DIE KOMMUNALEN UNTERNEHMEN

VKU VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN e.V.

Verteilnetzpaket

VKU-Vorschläge zur Beschleunigung des Verteilnetzausbaus

Kernforderungen im Überblick

- **Ersatzneubau vereinfachen.** Ein eigenständiges Verfahren mit gesetzlichem Gebietsstreifen statt des Verfahrensrechts für den Neubau auf der grünen Wiese.
- **Netzausbau als überragendes öffentliches Interesse verankern.** Energieinfrastruktur im Rahmen einer verhältnismäßigen Abwägung durch klare Kollisionsregeln verschiedener öffentlicher Belange grundsätzlich überragendes Gewicht zukommen lassen.
- **Materielles Recht entlasten.** Naturschutzrechtliche Prüfungen im Bestand auf das erforderliche Maß begrenzen, Waldrecht klarstellen, das Anzeigeverfahren nach § 43f EnWG für Bagatellmaßnahmen ausbauen.
- **Verfahren digitalisieren.** Durchgängig elektronische Antrags- und Beteiligungsverfahren und ein digitales Umweltkataster.
- **Dort standardisieren, wo Standards fehlen.** Bundeseinheitliche Musterverträge für den Mittel- und Hochspannungsanschluss und einheitliche Antragsdatensätze.
- **Die Marktkommunikation handlungsfähig machen.** Eine entscheidungsfähige Governance, ausreichende Umsetzungszeiträume innerhalb verbindlicher Fristen.
- **Datenräume als Zielarchitektur verankern.** Laufende Vorhaben in ein gemeinsames Betreibermodell überführen, Anschluss an den europäischen Rahmen sichern, den Parallelbetrieb regulatorisch abbilden.
- **Finanzierung mit der Beschleunigung verzahnen.** Kosten für Ausbau, Digitalisierung und Resilienz zeitnah und vollständig anerkennen und vorausschauende Investitionen ermöglichen.
- **Resilienz mitdenken.** Transparenz- und Veröffentlichungspflichten dürfen kein detailliertes Lagebild sensibler Versorgungsstrukturen entstehen lassen.

Kernbotschaft

Ein wirksames Verteilnetzpaket muss zwei Engpässe zugleich lösen: die Dauer von Planung und Genehmigung und die Dauer der Anschluss- und Marktprozesse. Beide bestimmen, wie schnell Erzeugung, Speicherung und Verbrauch ans Netz kommen. Wer nur einen der beiden adressiert, verschiebt den Engpass, statt ihn zu beseitigen. Hinzu kommt eine dritte Bedingung. Beschleunigung wirkt nur, wenn die dafür notwendigen Investitionen regulatorisch refinanzierbar sind (Teil D).

Bezug zu den laufenden Verfahren. Der VKU hat zum Netzanschlusspaket und zur EEG-Novelle am 22. Juli 2026 Stellung genommen, zur Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts ein eigenes Positionspapier vorgelegt und zur Beschleunigung von Planung und Genehmigung im FlexBG-Verfahren umfassend vorgetragen. Die dort erhobenen Forderungen gelten unverändert fort; sie werden hier nicht erneut ausgeführt, sondern nur benannt, wo das Verteilnetzpaket sie aufgreifen muss. Dieses Papier konzentriert sich auf das, was zusätzlich zu regeln ist: Standardisierung, Digitalisierung und Prozessqualität im Netzanschluss, in der Marktkommunikation und im Messwesen – und auf die Verklammerung dieser Vorhaben mit der Beschleunigung von Planung und Genehmigung.

Teil A – Planung, Genehmigung und Flächen

Die größten Zeitverluste im physischen Netzausbau entstehen vor dem ersten Spatenstich. Für die Genehmigungsplanung einer 110-kV-Freileitung sind im Idealfall drei Jahre vorgesehen. Aus der Praxis kommunaler Netzbetreiber werden reale Verfahrensdauern von sieben, acht und zwölf Jahren berichtet; in einem Fall vergingen 19 Jahre, weil kein Grundstück für das erforderliche Umspannwerk verfügbar war. Antragsunterlagen sind dabei vielfach weiterhin in bis zu zehnfacher Papierausfertigung einzureichen, Übersichtspläne in bis zu 60 Exemplaren an bis zu 50 Träger öffentlicher Belange.

A1 – Ersatzneubau und Bestandsvorhaben

Nach Abschätzungen aus den verfügbaren Netzausbauplänen entfallen im 110-kV-Netz rund 70 Prozent des Ausbaus auf bestandsbezogene Maßnahmen, davon wiederum rund 70 Prozent auf Ersatzneubau. Für diesen Regelfall gilt heute weitgehend dasselbe Verfahrensrecht wie für einen Neubau auf der grünen Wiese, obwohl die Trassenführung bereits feststeht und die Umweltwirkungen aus dem Bestand bekannt sind. Hier liegt das größte einzelne Beschleunigungspotenzial des gesamten Pakets.

Ein eigenes, vereinfachtes Verfahrensregime für den Ersatzneubau schaffen.

- Bei Ersatz einer bestehenden Trasse auf identischer Strecke oder innerhalb eines definierten Korridors von etwa 50 bis 100 Metern beidseitig sowie Erhöhung der Übertragungskapazität auf vorhandenen Masten sollte eine **Verfahrensabstufung für Planfeststellung, Plangenehmigung, Anzeigeverfahren, Einzelgenehmigung gelten**.
- Für Ersatzneubauten im definierten Korridor sollte das **Anzeigeverfahren der Regelfall** sein.
- **Bestandsnetzmaßnahmen konsequent privilegieren**. Das Anzeigeverfahren nach § 43f EnWG sollte für Änderungen und Erweiterungen innerhalb bestehender Trassen zum gesetzlichen Regelfall werden, wenn keine erheblichen zusätzlichen Umweltauswirkungen zu erwarten sind – insbesondere für Ersatzneubauten, Umbeseilungen, Zubeseilungen, standortnahe Maständerungen und Mastersatzbauten sowie Leistungs- und Spannungserhöhungen. Starre Längenbegrenzungen sollten entfallen, sofern die materiellen Umweltanforderungen eingehalten werden.
- **Erdkabelvorhaben gleichermaßen erfassen**. Die Erleichterungen für Bestandsmaßnahmen dürfen nicht auf Freileitungen beschränkt bleiben. Im Verteilnetz ist das Kabel der Regelfall; Ersatz, Austausch und Verstärkung in bestehenden Kabeltrassen sind verfahrensrechtlich ebenso zu privilegieren.
- **Prüf- und Schwellenwerte der UVP-Vorprüfung für Ersatzneubauten sollten** im unionsrechtlich zulässigen Rahmen **angehoben werden**. Österreich könnte nach ausgewertetem Rechtsvergleich als Vorbild dienen.
- Der **Begriff der „Bestandstrasse" in § 43h EnWG sollte konkretisiert werden** („weit überwiegend in oder unmittelbar neben einer Bestandstrasse"), um das Klagerisiko zu begrenzen.
- **Den Prüfumfang auf die zusätzlichen Auswirkungen der Maßnahme beschränken**. Die Bestandstrasse ist als planerisch vorgeprägt zugrunde zu legen; die ursprüngliche Trassenentscheidung darf nicht erneut aufgerollt werden. Eine vollständige Alternativenprüfung ist nur erforderlich, wenn konkrete Anhaltspunkte für eine offensichtlich vorzugswürdige und mit vertretbarem Aufwand realisierbare Alternative bestehen.

