileitungen, die ohne moderne Umweltprüfung errichtet wurden und für höhere Übertragungsleistungen größere Masten und Fundamente benötigen, regelmäßig ins Leere läuft.
- **Risiko- und Verantwortungsverlagerung zulasten der Netzbetreiber:** Entfällt die Planfeststellung ersatzlos, verliert der Vorhabenträger die **umfassende Konzentrationswirkung** (§ 75 Abs. 1 VwVfG), die **Legalisierungswirkung** (z. B. Enthaftung bei Biodiversitätsschäden nach § 19 BNatSchG), die **Duldungs- und Ausschlusswirkung** gegenüber privaten Unterlassungsansprüchen sowie die **enteignungsrechtliche Vorwirkung**. Der Netzbetreiber müsste sämtliche Fachgenehmigungen (Bau-, Wasser-, Wald-, Naturschutzrecht) einzeln bei verschiedenen Behörden einholen und trüge das volle Risiko repressiver behördlicher Stilllegungsanordnungen.

2. Gezielte Verfahrensabstufungen und Schwellenwerte statt Verlust der Rechtssicherheit

Anstelle eines pauschalen Wegfalls der Planfeststellung wird ein rechtssicherer Dreiklang im Verfahrensrecht empfohlen:

- **Ausweitung des Anzeigeverfahrens (§ 43f EnWG) und der Plangenehmigung (§ 74a VwVfG):** Für konflikt- und UVP-freie Ertüchtigungen sollte der Anwendungsbereich des

Anzeigeverfahrens erweitert werden. Zudem kann für UVP-pflichtige Vorhaben künftig verstärkt das durch das Infrastruktur-Zukunftsgesetz vom Juli 2026 geöffnete Plangenehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung (§ 74a Abs. 4 VwVfG) genutzt werden, das sämtliche Rechts- und Konzentrationswirkungen der Planfeststellung bewahrt.

- **Anhebung der nationalen UVP-Vorprüfungsschwellen:** Da 110-kV-Freileitungen nicht unter Anhang I der UVP-Richtlinie (erst ab 220 kV und > 15 km), sondern unter Anhang II fallen, verfügt Deutschland über einen weiten Umsetzungsspielraum (Art. 4 Abs. 2 UVP-RL). Es wird empfohlen, die nationalen Schwellenwerte für die UVP-Vorprüfung in Anlage 1 Ziff. 19.1.2 bis 19.1.5 UVPG anzuheben und die Delta-Prüfung (§ 43o EnWG) konsequent anzuwenden.
- **Fakultative Antragsoption erhalten:** Sofern bestimmte Ertüchtigungsmaßnahmen gesetzlich von der Planfeststellungspflicht freigestellt werden, sollte dem Vorhabenträger zwingend ein **Wahlrecht (Antragsoption)** analog § 43 Abs. 2 EnWG eingeräumt werden, um bei schwierigen Grundstücksverhandlungen oder komplexen Gemengelagen freiwillig ein Planfeststellungsverfahren mit Konzentrations- und Enteignungswirkung durchführen zu können.

3. Der zentrale Beschleunigungshebel: Standardisierung im materiellen Fachrecht

Verfahrensfreiheit entbindet nicht von der Einhaltung des materiellen Rechts. Das wirksamste Beschleunigungspotenzial – das sowohl Behörden als auch knappe Gutachterkapazitäten entlastet – liegt daher im Abbau und der Standardisierung materiell-rechtlicher Prüfanforderungen:

- **Reduktion der EMF-Minimierungsprüfung (26. BImSchV):** Die einzelfallbezogenen Berechnungen und Prüfungen zur Minimierung elektromagnetischer Felder sollten für standardisierte 110-kV-Mast- und Kabelgeometrien gestrichen bzw. durch pauschale Standardabstände ersetzt werden.
- **Standardisierung im Arten- und Naturschutzrecht:** Im Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) sollten für Freileitungen und Erdkabel bundeseinheitliche Signifikanzschwellen, standardisierte Vermeidungsmaßnahmen (z. B. Vogelschutzmarkierungen) sowie eine rechtssichere **Ersatzgeld-Regelung** im Artenschutz und in der Eingriffsregelung verankert werden, um mehrjährige artenschutzrechtliche Sonderkartierungen zu vermeiden.

4. Neue Netzverknüpfungspunkte, Paralleltrassen und Umspannwerksflächen sichern

Eine Beschleunigungsgesetzgebung, die ausschließlich auf den identischen Ersatzneubau in bestehenden Trassenachsen fokussiert ist, verfehlt die praktischen Anforderungen der Energiewende:

- **Bauen neben der Bestandstrasse:** Im laufenden Netzbetrieb kann eine 110-kV-Leitung selten am exakt selben Maststandort ersetzt werden, da die bestehende Leitung während der Bauphase zur Versorgungssicherheit meist in Betrieb bleiben muss. Die Errichtung unmittelbar neben der Bestandstrasse (Abstand bis zu 200 Meter gemäß § 3 Nr. 4 NABEG i. V. m. § 43f Abs. 5 EnWG) sowie die Errichtung temporärer Provisorien sollten

daher allen verfahrens- und materiell-rechtlichen Erleichterungen uneingeschränkt zugänglich sein.

- **Flächen für Umspannwerke und neue Abzweige in der Bauleitplanung:** Für den Anschluss neuer Wind- und Solarparks, großer Batteriespeicher sowie neuer industrieller und urbaner Lasten werden zwingend neue Leitungsabzweige und vor allem **Flächen für Umspannwerke** (sowohl dauerhaft als auch für Baustelleneinrichtungsflächen im Innen- und Außenbereich) benötigt. Es wird empfohlen, den Flächenbedarf für Umspannwerke und Verteilnetzinfrastruktur frühzeitig als eigenständigen, gewichtigen Belang in der Raumordnung und in der kommunalen Bauleitplanung (Flächennutzungspläne nach BauGB) gesetzlich zu sichern und durch eine gestärkte Vorplanung zu flankieren.
- **Gesetzgebungsprozess zielgerichtet schneiden:** Da ein umfassendes Artikelgesetz neben dem Energiewirtschaftsrecht (EnWG) auch das Umwelt- und Baurecht berührt, sollte bei der Ressortabstimmung und der Zuleitung an den Deutschen Bundestag sichergestellt werden, dass die parlamentarische Federführung für die energiewirtschaftlichen Kerninstrumente im Ausschuss für Wirtschaft und Energie verbleibt.