Infrastrukturgebiete: richtige Idee, falsches Instrument für den Regelfall.

- **Die RED-III-Beschleunigungslogik gehört auf die Verteilnetzebene übertragen**, allerdings differenziert nach Vorhabenstyp. Rückmeldungen aus der Praxis zeigen, dass der gutachterliche Ermittlungsaufwand einer Ausweisung dem einer Raumverträglichkeitsprüfung entspricht und das Ausweisungsverfahren selbst auf 20 Monate angelegt ist. Gerade beim Ersatzneubau, wo die Trassenführung bis auf kleinräumige Optimierungen feststeht, entsteht dadurch kein Zeitvorteil; entsprechend wurden von Verteilernetzbetreibern bislang kaum Ausweisungen beantragt.
- Zielführender ist, die **Rechtsfolgen eines Infrastrukturgebiets**, insbesondere den Entfall der UVP im nachfolgenden Planfeststellungs-verfahren, **per gesetzlicher Festlegung an einen Gebietsstreifen um bestehende Leitungstrassen zu knüpfen**. Das eröffnet die Beschleunigungswirkung für den Regelfall und erspart den vorgeschalteten Ausweisungsprozess.
- Für echte Neubauvorhaben bleibt das Instrument dagegen sinnvoll, ist auf Verteilnetzebene aber nicht einsatzfähig. § 14f EnWG ist zwar verankert, eine Methodik für die 110-kV-Ebene fehlt, und in mehreren Ländern ist die Zuständigkeit noch keiner Behörde zugewiesen. Der Methodenentwurf der Bundesnetzagentur für die Höchstspannungsebene kann als Referenz dienen, ist aber auf die Maßstäbe der Verteilnetzebene zu übertragen. **Erforderlich sind eine Operationalisierung des § 14f EnWG, verbindliche Zuständigkeitszuweisungen in den Ländern und Pilotvorhaben**.

Planfeststellung auf der 110-kV-Ebene flexibilisieren.

- Ergänzend zum Ersatzneubauregime sind **Wahlrechte oder vereinfachte Genehmigungsregime vorzusehen** und integrierte Maßnahmen wie die gemeinsame Genehmigung von Leitung und Umspannwerk sollten privilegiert werden.
- Die **Auslegungsanforderungen nach § 43a EnWG und §§ 73, 27b VwVfG sind anzugleichen**, sodass die Veröffentlichung auf der Behörden-Internetseite genügt und keine zusätzliche Papierauslegung erforderlich ist.
- Der **Projektmanager nach § 43g EnWG ist zu stärken**, und ein verbindlicher Stichtag zur Stabilisierung der Sach- und Rechtslage sollte iterative Nachschleifen beenden.

A2 – Überragendes öffentliches Interesse

Verteilnetzausbau als Belang von überragendem öffentlichem Interesse verankern.

- Verteilnetze, Trafostationen, Schalthäuser und Speicheranlagen sind im gesetzlich als **Vorhaben im überragenden öffentlichen Interesse und im Interesse der öffentlichen Sicherheit einzustufen** – im Rahmen einer verhältnismäßigen Abwägung. Bei Speicheranlagen sollte die Privilegierung an die Netzdienlichkeit des Vorhabens anknüpfen.
- Da dieses Instrument inzwischen in zahlreichen Gesetzen verankert ist, braucht es zugleich eine **Kollisionsregel** für das Aufeinandertreffen mehrerer privilegierter Schutzgüter mit besonderem Gewicht für den Netzausbau nach § 14d Abs. 10 EnWG.

Zielkonflikte zwischen Gebietskörperschaften auflösen.

Ein in der Praxis zunehmend relevantes Hemmnis wird in der politischen Debatte bislang kaum adressiert: Netzausbauvorhaben werden von benachbarten Gemeinden, Landkreisen und Ländern gegenläufig bewertet. Eine Gemeinde befürwortet den Ausbau wegen einer Gewerbeansiedlung, die Nachbargemeinde lehnt die Leitung ab. Ein Industriekunde benötigt einen Anschluss, die Standortgemeinde will die Leitung verhindern, das Land fördert zugleich die Ansiedlung. Die übergeordnete Ebene, die den Konflikt auflösen könnte, hält sich aus politischen Gründen häufig heraus.

Der Netzbetreiber steht in dieser Konstellation zwischen allen Beteiligten, ohne Entscheidungsbefugnis und ohne Möglichkeit, den Konflikt selbst zu lösen. Er wird damit zum Austragungsort einer Abwägung, die auf politischer Ebene zu treffen wäre.

- **Eine überörtliche Entscheidungsinstanz** für Vorhaben benennen, die mehrere Gebietskörperschaften berühren, verbunden mit einer Entscheidungspflicht innerhalb einer gesetzlichen Frist.
- Die **Einstufung des Verteilnetzausbaus als überragendes öffentliches Interesse ausdrücklich auch im Verhältnis zu entgegenstehenden kommunalen Belangen klarstellen**, damit sich Netzbetreiber und Genehmigungsbehörden auf eine normative Grundlage stützen können.

A3 – Flächen und Grunderwerb

Flächensicherung in der Bauleitplanung.

Geeignete Flächen für Umspannwerke und Netzinfrastruktur gehen häufig verloren, weil sie zu spät oder nachrangig betrachtet werden.

- **Energieinfrastruktur** ist deshalb **als eigenständiger Belang der Bauleitplanung in § 1 Abs. 6 BauGB** zu verankern, einschließlich der Sicherung bestehender Standorte und von Vorhalte- und Freihalteflächen.
- Ergänzend braucht es eine **fristgebundene Prüf- und Begründungspflicht der Gemeinden bei mitgeteiltem Flächenbedarf** sowie die Möglichkeit, **Vorhalteflächen nach § 9 BauGB festzusetzen**.
- **Flächenvorsorge bei Neuausweisung und Umwidmung verbindlich machen**. Bei der Erschließung neuer Flächen und bei Umwidmungen, die die benötigte Anschlussleistung im Gebiet erhöhen, sind Flächen für die Energieversorgung von vornherein vorzusehen.
- Bei dringendem Sicherungsbedarf sollte die **Einleitung eines Bebauungsplanverfahrens ermöglicht werden und Vorhalteflächen festgesetzt werden können (§ 9 BauGB)**, um konkurrierende Nutzungen zu begrenzen.
- Kommunen sollten in der Bauleitplanung verstärkt auf Suchräume und Korridore entlang bestehender Infrastruktur setzen **(Korridorlogik)** und auf Basis der Verteilnetzausbaupläne nach § 14d EnWG gemeinsam mit Netzbetreibern eine vorausschauende Knotenstrategie für Umspannwerksstandorte und Netzverknüpfungspunkte entwickeln.

Vorerwerbs- oder Vorkaufrecht.

Die fehlende Grundstücksverfügbarkeit für Umspannwerke und Maststandorte wird aus der Praxis übereinstimmend als einer der drei wesentlichen Verzögerungsfaktoren benannt; der eingangs genannte 19-Jahre-Fall scheiterte genau daran.

- Netzbetreibern sollte daher f**ür ausgewiesene Vorhalteflächen ein gesetzliches Vorerwerbs- oder Vorkaufsrecht** eingeräumt werden. Als Vorbild kann der Straßenbau dienen, wo das überwiegende öffentliche Interesse den Grunderwerb erleichtert.
- Die **Verfahren der Besitzeinweisung nach § 44b EnWG** und, wo erforderlich, **der Enteignung sind zu beschleunigen**.

Eingehauste Umspannwerke bauplanungsrechtlich absichern.

- In hochverdichteten Stadtgebieten müssen neue Umspannwerke versorgungslastnah in allgemeinen oder reinen Wohngebieten errichtet werden. Eingehauste Anlagen halten die maßgeblichen Immissionsgrenzwerte ein und lassen sich städtebaulich integrieren; ihre Zulässigkeit nach der BauNVO ist jedoch nicht hinreichend rechtssicher, was Genehmigungsrisiken, Rechtsbehelfe und Verzögerungen erzeugt. Die **BauNVO sollte klarstellen, dass eingehauste Umspannwerke der öffentlichen Elektrizitätsversorgung als Nebenanlagen nach § 14 Abs. 2 BauNVO gelten**; hilfsweise sind sie in den Gebietsvorschriften für reine und allgemeine Wohngebiete, Mischgebiete und urbane Gebiete ausdrücklich als zulässige oder ausnahmsweise zulässige Anlagen aufzunehmen. Gestalterische Anforderungen müssen verhältnismäßig bleiben und Belange des Schutzes kritischer Infrastruktur berücksichtigen.

Flächenzugang für Anschlussleitungen erleichtern.

- Für Anschlussleitungen von Erzeugungsanlagen ist ein **gesetzliches Wegenutzungs- und Duldungsrecht** für das Anbringen, Verlegen, Betreiben und Erneuern der Leitungen auf privaten Grundstücken gegen angemessene, standardisierbare Entschädigung einzuführen. Die Regelung sollte notwendige Querungen von Bahntrassen und vergleichbaren linearen Infrastrukturen ausdrücklich erfassen; Vorarbeiten, Vermessungen und Baugrunduntersuchungen müssen frühzeitig möglich sein. Der Rechtsschutz der Eigentümer bleibt gewahrt.

A4 – Verfahrensorganisation und Digitalisierung Behördenseitige Potenziale heben.

Verzögerungen entstehen vor allem durch die Vielzahl parallel beteiligter Fachbehörden mit divergierenden Anforderungen. Bereits innerhalb eines Bundeslandes verlangsamen unterschiedliche Verfahrensweisen der Landkreise die Bauprozesse erheblich. Erforderlich sind

- **Klare behördliche Zuständigkeiten** durch eine federführende Genehmigungsbehörde als **One-Stop-Shop** und eine **zentrale Ansprechperson** bei Kommune und Landesbehörden;
- Eine Stärkung der behördlichen Verantwortungsfähigkeit durch **verbindliche Bearbeitungs- und Stellungnahmefristen** mit Eskalationsmechanismus, verbunden mit einer **angemessenen personellen Ausstattung der Genehmigungsbehörden**, damit Fristenregelungen nicht ins Leere laufen;
- **Fristen brauchen Rechtsfolgen und konkrete Längen**. Für Vollständigkeitsprüfung, Beteiligung der Fachbehörden und abschließende Entscheidung sind gesetzliche Fristen mit Fiktionswirkung vorzusehen: eine Einvernehmensfiktion bei ausbleibender Stellungnahme und die Vermutung der Vollständigkeit, wenn Unterlagen nicht innerhalb einer kurzen gesetzlichen Frist konkret nachgefordert werden. Nachforderungen sind frühzeitig, gebündelt und grundsätzlich abschließend mitzuteilen; Fristverlängerungen sind auf begründete Ausnahmefälle zu beschränken und transparent zu dokumentieren.
- Effizientere Prozesse durch **verbindliche Antragskonferenzen** und eine **vereinheitlichte Vollständigkeitsprüfung** nach § 43a EnWG, **parallelisierte Fachprüfungen** und **vorzeitige Teilfreigaben für einzelne Bauabschnitte**;
- Standardisierung und Transparenz der Genehmigungsverfahren durch **verbindliche Leitfäden**, um zusätzliche Verlässlichkeit zu schaffen.

Digitalisierung der Genehmigungsverfahren.