Qualitätsregulierung und Schadensersatzregelungen

Im aktuellen Regulierungsrahmen existieren für Verteilnetzbetreiber nur unzureichende finanzielle Anreize, interne Prozesse (wie etwa die Bearbeitung von Netzanschlussbegehren) zu beschleunigen und zu digitalisieren. Verzögerungen bei der Bereitstellung von Anschlusspunkten – insbesondere in der Nieder- und Mittelspannung – führen bei Projektierern zu erheblichen wirtschaftlichen Schäden. Eine wirksame Qualitätsregulierung, die Fristüberschreitungen sanktioniert, fehlt im Verteilnetz bislang weitgehend.

Ziele

- Schaffung finanzieller Anreize für Verteilnetzbetreiber zur Prozessoptimierung.
- Absicherung von Projektierern gegen wirtschaftliche Verluste durch administrativ bedingte Netzanschlussverzögerungen.

Handlungsempfehlungen

- **Einführung von pönalisierten Fristen:** Es wird angeraten, verbindliche Fristen für Netzanschlussprozesse zu definieren. Werden diese Fristen aus Gründen, die dem Netzbetreiber zuzurechnen sind, nicht eingehalten, sollten automatisierte Entschädigungszahlungen (Pönalen) an den Vorhabenträger fällig werden.
- **Pauschalierter Schadensersatz:** Um aufwendige juristische Auseinandersetzungen im Einzelfall zu vermeiden, sollte ein pauschaliertes System etabliert werden (ähnlich den Fahrgastrechten im Verkehrssektor).
- **Flankierung durch die Bundesnetzagentur:** Die gesetzliche Grundlage im EnWG sollte so präzisiert werden, dass die Bundesnetzagentur ein klares Mandat erhält, diese Qualitätsregulierung bundeseinheitlich über alle Verteilnetzbetreiber hinweg auszugestalten und durchzusetzen.

Schadensersatzregelungen im Verteilungsnetz

1. Empirischer Befund: Erhebliche Verzögerungen in der Nieder- und Mittelspannung

Während der politische Fokus häufig auf den Genehmigungsverfahren der 110-kV-Ebene liegt, entstehen gravierende Verzögerungen für die Energiewende im Massengeschäft der unteren und mittleren Spannungsebenen (Niederspannung, Ortsnetztransformatoren und 20-kV-Mittelspannung). Aktuelle Auswertungen zur Leistungsfähigkeit der Verteilnetzbetreiber zeigen eine massive Streuung: Während leistungsfähige Netzbetreiber Anschlüsse in rund 20 bis 40 Tagen realisieren, liegen zahlreiche Ausreißer bei 120 bis über 180 Tagen. In der Mittel- und Hochspannung

summieren sich Wartezeiten auf Netzverträglichkeitsprüfungen, Anschlussangebote und die physische Anschlussherstellung oftmals auf viele Monate oder Jahre. Während die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen im EEG bei Fristversäumnissen strengen Pönalen und Förderkürzungen (vgl. §52 EEG) unterliegen, bleibt das Überschreiten gesetzlicher Fristen durch den Netzbetreiber bislang sanktionslos.

2. Warum das bestehende Regulierungsregime keine ausreichende Steuerungswirkung entfaltet

- **Grenzen des vereinfachten Verfahrens:** Ein Großteil der deutschen Verteilnetzbetreiber unterliegt dem vereinfachten Verfahren der Anreizregulierung (§ 24 ARegV), in dem kein individueller Effizienzvergleich stattfindet.
- **Fehlende Prozess-Qualitätskennzahlen:** Das bisherige Qualitätselement der ARegV stützt sich primär auf die Versorgungszuverlässigkeit (Ausfalldauer SAIDI/ASIDI), bildet aber die Dienstleistungs- und Prozessqualität gegenüber Anschlussnehmern (Bearbeitungsdauer von Netzanschlussbegehren, Zertifikatsprüfungen, Inbetriebsetzungen) nicht wirksam ab.
- **Verantwortungsdiffusion beenden:** Zwischen Gesetzgeber und Bundesnetzagentur besteht bislang eine wechselseitige Zurückhaltung, verbindliche Sanktionsmechanismen bei Prozessverzögerungen einzuführen. Um diesen Zustand aufzulösen, sollte das Verteilnetzpaket eine unmissverständliche gesetzliche Grundentscheidung treffen.

3. Ausgestaltung eines pauschalierten Entschädigungsmechanismus („Fahrgastrechte-Modell“)

Ein Verweis geschädigter Projektierer auf den zivilrechtlichen Schadensersatzweg ist in der Praxis wenig wirksam, da der Nachweis des konkreten Verzögerungsschadens und des Verschuldens vor Gericht Jahre dauert und das Geschäftsverhältnis zum Monopol-Netzbetreiber belastet. Es wird daher ein zweigleisiges System aus **pauschalierten Direktentschädigungen** und einer **geschärften Qualitätsregulierung** empfohlen:

- **Klare Fristenkette mit automatischer Fälligkeit:** Für die zentralen Meilensteine des Netzanschlussprozesses – (1.) Vollständigkeitsbestätigung der Antragsunterlagen, (2.) Mitteilung des Netzverknüpfungspunktes und Vorlage eines prüffähigen Anschlussangebots sowie (3.) bauliche Anschlussherstellung und - soweit jeweils dem VNB zuzurechnen - Zählersetzung/Inbetriebnahme – werden gesetzliche Maximalfristen definiert. Für Schritte im Verantwortungsbereich des Messstellenbetreibers oder anderer Marktrollen sind eigenständige, rollenscharfe Fristen und Haftungsfolgen vorzusehen.
- **Pauschalierte Zahlung pro Verzugswoche:** Überschreitet der Verteilnetzbetreiber eine dieser Fristen aus Gründen, die in seiner Sphäre liegen, wird kraft Gesetzes ein pauschalierter Entschädigungsbetrag fällig (z. B. ein fester Euro-Betrag pro Kilowatt bzw. Megawatt beantragter Anschlussleistung je angefangener Woche der Fristüberschreitung).
- **Bundeseinheitlichkeit trotz Akteursvielfalt:** Wie im Eisenbahnverkehr, in dem trotz hunderter unterschiedlicher Verkehrsunternehmen bundesweit einheitliche, leicht

abrufbare Fahrgastrechte gelten, sollte der Entschädigungsanspruch bundeseinheitlich für alle Verteilnetzbetreiber unabhängig von ihrer Größe greifen.