- **Antrags- und Genehmigungsverfahren sind durchgängig digital abzuwickeln** – über zentrale Portale, digitale Aktenführung mit elektronischer Signatur, digitale Offenlegung gegenüber der Öffentlichkeit und hybride Erörterungstermine.
- **Auch Genehmigungen für Arbeiten im öffentlichen Raum einbeziehen**. Aufgrabegenehmigungen werden von den Städten überwiegend analog oder als PDF per E-Mail erteilt. Erforderlich sind einheitliche elektronische Formate und Antragswege, auch für Anschlussvorhaben, die keinen Netzausbau auslösen.
- **Digitale Verfahren nach dem Once-only-Prinzip ausgestalten**. Einmal eingereichte Unterlagen und bereits erhobene, hinreichend aktuelle Kartierungs- und Umweltdaten müssen behördenübergreifend sowie in parallelen und nachfolgenden Verfahren wiederverwendet werden können. Mehrfachanforderungen identischer Daten und erneute Erhebungen ohne zusätzlichen Erkenntnisgewinn sind zu vermeiden. Für bundeseinheitliche digitale Antragsstandards sind ausreichende Übergangs- und Umsetzungsfristen vorzusehen.
- Erforderlich ist zudem ein **digitales Umweltkataster** als bundesweite, von den zuständigen Landesämtern zu befüllende Datenbank sowohl für Kartierungen, Naturschutzgutachten und Umweltdaten als auch für Ausgleichs- und Ersatzflächen, vernetzt mit dem bauleitplanerischen Ökokonto. Das vermeidet wiederholte projektbezogene Erhebungen und schafft eine belastbare Grundlage für Eingriffsbewertung und Umweltverträglichkeitsprüfung.

A5 – Materielles Recht

Anforderungen reduzieren und standardisieren

Beschleunigung ist nicht allein eine Frage des Verfahrensrechts. Erhebliches Potenzial liegt in den einzuhaltenden fachrechtlichen Anforderungen selbst, insbesondere durch Reduktion überzogener Anforderungen und durch Konkretisierung dort, wo heute jeder Einzelfall neu bewertet wird. Ein Verteilnetzpaket, das nur Verfahrensschritte verkürzt, lässt den größeren Teil des Potenzials ungenutzt.

- **Naturschutzrechtliche Prüfungen** für Netzbaumaßnahmen im Bestand **auf das erforderliche Maß beschränken** und auf eine Vielzahl von Einzelfallentscheidungen, etwa für jede Wurzelquerung, verzichten, sowie **Artenschutz und Eingriffsregelung durch Standards konkretisieren**.
- **Minimierungsprüfung nach § 4 der 26. BImSchV pragmatisieren**, indem eine weitergehende Prüfung entfällt, wenn maßgebliche Grenzwerte um mindestens 50 Prozent unterschritten werden.
- **Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen flexibilisieren**, indem Ersatzzahlungen gleichrangig neben Realkompensation nach § 15 BNatSchG tritt und nachträgliche Festsetzung ermöglicht werden.
- **Waldrecht klarstellen**, indem Anlegung, Pflege und Erhaltung von Leitungstrassen keine genehmigungspflichtige Waldumwandlung nach § 9 BWaldG mehr darstellen, sowie Bevorratung waldbezogener Kompensationsmaßnahmen nach § 7 BWaldG bundesrechtlich ermöglicht werden.
- **UVP-Vorprüfungen vereinheitlichen und redundante Prüfungen vermeiden**, etwa durch Benehmensregelungen im Wasserrecht.
- Das **Anzeigeverfahren nach § 43f EnWG so weiterentwickeln**, dass Bagatellmaßnahmen wie Umbeseilungen oder geringfügige Maständerungen effizient freigestellt werden, sowie Bagatellgrenzen einführen.
- Die **Kampfmittelsondierung vereinfachen**, insbesondere dort, wo nachweislich bereits gebaut wurde.
- **Bestandsleitungen in später ausgewiesenen Schutz- und Sensibilitätsgebieten sachgerecht modernisieren**. Für Leitungen, die vor der jeweiligen Gebietsausweisung rechtmäßig errichtet wurden, ist eine differenzierte Bestandsregelung vorzusehen. Bei standortnahen Erneuerungen ohne wesentliche Trassenerweiterung sind die bestehende Vorbelastung und die zusätzlichen Auswirkungen der Änderung maßgeblich; die materiellen Anforderungen des Gebiets- und Artenschutzes bleiben unberührt.

A6 – Netzausbaupläne und weitere strukturelle Hebel

Regelmäßig wird gefordert, die **Netzausbaupläne nach § 14d EnWG verbindlich auszugestalte**n. Der VKU steht dem offen gegenüber, knüpft dies aber an eine Bedingung: Verbindlichkeit kann nur so weit reichen, wie der Netzbetreiber die Umsetzung tatsächlich beeinflussen kann. Genehmigungsdauern, Flächenverfügbarkeit, Lieferzeiten und Finanzierungsbedingungen liegen außerhalb seines Einflussbereichs. Eine Verbindlichkeit ohne entsprechende Exkulpation würde realistische Planung bestrafen und zu defensiv gerechneten Plänen führen mit dem Ergebnis geringerer statt höherer Transparenz. Sachgerecht wäre, die Verbindlichkeit auf einen Zeitraum von höchstens fünf Jahren zu begrenzen und sie an die Mitwirkung der übrigen beteiligten Akteure zu knüpfen.

Erforderlich sind zudem eine rechtssichere Definition und Erleichterung temporärer Netzlösungen, bundesweit harmonisierte Standardpakete, Unterlagen-Templates und Screeningverfahren sowie vergaberechtliche Erleichterungen beim Erreichen der EU-Schwellenwerte. Die Schwellenwerte selbst sind an die gestiegenen Tiefbau- und Materialkosten anzupassen; die Bundesregierung sollte sich auf europäischer Ebene für eine deutliche Anhebung einsetzen. Hinzu kommt die operative Ressourcenlage. Bau- und Tiefbaukapazitäten sowie Liefermengen für Kabel, Transformatoren und Schaltanlagen sind ein eigenständiger Engpass.

Teil B – Netzanschluss- und Marktprozesse

Die Geschwindigkeit des Netzanschlusses hängt heute mindestens so stark von Prozessen und Formaten ab wie von Betonarbeiten. Hier liegt erhebliches Beschleunigungspotenzial, das ohne Eingriff in Planungs- und Umweltrecht gehoben werden kann.

Die Verzögerungen sind überwiegend nicht Ausdruck mangelnden Umsetzungswillens einzelner Netzbetreiber, sondern Folge struktureller Defizite im Rahmen fehlender bundeseinheitlicher Vorgaben für Vertragswerke und Antragsdaten, zu großer Spielräume in den technischen Anschlussregeln sowie einer Dichte paralleler Umsetzungspflichten aus Gesetzgebung, Festlegungen und Formatwechseln, die dieselben Ressourcen bindet.

B1 – Bundeseinheitliche Standardisierung von Verträgen und technischen Anforderungen

Die Forderung nach bundeseinheitlicher Standardisierung wird in der Debatte häufig erhoben, ohne den erreichten Stand zu berücksichtigen. Tatsächlich ist vieles längst vereinheitlicht: Die technischen Anschlussregeln gelten über alle Spannungsebenen bundesweit (VDE-AR-N 4100 bis 4130, § 19 Abs. 4 EnWG). Für die technischen Anschlussbedingungen bestehen Musterwortlaute für Nieder- und Mittelspannung; Abweichungen sind begründungs- und veröffentlichungspflichtig und über die gemeinsame Internetplattform zugänglich (§ 19 Abs. 1a und 1b, § 14e Abs. 2a EnWG). Der Niederspannungsanschluss wird im Rahmen eines Vertrages zur Herstellung des Netzanschlusses geregelt, Regelungen zum Netzanschluss- und Anschlussnutzungsverhältnis enthält die Niederspannungsanschlussverordnung. Der Netznutzungs-/Lieferantenrahmenvertrag Strom ist durch Festlegung der Bundesnetzagentur bundeseinheitlich vorgegeben, und für flexible Netzanschlussvereinbarungen für die Einspeisung von EEG-Anlagen liegt seit 2026 ein Grundmustervertrag aus dem Verbändeprozess vor. Die Lücke liegt an einer anderen Stelle: Für den Netzanschluss in Mittel- und Hochspannung fehlen bundeseinheitliche Muster vollständig. Die Bundesregierung hat bisher nicht von der in § 17 Abs. 3 EnWG enthaltenen Verordnungsermächtigung Gebrauch gemacht.

Das bestehende TAB-Regime wirkt – und ist noch nicht evaluiert.

Seit dem 1. Januar 2025 müssen Verteilernetzbetreiber ihre technischen Anschlussbedingungen über die gemeinsame Internetplattform zugänglich machen, einschließlich der Begründungen für Ergänzungen. § 19 Abs. 1a EnWG beschränkt Ergänzungen zugleich auf Fälle technischer Notwendigkeit oder rechtlicher Vorgabe und lässt sie nur zu Sachverhalten zu, die die allgemeinen Mindestanforderungen nicht regeln. Wer den Musterwortlaut verwendet, ist vom Begründungsaufwand befreit – ein Anreizmodell, das Vereinheitlichung belohnt, statt Abweichung zu verbieten.

Der Musterwortlaut für die Mittelspannung liegt seit Februar 2026 vor. Seine Durchdringung in der Praxis ist damit noch gar nicht messbar. Ein präventiver Genehmigungsvorbehalt für jede einzelne technische Anschlussbedingung, wie er in der Debatte manchmal gefordert wird, würde dieses Regime ersetzen, bevor seine Wirkung bewertet werden kann. Er wäre zudem bei rund 800 Verteilernetzbetreibern von den Regulierungsbehörden nicht zu bewältigen und mit dem Bedarf an kurzfristigen technischen Anpassungen nicht vereinbar. Der VKU schlägt stattdessen vor, die Wirkung des geltenden Regimes zu evaluieren – Nutzungsgrad der Musterwortlaute, Zahl und Art der begründeten Ergänzungen – und daraus den weiteren Handlungsbedarf abzuleiten.

- **Bundeseinheitliche Musterverträge für den Netzanschluss in Mittel- und Hochspannung erarbeiten**. Hier besteht Bedarf nach Vereinheitlichung: Lediglich in der Niederspannung regelt neben einem Vertrag zur Herstellung des Netzanschlusses die Niederspannungsanschlussverordnung das Anschluss- und Anschlussnutzungsverhältnis. Der grundlegende Rahmen ist in allen Netzebenen gleich, allgemeine Vorgaben sollten daher bundeseinheitlich geregelt und lokale Besonderheiten über Anlagen zum Vertrag abgebildet werden.
- Die **allgemeinen technischen Anschlussregeln so weiterentwickeln**, dass sie den überwiegenden Teil heutiger netzgebietsspezifischer Regelungen aufnehmen. Ziel ist, den Bedarf an individuellen Anschlussbedingungen strukturell zu verringern, statt ihn zu verwalten. Dabei ist der europäische Rahmen mitzudenken. Die europäischen Network Codes für Netzanschlüsse werden derzeit weiterentwickelt und adressieren Anforderungen für Erzeugungsanlagen, Speicher, Rechenzentren, Elektromobilität und Wärmepumpen. Ihre Umsetzung erfolgt national über die technischen Anschlussregeln des VDE FNN. Europäische und nationale

Standards sollten so weit wie möglich harmonisiert und der europäische Prozess bei der Weiterentwicklung der Anschlussregeln und des Rahmens nach § 19 EnWG konsequent berücksichtigt werden.

- **Musterwortlaute auch für die Hochspannung entwickeln**. Ergänzungen in Hoch- und Höchstspannung sind von der Veröffentlichungspflicht nach § 19 Abs. 1a Satz 5 EnWG ausgenommen – hier fehlt bislang jede Vereinheitlichung.
- **Die Nachweisführung auf Anlagenebene standardisieren**. Für Einheiten- und Komponentenzertifikate ist das Prinzip mit dem zentralen Register ZEREZ seit dem 1. Februar 2025 etabliert – der Netzbetreiber arbeitet nur noch mit der Registriernummer. Auf der Ebene des Anlagenzertifikats nach VDE-AR-N 4110 und 4120 fehlt eine vergleichbare Standardisierung. Erforderlich sind **bundeseinheitliche, maschinenlesbare Nachweisdokumente, eine klare Regelung, welche Änderungen an einer Anlage eine erneute Zertifizierung auslösen, und ausreichende Kapazität akkreditierter Zertifizierungsstellen**. Dieser Schritt liegt am Ende des Anschlussprozesses und nicht in der Hand des Netzbetreibers; in der Debatte um Fristen und Portale bleibt er dennoch unterbelichtet. Soweit die Schwellenregelung der NELEV die Prüfung der Nachweise vom Zertifizierer zum Netzbetreiber verlagert hat, ist der dort entstandene Aufwand anzuerkennen. Aus der Praxis wird berichtet, dass bislang kaum Registriernummern übermittelt werden, sondern weiterhin PDF-Zertifikate. Kurzfristig braucht es daher Aufklärung bei Errichtern und Monteuren. Ein Anschluss darf nicht allein wegen einer fehlenden Registriernummer verweigert werden.