- **Ausschluss der Wälzbarkeit in die Netzentgelte:** Regulatorisch ist zwingend festzuschreiben, dass vom Netzbetreiber geleistete Entschädigungszahlungen und Pönalen als ineffiziente Kosten gelten und **nicht** über das Regulierungskonto oder die Netzentgelte auf die Netznutzer umgelegt werden dürfen. Nur wenn die Zahlung unmittelbar die Eigenkapitalrendite des Netzbetreibers mindert, entsteht der betriebswirtschaftliche Impuls, in digitale Antragsportale, Personal oder Kooperationen mit anderen Netzbetreibern zu investieren.

Qualitätsregulierung mit einem Bonus-Malus-System ausstatten

Deutschland hat bereits ein Bonus-Malus-System, allerdings bezieht sich dieses nur auf die Netzzuverlässigkeit. Die Lücke liegt bei der Netzleistungsfähigkeit, also bei Anschlussdauern, Energiewendekompetenz und Digitalisierung. Die ARegV tritt Ende 2028 außer Kraft, an ihre Stelle treten Festlegungen der BNetzA (RAMEN Strom vom 08. Dezember 2025 und die Methodenfestlegung Qualitätsregulierung vom 13. Juli 2026).

Die neue Qualitätsregulierung zielt darauf ab, einen Anreiz für VNB zu schaffen, die Digitalisierung voranzutreiben und somit beispielsweise schneller Netzanschlüsse für Nieder- und Mittelspannungsflexibilitäten zu erreichen. Auf diese Weise soll transparent werden, in welchem Maße der VNB in der Lage ist, das Netz zu beobachten und zu steuern.

Der bne kritisiert, dass ab 2029 weiterhin nur die Zuverlässigkeit monetarisiert wird. Da bislang keine Anreize umgesetzt wurden, die Netzanschlussprozesse beschleunigen und die Digitalisierung verbessern können, besteht die Gefahr, dass die VNB untätig bleiben. Daher empfehlen wir, dass das BMWE im Rahmen des Verteilnetzpakets eine beschleunigte Einführung eines Bonus-Malus Systems unterstützt.

Baustein	Stand	Finanzielle Wirkung	Adressaten
Netzzuverlässigkeit: SAIDI in der NS, ASIDI in der MS (Tz. 5)	festgelegt, rollierend ab 01.01.2029 Das Q-Element gibt es seit 2012.	Ja: Zu- oder Abschlag auf die Erlösobergrenze. Formel: (Referenzwert − Kennzahl) × Letztverbraucher × Monetarisierungsfaktor. Kappung 2–4 % des Ausgangsniveaus	nur Regelverfahren; vereinfachtes Verfahren und Kleinstnetzbetreiber ausgenommen
Energiewendekompetenz (Tz. 6.2): Umsetzungsquote EE, Umsetzungsquote Energiewendetechnologien, Dauer Antrag bis Inbetriebnahme	Kennzahlen festgelegt, jährlich veröffentlicht seit 13.07.2026	Nein, Monetarisierung einer weiteren Festlegung vorbehalten (Tz. 6.2.6)	alle Verteilnetzbetreiber außer geschlossenen Verteilernetzen

Digitalisierung (Tz. 6.3): Index aus Smart Grids, digitalen Prozessen, Datenmanagement und Kundenmanagement	Index festgelegt, jährlich veröffentlicht	Nein	alle Verteilnetzbetreiber
Netzservicequalität: Kundenzufriedenheit, Beschwerden, Erreichbarkeit	in der Datenerhebung 2026 gestrichen	Nein	–
Individuelle Entschädigung bei Ausfällen oder Anschlussverzug (vergleichbar GSoP)	nicht vorhanden	–	–

Mit Hilfe der Qualitätsregulierung kann das „richtige“ Ziel-Niveau besser festgelegt werden, denn die Behörde muss das richtige Zuverlässigkeitsniveau definieren. Darüber hinaus bietet ein Bonus-Malus-System gegenüber einer reinen Pönalisierung eine erhöhte Transparenz und stellt die Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse sicher. Bei einem System, welches nur auf Pönalen beruht sinken die Erlöse zudem nur einseitig, bestenfalls bleiben sie gleich. Daher gibt es keine Belohnung für eine Übererfüllung von Zielmarken.

Der bne empfiehlt:

- Zielwerte für die einzelnen Indizes festzulegen. Für die Schnelligkeit beim Netzanschluss sollte der Zielwert aus dem Branchendurchschnitt der letzten Jahre abgeleitet werden.
- Interaktionen zwischen der Anreizregulierung (z.B. volatile Kosten, die dem Effizienzvergleich unterliegen) zu analysieren und bei der Implementierung des Bonus-Malus Systems zu berücksichtigen.

Digital, schnell, verbindlich: Das Verteilnetzpaket braucht Zähne

Ein wesentlicher Grund dafür, ist, dass die Pflichten der Netzbetreiber zwar größtenteils in EnWG, EEG und MsbG festgelegt werden und an vielen Stellen auch mit Fristen verbunden sind, es aber bei Nicht-Erfüllung keine Sanktion folgt. Was sich bei großen Projekten einklagen lässt, ist vielen kleinen Anlagenbetreibern nicht zuzumuten. Analog zu den Fluggastrechten bei Verspätungen, zeigt das Rechtsgutachten der Energiewende-Digitalisierungs-Allianz, wie Vorschriften durchgesetzt werden können. Wie der Verbraucherschutzverband schlagen wir deshalb eine pauschale Ausgleichszahlung vor, die Anlagenbetreibern entgangene Einnahmen aus dem Stromverkauf ersetzt. Es ist Zeit, dass die Regulierung auch Zähne zeigt.