B2 – Weitere Prozessfelder

Gemeindebeteiligung standardisieren.

Die Erstattungsansprüche nach § 6 Abs. 5 EEG werden heute über eine Vielzahl netzbetreiberindividueller Verfahren abgewickelt. Der VKU unterstützt eine einheitliche, maschinenlesbare Schnittstelle für die vollautomatisierte Übermittlung, Verarbeitung und Abrechnung. Technische Mindestanforderungen, Datenformate und Fristen sollten durch Festlegung der BNetzA bestimmt werden – unter gleichberechtigter Beteiligung aller betroffenen Verbände, da die betroffenen Netzbetreiber ganz überwiegend kommunal sind. Erforderlich sind eine Umsetzungsfrist von mindestens 24 Monaten nach Vorliegen der Festlegung und die Anerkennung des Umstellungsaufwands.

Redispatch und Regelenergie.

Die Standardisierung der Redispatch-Kommunikation und der Präqualifikation für Regelenergie ist ein berechtigtes Anliegen; der VKU hat die uneinheitliche Umsetzung von Redispatch 2.0 selbst kritisiert. Die Vorschläge im Einzelnen:

- **Bundeseinheitliche digitale Prozesse für Redispatch-Signale und Ausgleichsdaten** vorsehen und dabei bestehende, funktionierende Infrastrukturen anerkennen, statt Parallelstrukturen aufzubauen.
- Das **Präqualifikationsverfahren für Regelenergie vereinheitlichen und digitalisieren**. Werden Verteilernetzbetreiber zur Einhaltung von Vorgaben verpflichtet, müssen sie an deren Erarbeitung beteiligt werden; eine Bindung an Vorgaben, die allein Übertragungsnetzbetreiber setzen, ist abzulehnen.
- Die **Ausstellung von Anschlussnetzbetreiberbestätigungen standardisieren** und mit einheitlichen Formblättern und Fristen versehen. Dieser Prozess ist ein nachvollziehbarer Kritikpunkt der Marktakteure und lässt sich ohne großen Aufwand verbessern. Die geplante Portallösung der Übertragungsnetzbetreiber ist dabei zu berücksichtigen, um Doppelstrukturen zu vermeiden.
- **Übergangslösungen mit klaren Ablösekriterien versehen**. Zielprozesse und Standardsoftware werden häufig auf den Idealfall ausgelegt und stoßen dann an die realen Bedingungen einzelner Netzbetreiber. Der bis Ende 2031 ausgesetzte bilanzielle Ausgleich im Redispatch 2.0 mit seiner aufwendigen Zwischenlösung zeigt, wie stark solche Provisorien Ressourcen binden.

Anschlusszusagen und Kapazitätsvergabe praxistauglich ausgestalten.

- Eine unverbindliche Netzanschlussauskunft oder eine Mitteilung zum Bearbeitungsstand ist klar von einer **verbindlichen Anschlusszusage** zu unterscheiden. Verbindlichkeit setzt vollständig definierte und belastbare technische, planerische und wirtschaftliche Eingangsdaten voraus; erst auf dieser Grundlage lassen sich Netzverknüpfungspunkt, Anschlussvariante, Netzverstärkungen, Kosten und Realisierungszeitpunkt bestimmen.
- Bei knapper Netzkapazität müssen Verteilernetzbetreiber **transparente, diskriminierungsfreie Zuteilungs- und Priorisierungsverfahren** anwenden können. Der Gesetzgeber sollte die Priorisierungstatbestände bestimmen – gesetzliche Anschlusspflichten, öffentliche Sicherheit, Daseinsvorsorge, Wohnungsbau und kommunale Entwicklung –, während Wahl und Ausgestaltung des konkreten Verfahrens wegen unterschiedlicher Netzstrukturen beim Netzbetreiber verbleiben. Dazu gehören dem Reifegrad des Vorhabens entsprechende Angebotsfristen, die Möglichkeit, Kapazität für prioritäre Bedarfe freizuhalten, und Übergangsregelungen für bereits gesicherte Anschlüsse fortgeschrittener Projekte. Die Anforderungen an die Instrumente des Netzanschlusspakets im Einzelnen hat der VKU in seiner Stellungnahme vom 22. Juli 2026 dargelegt.

B3 – Kohärenz mit den parallelen Verfahren sichern

Parallel zum Verteilnetzpaket laufen mehrere Vorhaben, die dieselben Investitions- und Standortentscheidungen beeinflussen: das Netzanschlusspaket, die EEG-Novelle, die Reform der Netzentgeltsystematik im AgNes-Prozess, NEST und die Festlegung RAMEN bei der Bundesnetzagentur, die Reform der Baukostenzuschüsse, die MiSpeL-Festlegung sowie die Qualitätsregulierung mit dem Element der Energiewendekompetenz. Jedes dieser Vorhaben sendet eigene Signale zu Standortwahl und Betriebsweise neuer Netznutzer.

Dass diese Signale widerspruchsfrei ineinandergreifen, ist derzeit nicht sichergestellt. Ein Beispiel: Das EEG fördert bei Windenergie an Land die Maximierung des Stromertrags je Anlage, während das

Netzanschlusspaket die Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt begrenzt. Ein zweites: Kapazitätsorientierte Netzentgelte aus dem AgNes-Prozess und die Rückgewinnung ungenutzter Anschlusskapazität nach § 17 Abs. 1a EnWG-E wirken auf dieselbe Entscheidung über die bestellte Anschlussleistung, ohne aufeinander abgestimmt zu sein.

Vor Abschluss des Verteilnetzpakets ist eine **Kohärenzprüfung über alle laufenden Vorhaben** durchführen und ihre Lenkungswirkungen gegeneinander abgleichen.

- **Inkrafttretenszeitpunkte aufeinander abstimmen und Übergangsfristen** vorsehen, wo Vorhaben in fortgeschrittener Planung betroffen sind. Regelungen, die bereits zum 1. Januar 2027 greifen, treffen Projekte, die erst im Herbst 2026 Planungssicherheit über die Rechtslage erhalten.
- **Angemessene Konsultationsfristen einräumen**. Drei Werktage für einen in Teilen neuen Entwurf eines zentralen energiewirtschaftlichen Gesetzes lassen keinen Praxischeck zu. Ein ungeprüfter Entwurf erzeugt Umsetzungsprobleme, die später nur mit erheblichem Aufwand zu korrigieren sind.
- **Digitalisierungsvorhaben zwischen BMWE und BNetzA verbindlich koordinieren.** Neue gesetzliche und regulatorische Digitalisierungsanforderungen müssen ressort- und institutionenübergreifend abgestimmt werden. Ziel ist es, parallele, widersprüchliche oder zeitlich nicht aufeinander abgestimmte Vorgaben zu vermeiden.
- **Umsetzungskapazitäten der Branche konsequent berücksichtigen.** Bei der Planung neuer Anforderungen müssen die begrenzten personellen und technischen Ressourcen der Verteilnetzbetreiber und ihrer IT-Dienstleister systematisch berücksichtigt werden. Neue Verpflichtungen dürfen die Umsetzung bereits beschlossener und priorisierter Vorhaben nicht gefährden.
- **Klare Prioritäten setzen und zusätzliche Anforderungen am Nutzen messen.** Der Smart-Meter-Rollout und weitere bereits beschlossene Digitalisierungsvorhaben müssen Vorrang haben. Neue Anforderungen sind vor ihrer Einführung hinsichtlich ihres volkswirtschaftlichen Nutzens, ihrer technischen Umsetzbarkeit sowie ihrer zusätzlichen IT- und Netzkosten zu bewerten.
- **Ausreichende Vorlaufzeiten und Planungssicherheit gewährleisten.** Neue regulatorische Anforderungen müssen mit realistischen Umsetzungsfristen und ausreichend langen Vorlaufzeiten versehen werden. Änderungen an laufenden IT-Umsetzungsverfahren sind zu vermeiden, um kostspielige Anpassungen, Verzögerungen und Fehlinvestitionen zu verhindern.
- **IT-Umsetzungskosten und Ressourcenbedarf transparent machen:** Gesetzgeber und Regulierungsbehörden müssen die personellen, technischen und finanziellen Folgen neuer Digitalisierungsanforderungen frühzeitig und nachvollziehbar ausweisen. Dies gilt insbesondere für die Auswirkungen auf die Netzkosten und damit letztlich auf die Netzentgelte.
- **Branchenweiten Dialog mit IT-Dienstleistern etablieren:** BMWE und BNetzA sollten die kommunalen Netzbetreiber, ihre Verbände und branchenweit tätige Softwarehäuser frühzeitig in die Planung neuer Anforderungen einbeziehen. So lassen sich technische Abhängigkeiten, Engpässe bei Umsetzungskapazitäten und kumulierende Belastungen rechtzeitig erkennen und vermeiden.
- **Zentrale Begriffe über Gesetze und Verordnungen hinweg einheitlich definieren**. Unterschiedliche oder fehlende Definitionen erzeugen Auslegungsfragen und Streit in der Umsetzung.
- **Neue Prozesse vor verbindlichen Umsetzungspflichten unter realen Bedingungen erproben**. Neue gesetzliche oder regulatorische Pflichten sollten erst nach einem belastbaren Praxischeck und einer transparenten Aufwand-Nutzen-Bewertung in Kraft treten.

Teil C – Gemeinsame Infrastruktur und Governance

Die folgenden drei Themen werden bislang getrennt verhandelt, betreffen aber dieselbe Frage: Wie organisiert die Branche gemeinsame digitale Infrastruktur, ohne Verantwortung und Kontrolle voneinander zu entkoppeln? Die Antwort darauf entscheidet über die Architektur der kommenden zwei Jahrzehnte und sie ist der Bereich, in dem die kommunale Energiewirtschaft am meisten einzubringen hat.

C1 – Marktkommunikation handlungsfähig machen

Die Entwicklung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate ist der zentrale Engpass der Energiewende-Digitalisierung. Ob zeitvariable Netzentgelte, Direktvermarktung, bidirektionales Laden, Lieferantenwechsel oder gemeinschaftliche Gebäudeversorgung funktionieren, entscheidet sich an der Verfügbarkeit tragfähiger Formate. Die heutigen Strukturen sind zu langsam und zu wenig verbindlich. Diesen Befund teilt der VKU ausdrücklich.

- Eine **Marktkommunikationsgesellschaft** oder eine vergleichbare dauerhafte Struktur einrichten, deren Gesellschafter oder stimmberechtigte Mitglieder alle betroffenen Marktrollen umfassen: Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber, Messstellenbetreiber, Lieferanten, Direktvermarkter und Bilanzkreisverantwortliche. Entscheidungsrechte folgen der Umsetzungsverantwortung und bieten so eine Governance, die Verbindlichkeit herstellt, ohne die Umsetzungskompetenz auszuschließen. Standardisierung sollte dabei so weit reichen, dass nicht jeder Netzbetreiber für dieselbe Anforderung eigene Lösungen entwickeln oder Dienstleister separat beauftragen muss. Gemeinsam entwickelte oder zentral bereitgestellte Komponenten senken den Umsetzungsaufwand erheblich.
- **Anbietervielfalt und Interoperabilität als eigenständige Ziele festschreiben**. Werden Standardsoftware oder Plattformlösungen flächendeckend eingeführt, ziehen sich alternative Anbieter aus dem Markt zurück, und die Umsetzungskapazität sinkt dort, wo sie ohnehin knapp ist. Offene Schnittstellen müssen verhindern, dass Netzbetreiber von einem einzigen Anbieter abhängig werden.
- **Verbindliche Fristen** für den gesamten Zyklus gesetzlich verankern – nicht nur für die Umsetzung durch Marktteilnehmer,

sondern auch für Entwurfserstellung, Konsultation, Festlegung und Veröffentlichung der finalen Formate.
- Einen **gesetzlich fixierten Mindestvorlauf zwischen Veröffentlichung finaler Formate und Umsetzungspflicht** einführen: 18 Monate für umfassende Änderungen, 9 Monate für Erweiterungen bestehender Prozesse. Verschiebt sich die Veröffentlichung, verschiebt sich die Umsetzungsfrist automatisch mit.
- Eine **Obergrenze für die Zahl der Formatwechsel pro Jahr vorsehen und Releases bündeln**. Die heutige Taktung bindet IT-Ressourcen, die für neue Funktionen fehlen.
- Die Kosten der **Formatentwicklung und ihrer Umsetzung als anerkennungsfähige Kostenposition** regeln.

Dieser Vorschlag adressiert die Ursache hinter einer großen Zahl der beklagten Einzelprobleme – von der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung über die 15-Minuten-Bilanzierung bis zur Umsetzung dynamischer Netzentgelte.