Vier Handlungsempfehlungen zum Schadensersatz

1. Um ein Ziel zu erreichen, muss es definiert werden[2]

Bisher prüft die Regulierung vor allem, ob einzelne Schritte erledigt wurden, nicht, ob am Ende alles funktioniert. So können Pflichten formal erfüllt sein, während die Prozesse in der Praxis hängen. Ein Beispiel: Bei der geförderten Direktvermarktung gilt der Zielzustand erst dann als erreicht, wenn die Anlage ferngesteuert geregelt werden kann, der Netzbetreiber die Zuordnung bestätigt hat, der Bilanzkreis wirksam zugeordnet ist und die erste Abschlagszahlung auf die Marktprämie veranlasst wurde. Ob die einzelnen Zwischenschritte erledigt wurden, ist nicht mehr entscheidend, sondern ob die Anlage tatsächlich vermarktet und vergütet wird. Entsprechende Zielzustände sind auch für die netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG, die 15-Minuten-Bilanzierung und die Anschlussnetzbetreiberbestätigung für Regelreserve vorgesehen. Das schafft Anreize für echte Umsetzbarkeit und mehr Verbindlichkeit. Zielzustände müssen dabei rollenscharf formuliert werden; Verzögerungen des MSB, Lieferanten, Bilanzkreisverantwortlichen oder Plattformbetreibers dürfen nicht pauschal dem VNB zugerechnet werden.

§3 des EnWG sollte um Definitionen zu Zielzuständen erweitert werden (Zielzustand der Marktprämie, der sonstigen Direktvermarktung, der 15-Minuten-Bilanzierung, etc.).

2. Schadensersatz ohne Nachweis

Verletzt ein Netzbetreiber seine Pflichten, sind die typischen Schäden für die Betroffenen meist nicht nachweisbar und schwer durchzusetzen. Der Vorschlag eines Schadensersatzes folgt deshalb dem Vorbild des Fluggastrechts: Wie Passagiere bei einem verspäteten Flug eine feste Entschädigung erhalten, ohne ihren konkreten Schaden belegen zu müssen, sollen Betroffene künftig einen pauschalierten Schadensausgleich erhalten, wenn Netzbetreiber zentrale Pflichten

nicht, zu spät oder unvollständig erfüllen, etwa bei Netzanschluss, Lieferantenwechsel, Direktvermarktung oder § 14a EnWG. Der Anspruch sollte nur bei höherer Gewalt oder zwingenden behördlichen Vorgaben entfallen.
Wie bei den Fluggastrechten staffelt sich die Höhe nach Dauer und Schwere der Pflichtverletzung sowie nach der Betroffenengruppe: 100 Euro pro Monat für Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen oder Wallboxen, 50 Euro für sonstige Berechtigte und 10 Euro je Kilowatt für Erzeugungs- und Speicheranlagen. Wartet etwa der Betreiber einer 10-kW-Solaranlage zwei Monate zu lang, stehen ihm 200 Euro zu. Die Kosten dürfen nicht über die Netzentgelte umgelegt werden. So entsteht, wie bei den Airlines, ein wirksamer Anreiz, Fristen einzuhalten, ohne langwierige Einzelstreitigkeiten.

Wie Passagiere bei Flugverspätungen sollen Betroffene künftig einen pauschalierten Schadensausgleich ohne Schadensnachweis erhalten, wenn Netzbetreiber zentrale Pflichten nicht, zu spät oder unvollständig erfüllen (EnWG[3], EEG[4], MsbG[5]).

3. Bußgelder für Pflichtversäumnis ohne Einzelschaden

Nicht jede Pflichtverletzung lässt sich über den pauschalierten Ausgleichsanspruch ahnden, etwa wenn kein Schaden bei einem einzelnen Netzkunden entsteht. Ohne Sanktionen bleiben solche Pflichten aber unverbindlich, und wer pünktlich liefert, ist gegenüber säumigen Netzbetreibern im Nachteil. Deshalb sollte über den pauschalierten Schadensersatz hinaus noch ein allgemeiner Bußgeldtatbestand eingeführt werden. Netzbetreiber, die sich nicht an gesetzlich vorgegebenen, offenen und interoperablen Zugangs-/Standardisierungsdiensten beteiligen, kein digitales Netzanschlussportal oder keine digitale Netzanschlussauskunft bereitstellen oder von den verbindlichen Musterverträgen abweichen, handeln ordnungswidrig und können sanktioniert werden. Das Bußgeld beträgt bis zu 100.000 Euro und entspricht damit der EU-Vorgabe wirksamer, verhältnismäßiger und abschreckender Sanktionen. So haben auch Pflichten ohne Einzelschaden klare Konsequenzen.

Netzbetreiber, die ihren allgemeinen Pflichten (digitales Netzanschlussportal, digitale Netzauskunft, Musterverträge) nicht nachkommen, sollen Bußgelder zahlen.[6]

4. Die Aufsicht stärken: Kostenkontrolle und KI (§§ 54, 68a EnWG-E)

Bußgelder wirken nur, wenn die Netzbetreiber sie nicht an ihre Kunden weiterreichen können. Allerdings landen die Kosten von mangelhafter Anschluss-, oder Abrechnungsprozesse bislang oft in den Netzentgelten und damit beim Netzkunden. Deshalb sollte die Regulierungsbehörde künftig ausdrücklich prüfen, ob Entgelte auf Prozessen beruhen, die die gesetzlichen Anforderungen nicht erfüllen[7]. Die Bundesnetzagentur kann diese Prüfung an sich ziehen und so die unterschiedliche Praxis der Landesregulierungsbehörden vereinheitlichen.
Damit sie die Überprüfung von mehr als 800 Verteilnetzbetreibern überhaupt bewältigen kann, sollte sie eine ausdrückliche Rechtsgrundlage für rechnergestützte Prüfverfahren einschließlich KI erhalten[8]. Diese werden von Menschen ausgelöst und gesteuert, die KI entscheidet also nicht autonom, und müssen nachvollziehbar, datenschutzkonform und im Einklang mit der EU-KI-Verordnung sein. So wird die Aufsicht schneller, gründlicher und gleichmäßiger, und wer seine Pflichten nicht erfüllt, trägt die Kosten selbst, nicht der Stromkunde.

Die Bundesnetzagentur sollte heimliche Kostenwälzungen der Netzbetreiber auf Netzentgelte ermitteln und dafür eine gesetzliche Ermächtigung zum Einsatz rechnergestützter Prüfverfahren (inklusive Methoden der Künstlichen Intelligenz nach § 68a EnWG-E) erhalten.

Das virtuelle Netz: Eine einheitliche Schnittstelle zu 860 Verteilnetzbetreibern

Mit dem Fortschreiten der Energiewende entwickeln sich Wohn- und Gewerbeimmobilien zu komplexen dezentralen Energiesystemen mit Photovoltaikanlagen, Batteriespeichern, Wärmepumpen und steuerbaren Wallboxen. Über 860 physische Verteilnetzbetreiber (VNB) stehen heute vor der Herausforderung, ihre historisch auf den einfachen Hausanschluss ausgelegten IT-Systeme und Prozesse an diese Prosumer-Realität anzupassen. Sie müssen tief in die Kundenliegenschaften hineinsehen, um die Stammdaten sämtlicher Anlagen, Messkonzepte und Kaskadenanordnungen synchron mit mehreren Messstellenbetreibern, Lieferanten und Direktvermarktern auszutauschen. Da regulierte Netzmonopole keine individuellen Ausnahmen zulassen dürfen, bestimmt der kleinste gemeinsame Nenner das Tempo: Energiewende-Innovatoren, Netzbetreiber, Messstellenbetreiber und Lieferanten stecken gleichermaßen in einer „Komplexitätsfalle“ fest, die den Marktzugang für Millionen flexibler Anlagen blockiert.

Ziele

- **Befreiung aus der Komplexitätsfalle:** Trennung der rein bilanziellen und wirtschaftlichen Energiemengenzuordnung hinter dem Netzanschluss vom physischen Netzbetrieb.
- **Eine einheitliche Schnittstelle bundesweit:** Schaffung eines bundesweit einheitlichen Marktzugangs für komplexe Prosumer-Liegenschaften über alle 860 Verteilnetzgebiete hinweg.
- **Entlastung der physischen Verteilnetzbetreiber:** Reduktion der Abwicklungskomplexität beim physischen VNB auf einen einzigen standardisierten Übergabepunkt pro Liegenschaft.

Handlungsempfehlungen

- **Gesetzliche Verankerung virtueller Bilanzierungsgebiete (§ 20 Abs. 1f EnWG-E):** Es wird empfohlen, im EnWG ausdrücklich klarzustellen, dass der Anspruch auf Netzzugang nach § 20 Abs. 1 EnWG auch die Einrichtung und den Betrieb virtueller Bilanzierungsgebiete („virtuelles Netz“) durch wettbewerbliche Dienstleister umfasst.
- **Ausschluss technischer Einwände und Einführung eines Selbsteintrittsrechts:** Fehlende informationstechnische Möglichkeiten des physischen Netzbetreibers sollten

gesetzlich als Verweigerungsgrund ausgeschlossen werden (§ 20 Abs. 1f Satz 4 EnWG-E). Hält der VNB die erforderlichen bilanziellen Marktprozesse nicht bereit, sollte dem Netznutzer im Wege der Ersatzvornahme ein gesetzliches Selbsteintrittsrecht für die bilanzielle Kommunikationsabwicklung über einen virtuellen Netzbetreiber zustehen (§ 20 Abs. 1f Satz 5 EnWG-E); Messstellenbetrieb, Messwertbereitstellung, Gateway-Administration und netzorientierte Steuerung bleiben hiervon unberührt.

- **Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur aktivieren:** Die Bundesnetzagentur sollte ermächtigt werden (§ 20 Abs. 1f Satz 6 EnWG-E), die standardisierten Schnittstellen zwischen physischem Verteilnetz und virtuellem Bilanzierungsgebiet nach dem Vorbild des bereits erprobten „Durchleitungsmodells“ aus der Elektromobilität bundeseinheitlich festzulegen.

Das virtuelle Netz

1. Empirischer Befund: Erhebliche Verzögerungen in der Nieder- und Mittelspannung

Während der politische Fokus häufig auf den Genehmigungsverfahren der 110-kV-Ebene liegt, entstehen gravierende Verzögerungen für die Energiewende im Massengeschäft der unteren und mittleren Spannungsebenen (Niederspannung, Ortsnetztransformatoren und 20-kV-Mittelspannung). Aktuelle Auswertungen zur Leistungsfähigkeit der Verteilnetzbetreiber[1] zeigen eine massive Streuung: Während leistungsfähige Netzbetreiber Anschlüsse in rund 20 bis 40 Tagen realisieren, liegen zahlreiche Ausreißer bei 120 bis über 180 Tagen. In der Mittel- und Hochspannung summieren sich Wartezeiten auf Netzverträglichkeitsprüfungen, Anschlussangebote und die physische Anschlussherstellung oftmals auf viele Monate oder Jahre. Während Erneuerbare-Energien-Anlagen im EEG bei Fristversäumnissen strengen Pönalen und Förderkürzungen unterliegen, bleibt das Überschreiten gesetzlicher Fristen durch den Netzbetreiber.

2. Die Funktionsweise des „virtuellen Netzes“ (vNB) als nachgelagerte Dienstleistungsebene

Der Ausweg aus der heutigen Überregulierung kleinteiliger Marktkommunikationsprozesse liegt nicht in immer komplexeren Datenobjekten für 860 Einzelnetzbetreiber, sondern in einer funktionalen Arbeitsteilung:

- **Aufgabenteilung nach dem Vorbild des wMSB:** Analog zum wettbewerblichen Messstellenbetreiber (wMSB), der den Smart-Meter-Rollout gerade in komplexen Einbaufällen beschleunigt, übernimmt ein wettbewerblicher Dienstleister mit eigenem **virtuellen Bilanzierungsgebiet** – der **„virtuelle Netzbetreiber“ (vNB)** – auf Wunsch des Kunden oder im Auftrag des physischen Netzbetreibers die bilanziellen und wirtschaftlichen Prozesse der Energiemengenzuordnung hinter dem Haus- bzw. Netzanschluss, ohne Aufgaben des Messstellenbetriebs oder der sicheren Mess- und Steuerungsinfrastruktur zu übernehmen.
- **Im Regelbetrieb bereits erprobt:** Das technische und regulatorische Werkzeug existiert bereits: Im Umfeld der Elektromobilität (insbesondere als „Durchleitungsmodell“ in der Bundesausschreibung zum E-LKW-Schnellladenetz) werden originär dem Netzbetreiber zugeordnete Bilanzierungsprozesse bereits heute im Regelbetrieb in ein virtuelles Bilanzierungsgebiet

verlagert. Dieses erstreckt sich über eine gesamte Regelzone, steht unter der Aufsicht des Bilanzkoordinators und verhält sich in der Marktkommunikation wie ein gewöhnliches Netzgebiet.

Klare Rollenabgrenzung für ein „Win-Win-System“:

- *Für den physischen Verteilnetzbetreiber:* Die komplexe Liegenschaft wird aus Sicht des vorgelagerten VNB zu einem „virtuellen Arealnetz“ mit einem einzigen standardisierten Netzübergabepunkt. Der physische VNB verarbeitet lediglich die Summe aller Ein- und Ausspeisemengen der Liegenschaft, erstellt eine einheitliche Netznutzungsabrechnung und behält die volle Hoheit über alle Prozesse mit physischem Netzbezug (z. B. netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG zur Wahrung der Netzsicherheit). Zudem können kleinere und mittlere VNB das virtuelle Netz gezielt als nachgelagerte Dienstleistungsebene im eigenen Auftrag nutzen, um ihren Kunden moderne Produkte anzubieten, ohne eigene IT-Systeme langwierig umrüsten zu müssen.
- *Für Energiewende-Innovatoren, Lieferanten und Kunden:* Jede komplexe Liegenschaftsstruktur im Ein- und Mehrparteienhaus wird bundesweit über denselben Ansprechpartner und moderne Schnittstellen (MaKo / API) abgewickelt.

3. Überwindung zentraler Engpassprozesse auf Verbrauchs- und Einspeiseseite

Wie eine aktuelle Analyse führender Energiewende-Unternehmen (*Das virtuelle Netz*[2]) aufzeigt, lassen sich über das virtuelle Bilanzierungsgebiet genau jene Schlüsselprozesse sofort skalieren, die im Standardprozess der physischen Verteilnetzbetreiber derzeit blockiert oder stark verzögert sind:

Energiewende-Dienstleistung	**Aktuelle Prozesshürde im physischen VNB-Standard**	**Lösungspotenzial durch den virtuellen Netzbetreiber (vNB)**
Direktvermarktung von Kleinanlagen	Hoch: Nur sehr wenige Verteilnetzbetreiber können funktionierende Prozesse für kleinere PV- und KWK-Anlagen anbieten. Keine flächendeckende Massengeschäftstauglichkeit vorhanden.	Direkte Inbetriebnahme und Bündelung über netzübergreifend standardisierte Schnittstellen.
Co-Located Storage / Batteriespeicher & MiSpeL	Sehr hoch: Verzögerter MaKo-Rahmen für Pauschal- und Abgrenzungsoption durch verzögerte BNetzA-Festlegung	Sofortige Umsetzung der multiplen Speichernutzung und saldierter Verfahren (MiSpeL) im virtuellen Bilanzierungsgebiet.
Mieterstrom & Gemeinschaftliche	Hoch: Kein bundesweit einheitlicher Prozess für den virtuellen	Bundesweit einheitlicher Zugang zur Summenzähler- und Aufteilungslogik; erhebliche

Gebäudeversorgung (gGV)	Summenzähler; Verfügbarkeit bei VNB bisher die Ausnahme.	Kostensenkung im Mehrparteienhaus.
Energy Sharing (§ 42c EnWG)	Sehr hoch: Prozesse zur Umsetzung des gesetzlichen Anspruchs nach § 42c EnWG sind bei den VNB derzeit praktisch nicht vorgesehen.	Aktuell einziger kurzfristig realisierbarer Pfad, um den Rechtsanspruch auf gemeinsame Energienutzung in die Praxis zu bringen.
Elektromobilität, Bidirektionales Laden & Spezielle Messgeräte	Hoch bis sehr hoch: Kein finanzierbares Standard-Messkonzept für bidirektionales Laden; EU-Vorgaben zur differenzierten Belieferung über geräteindividuelle spezielle Messgeräte hinter dem Hausanschluss kaum umgesetzt.	Einfache Abgrenzung mehrerer Marktlokationen und Messsystemalternativen hinter dem Hausanschluss ohne physischen Zählerumbau.

4. Konkrete gesetzgeberische Umsetzung in § 20 Abs. 1f EnWG-E

Obwohl der Anspruch auf Netzzugang nach § 20 Abs. 1 EnWG nach Wortlaut und Sinn bereits heute nicht nur das „Ob“, sondern auch das „Wie“ der Abwicklung umfasst, verweigern Verteilnetzbetreiber in der Praxis regelmäßig die Zusammenarbeit mit wettbewerblichen Aggregatoren und virtuellen Bilanzierungsgebieten unter Verweis auf fehlende Standardprozesse. Um hier Rechtsklarheit zu schaffen, empfiehlt es sich, im Verteilnetzpaket einen neuen **§ 20 Abs. 1f EnWG-E** (gemäß Vorschlag 15 Gutachten der Energiewende-Digitalisierungsallianz[3]) einzufügen:

- **Gesetzlicher Anspruch auf virtuelle Bilanzierungsgebiete (§ 20 Abs. 1f Satz 1 und 2 EnWG-E):** Es wird gesetzlich klargestellt, dass die nach § 20 Abs. 1 EnWG zu gewährende Netznutzung ausdrücklich auch die Einrichtung und den Betrieb virtueller Bilanzierungsgebiete umfasst. Die Verantwortung für das virtuelle Bilanzierungsgebiet und die Aggregationsverantwortung gehen in diesem Fall vom physischen Verteilnetzbetreiber auf den Netznutzer bzw. den beauftragten wettbewerblichen Dienstleister (vNB) über.
- **Kooperationspflicht und Ausschluss des IT-Einwands (§ 20 Abs. 1f Satz 3 und 4 EnWG-E):** Der physische Netzbetreiber wird verpflichtet, den Betrieb virtueller Bilanzierungsgebiete als reguläre Form der Netznutzung zu gewährleisten. Beruft sich der Netzbetreiber auf fehlende interne technische oder prozessuale Möglichkeiten zur Umsetzung, stellt dies kraft Gesetzes **keinen zulässigen Verweigerungsgrund** nach § 20 Abs. 2 EnWG dar.
- **Selbsteintrittsrecht im Wege der Ersatzvornahme (§ 20 Abs. 1f Satz 5 EnWG-E):** Hält der physische Verteilnetzbetreiber die technischen Möglichkeiten zur Umsetzung nicht fristgerecht bereit, greift der Gedanke der gesetzlichen Ersatzvornahme: Der Netznutzer ist in diesem Fall berechtigt, im Wege des Selbsteintritts die Abwicklung der

Kommunikation innerhalb des Bilanzierungsgebiets über einen wettbewerblichen Dienstleister selbst vorzunehmen, ohne dass der Netzbetreiber die Mitwirkung an der Übergabeschnittstelle verweigern darf.

- **Unionsrechtskonforme Festlegungskompetenz (§ 20 Abs. 1f Satz 6 EnWG-E):** Im Einklang mit Art. 59 der Binnenmarktrichtlinie (EU) 2019/944 sowie den Rechten aktiver Kunden auf Tätigwerden über Aggregatoren und gemeinsame Energienutzung (Art. 4, 15 und 15a RL (EU) 2019/944) wird die Bundesnetzagentur ermächtigt, im Wege einer Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG die weiterführenden technischen und organisatorischen Details der Kommunikationsabwicklung verbindlich zu regeln.

Anlagenzertifizierung vereinfachen

Anlagenzertifizierung ist grundsätzlich wichtig für einen sicheren Netzbetrieb. Aufwand und Kosten müssen jedoch im Verhältnis zum technischen Risiko bleiben. Wiederholte Prüfungen vergleichbarer Anlagen und ständig steigende zusätzliche Anforderungen dürfen den Bau von Erzeugungsanlagen, Speichern und Ladeinfrastruktur nicht unnötig verteuern. Mit Blick auf das Verteilnetzpaket fordern wir deshalb, Unternehmen, die eine Reihenfertigung von Anlagen umsetzen, als „zertifizierungs-ready“ anzuerkennen. Somit entfällt der vollständige externe Zertifizierungsprozess für jedes Einzelprojekt. Bestehende Anlagen müssen nach dem Ende ihrer EEG-Förderung ohne Neuzertifizierung weiterbetrieben werden können. Dies ist insbesondere dann relevant, wenn Anlagen z.B. hinter dem Netzanschluss eines Industriebetriebs weitergenutzt werden können.

Ziele

- Zertifizierungsaufwand und -kosten begrenzen.
- Den Anschluss von Erzeugungsanlagen, Speichern und Ladeinfrastruktur durch wiederverwendbare Nachweise und digitale Verfahren beschleunigen und bestehende Netzanschlüsse besser nutzen.
- Den Weiterbetrieb und die Wiederverwendung funktionsfähiger Anlagen ermöglichen und bereits erbrachte Nachweise verlässlich anerkennen.

Handlungsempfehlungen

- Unternehmen „zertifizierungs-ready“ machen: Viele Entwickler setzen jährlich eine dreistellige Zahl an Projekten um. Für standardisierte Projektentwicklung von Anlagen des Typ B (< 950 kW) ist daher ein bundesweit anerkannter Nachweisweg über qualifizierte Unternehmen zu schaffen. Unternehmensqualifizierung und standardisierter Projektnachweis ersetzen die wiederholte Einzelzertifizierung.
- Verfahren für Anlagenzertifikat A durch Digitalisierung beschleunigen: Offene Schnittstellen, maschinenlesbare Anschlussdaten und verbindliche Bereitstellungsfristen müssen die Nachweisführung vereinfachen. Bereits vorliegende Daten, Zertifikate und validierte Modelle sind wiederzuverwenden. Vollständigkeits- und Plausibilitätsprüfungen sind zu automatisieren.
- Weiterbetrieb und Wiederverwendung sichern: Förderende und bloße Vermarktungswechsel dürfen keine vollständige Neuzertifizierung auslösen. Bei Repowering, Speicherzubau

und Umbauten sind Prüfungen auf geänderte Anlagenteile und relevante Wechselwirkungen zu begrenzen. Für die Wiederverwendung gebrauchter Anlagen an neuen Standorten ist ein vereinfachter Nachweisweg unter Anerkennung vorhandener Zertifikate vorzusehen (nicht die komplette Neuzertifizierung inkl. des evtl. zugehörigen Industriebetriebs).

Ausgestaltung und regulatorische Umsetzung

Prüfumfang entbürokratisieren

- Technische Regeln zur Zertifizierung müssen der Netzsicherheit dienen. Wirtschaftliche Interessen an Prüfaufträgen durch die Zertifizierungsunternehmen dürfen nicht ihren Umfang bestimmen. Daher dürfen gesetzliche Vereinfachungen weder durch Verbandsregelwerke (VDE FNN) noch durch Zusatzforderungen von Netzbetreibern oder Zertifizierungsstellen unterlaufen werden. BMWE und Bundesnetzagentur müssen dies kontrollieren.
- Über Jahre erbrachte und bezahlte Zertifizierungen müssen weiterverwendet werden können. Neue Anforderungen brauchen einen konkreten relevanten Anlass und eine Bewertung ihres Aufwands.
- Zusatzforderungen und Anschlussverweigerungen müssen Netzbetreiber im Einzelfall technisch begründen. Eine unabhängige Überprüfung muss kurzfristig möglich sein. Technische Regeln brauchen transparente Entscheidungen und eine ausgewogene Beteiligung der betroffenen Unternehmen.

Anlagenzertifikat B: Serienprojekte über die Qualifizierung der Unternehmen vereinfachen

- Wir haben bereits vorgeschlagen, Installationsunternehmen für Anlagen unter 950 kW (Anlagenzertifikat B) als „zertifizierungs-ready“ anzuerkennen.1 Hintergrund: Wer reihenweise vergleichbare PV-Anlagen jährlich errichtet, soll geprüfte Konzepte wiederverwenden können. Dies muss auch standardisierte Speicherprojekte und Co-Location aus Erzeugung und Speicher erfassen.
- Eine unabhängige, dafür akkreditierte Stelle prüft bei der freiwilligen Qualifizierung die Qualitätssicherung und definierte Anlagenkonzepte. Innerhalb des anerkannten Umfangs ersetzt ein vom Unternehmen verantworteter Projektnachweis das individuelle Anlagenzertifikat und die externe Einzelprüfung der Konformität. Die NELEV und die technischen Anschlussregeln müssen die Anerkennung durch alle Netzbetreiber verbindlich vorsehen.
- Speicherzubau und Co-Location mit Erzeugung müssen vom vereinfachten Nachweisweg erfasst werden. Ein Mehr als 270 kW Einspeiseleistung darf nicht automatisch eine Anlagenzertifikatspflicht auslösen (vgl. § 2 Abs. 4 NELEV). Bestehende Ausnahmen dürfen keine zusätzliche Unternehmensqualifizierung voraussetzen. Auch für Ladeinfrastruktur und lastseitige Anschlusserweiterungen ist der Aufwand zu begrenzen.

Anlagenzertifikat A: Beschleunigte Verfahren durch Digitalisierung

- Auch bei Zertifizierung von Anlagen des Typs A lassen sich kürzere Verfahren durch Digitalisierung erreichen. Offene Schnittstellen sollen Planungsdaten, Zertifikate und Prüfunterlagen von der Antragstellung bis zur abschließenden Konformitätserklärung nutzbar machen.

ZEREZ sowie der digitale Anhang zum Einheitenzertifikat sind einzubinden und bereits bereitgestellte Daten dürfen nicht erneut angefordert werden.

- Netzbetreiber müssen Anschlussdaten innerhalb verbindlicher Fristen maschinenlesbar bereitstellen. Vollständigkeits- und Plausibilitätsprüfungen sind zu automatisieren. Darüber hinaus muss ein gemeinsamer digitaler Bearbeitungsstand fehlende Unterlagen frühzeitig erkennen lassen.
- Validierte Simulationsmodelle sowie geprüfte Berechnungsbausteine sollen wiederverwendet werden. Zudem sind Prüfprotokolle digital mit dem zertifizierten Planungsstand abzugleichen. Bei Änderungen ist die Bewertung auf betroffene Eigenschaften und Wechselwirkungen zu begrenzen.

Weiterbetrieb und Wiederverwendung bestehender Anlagen sichern

- Der unveränderte Weiterbetrieb rechtmäßig angeschlossener Bestandsanlagen muss ohne Neuzertifizierung möglich bleiben. Insbesondere das Auslaufen der EEG-Förderung darf keine neue Zertifizierungspflicht auslösen. Hiervon sind zukünftig tausende Anlagen, insb. Windanlagen, betroffen. Auch ein Wechsel der Vermarktungsform rechtfertigt für sich genommen keine Neubewertung der gesamten Anlage. Förderstatus und technische Anschlussanforderungen sind getrennt zu behandeln.
- Bei Repowering, Speicherzubau oder Änderungen innerhalb einer Kundenanlage ist die Nachweisführung auf geänderte Anlagenteile und relevante Wechselwirkungen zu begrenzen. Zum Beispiel das bloße Umklemmen auf eine andere Sammelschiene darf keinen vollständigen Neustart des Zertifizierungsverfahrens auslösen, wenn das maßgebliche elektrische Verhalten unverändert bleibt. Der Bestandsschutz muss klar und bundesweit einheitlich geregelt werden.
- Für die Wiederverwendung gebrauchter Windenergieanlagen und anderer Erzeugungstechnik an einem neuen Standort ist ein vereinfachter Nachweisweg vorzusehen. Vorhandene Zertifikate und technische Nachweise müssen anerkannt werden. Sichere, funktionsfähige Anlagen dürfen nicht allein an der Forderung nach einer vollständigen Zertifizierung nach aktuellen Neuanlagenstandards scheitern.

Redispatch 3.0: Niederspannungsflexibilitäten einbinden

Engpässe und die Notwendigkeit von Redispatch-Maßnahmen steigen nicht nur im Übertragungsnetz, sondern in zunehmendem Maße auch im Verteilnetz rasant an. Durch den dynamischen Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen (PV, Wind) sowie den beschleunigten Hochlauf steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (Wärmepumpen, E-Mobilität, PV-Heimspeicher) geraten die regionalen Verteilnetze immer häufiger an Kapazitätsgrenzen. Das bisherige Redispatch 2.0 erfasst jedoch rein kostenbasiert nur Erzeugungsanlagen und Großspeicher ab 100 kW. Dadurch bleiben Millionen dezentrale Niederspannungsflexibilitäten unberücksichtigt oder werden bei lokalen Netzengpässen pauschal gedrosselt, während gleichzeitig teure konventionelle Redispatch-Leistungen abgerufen werden müssen.

Ziele

Verankerung eines hybriden Redispatch-Modells (Redispatch 3.0), das den kostenbasierten Redispatch um einen marktbasierten Abruf kleinteiliger Flexibilitäten über eine gemeinsame Merit-Order-Liste (MOL) ergänzt.

Handlungsempfehlungen

Wesentlicher Hebel ist hierbei die gesetzliche Verankerung einer verlässlichen Kostenanerkennung und Refinanzierung von Abruf- und IT-Umsetzungskosten für Netzbetreiber (ÜNB und VNB): Die Kosten für den marktbasierten Abruf dezentraler Flexibilität müssen regulierungsrechtlich als anerkannte Betriebskosten anerkannt und über Netzentgelte vollständig refinanzierbar werden, um regulatorische Fehlanreize zu beseitigen.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben in den vergangenen Jahren bereits umfangreiche Pilotierungen und Erprobungen durchgeführt. Diese belegen die technische Machbarkeit, das erhebliche Kostensenkungspotenzial sowie Wege zur Vermeidung regulatorischer Fehlanreize beim Abruf dezentraler Flexibilitäten eindeutig.

Rechtliche Umsetzung

Der gesetzliche Anpassungsbedarf für den Redispatch 3.0 ist durch die Übertragungsnetzbetreiber umfassend dokumentiert.

- **Kostenanerkennung marktbasierter Redispatch**: Verankerung gesetzlicher Regelungen zur marktbasierten Beschaffung und Vergütung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten, zum bilanziellen Ausgleich sowie zur expliziten regulatorischen Anerkennung der Abruf-, System- und Schnittstellenkosten bei Netzbetreibern als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (§§ 13, 21, 23a EnWG / ARegV). Zudem eine Ausweitung der Festlegungskompetenzen der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Erfassung von Redispatch 3.0, zur Verordnung einheitlicher Regeln für eine gemeinsame Merit-Order-Liste (MOL) aller Redispatch-Ressourcen sowie zur näheren Bestimmung der Kriterien für die Kostenanerkennung (§13j EnWG)
- **Neuregelung in § 14e Abs. 2b EnWG**: Verpflichtung der Verteilnetzbetreiber zur Mitwirkung an einer einheitlichen, bundesweiten digitalen Plattform bzw. Schnittstelle zum diskriminierungsfreien Abruf, Empfang und Übermittlung von Redispatch-Signalen und Daten für dezentrale Flexibilitäten.

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne ist die schlagkräftige Interessenvertretung für die wettbewerbliche neue Energiewirtschaft. Im Unterschied zu Anbietern mit verbundenem Netz sind unsere Mitglieder frei von Monopolinteressen: Sie kämpfen für fairen Wettbewerb, Vielfalt und Fairness im Energiemarkt.

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) ist im Lobbyregister des Deutschen Bundestags unter der Registrierungsnummer R001011 eingetragen.