C2 – Datenräume als Zielarchitektur

Die Debatte um die Digitalisierung der Energiewirtschaft verengt sich derzeit auf die Frage, ob Prozesse dezentral wie heute oder in einer zentralen Plattform abgewickelt werden. Diese Alternative ist unvollständig. Datenräume bieten einen dritten Weg, der die Vorteile beider Ansätze verbindet, und sind technisch keine Zukunftsmusik mehr.

Ein Datenraum ist eine föderierte Infrastruktur, das heißt die Daten bleiben bei demjenigen, der fachlich für sie verantwortlich ist. Zentral geregelt werden Auffindbarkeit, Semantik, Identitäten und Zugriffsrechte. Über Datenkataloge und ein integriertes Rechtemanagement ist nachvollziehbar und prüfbar festgelegt, wer unter welchen Auflagen welche Daten nutzen darf; die Aushandlung erfolgt automatisiert

Warum das für kommunale Unternehmen besonders relevant ist. Die Governance eines Datenraums ermöglicht Zusammenarbeit in dezentralen Strukturen ohne Kontrollverlust. Genau das ist die Anforderung kommunaler Netzbetreiber, Lieferanten und Messstellenbetreiber. Sie brauchen Standardisierung und Skaleneffekte, ohne Datenhoheit und Systemverantwortung abzugeben. Ein Datenraum löst zudem den Zielkonflikt, an dem sich die Zentralisierungsdebatte festfährt. Datenschutz und Datennutzung lassen sich über abgestufte Zugriffsrechte vereinbaren, statt über die Wahl zwischen Datensilo und zentralem Pool.

Hinzu kommt der Effekt, der für die Marktkommunikation entscheidend ist. Datenräume ersetzen bilaterale Punkt-zu-Punkt-Transfers durch übergreifende Prozessintelligenz. Das senkt Transaktions- und Implementierungskosten und ist der strukturelle Ausweg aus dem heutigen Klärfallaufkommen, das aus redundanter Datenhaltung entsteht.
- Datenräume als **Zielarchitektur der Energiedigitalisierung im Verteilnetzpaket verankern** und die laufenden Vorhaben – dena-ENDA, energy data-X, Re4DE und DataFleX – in ein gemeinsames Betreibermodell für die Energiewirtschaft überführen, mit klaren Rollen und Verantwortlichkeiten.
- **Die Datenverantwortung bei den fachlich zuständigen Stellen belassen**. Netzbetreiber kennen ihre Strukturen, Einheiten und Kunden am besten. Eine rein zentrale Plausibilisierung würde dieses Wissen verlagern und Datenbestände auseinanderlaufen lassen; die Validierung gehört an die Quelle.
- **Die Anschlussfähigkeit zum europäischen Rahmen sichern**. Common European Energy Data Space, der strategische Fahrplan der EU-Kommission zur Digitalisierung und KI im Energiesektor sowie die Arbeiten des BMDS zu Datenräumen sind zusammenzuführen, statt parallel zu laufen.
- **In regulierten Anwendungsfeldern gesetzgeberische Vorgaben setzen.** Datenräume entstehen hier nicht allein aus dem Markt. Erforderlich ist eine Festlegung, welche Datenaustauschprozesse perspektivisch über Datenraum-Infrastruktur abzuwickeln sind – beginnend mit weniger komplexen Anwendungsfällen.
- **Verlässliche Rahmenbedingungen für First Mover schaffen.** Unternehmen, die heute investieren, tragen Kosten für eine Infrastruktur, deren Nutzen erst mit der Zahl der Teilnehmer entsteht.
- **Den mittelfristigen Parallelbetrieb von Bestandssystemen und Datenraum einplanen und regulatorisch abbilden.** Er ist bei einer Systemumstellung dieser Größenordnung unvermeidlich und darf nicht als vermeidbarer Doppelaufwand zulasten der Netzbetreiber gehen.
- **Die Aggregationspflicht des § 52 MsbG überprüfen.** Die Zusammenfassung von mindestens fünf Messstellen verhindert präzise digitale Zwillinge der Niederspannungsnetze. Netzzustandsdaten müssen für Netzführung und Netzplanung nutzbar sein, soweit die Datensicherheit gewahrt bleibt. Erst damit werden die Daten aus intelligenten Messsystemen zu dem volkswirtschaftlichen Hebel, den eine Datenraum-Infrastruktur erschließen kann.
- **Einen zentralen Zugang zu Netzdaten als Verknüpfung bestehender Angebote ausgestalten**, nicht als zusätzliche Plattform mit eigener redundanter Datenhaltung. Daten sind nach dem Once-only-Prinzip nur einmal zu erfassen; neue Meldewege müssen bestehende Pflichten ersetzen oder bündeln.

Stammdatenqualität ist kein Prozessproblem, sondern ein Zurechnungsproblem.

Die Qualität der Stammdaten hängt maßgeblich von Anschlussnehmern, Anschlussnutzern und beauftragten Dritten ab. Die Folgen, Klärfälle, fehlgeschlagene Marktprozesse, fehlerhafte Netzzustandsmodelle, tragen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber, die diese Daten weder erheben noch ändern dürfen. Weitere Prozessfestlegungen ändern daran nichts. Erforderlich ist eine andere Verteilung von Risiko und Zuständigkeit:
- **Vertrauensschutz für die Verwendung registrierter Daten gesetzlich verankern.** Für das Zentrale Register für Einheiten- und Komponentenzertifikate gilt bereits, dass seine Nutzer sich auf die Richtigkeit verlassen können (§ 4 Abs. 8 NELEV). Für das Marktstammdatenregister gilt das Gegenteil. Die Registrierung

entfaltet keine feststellende Wirkung. Wer registrierte Daten in einem Marktprozess verwendet, sollte auf ihre Richtigkeit vertrauen dürfen und die Folgen der Unrichtigkeit treffen denjenigen, der sie zu liefern hatte.

- **Die Mitwirkung bei der Datenlieferung zur Voraussetzung von Fristen und Ansprüchen machen statt zur folgenlosen Obliegenheit.** Das wirksamste bekannte Instrument ist nicht das Bußgeld, sondern die Anspruchswirkung. Im EEG und in der Marktstammdatenregisterverordnung ist der Förderanspruch an die ordnungsgemäße Registrierung gekoppelt. Übertragen auf den Netzanschluss heißt das: Fristen beginnen erst mit vollständigen, plausibilisierten Daten zu laufen.
- **Für definierte Datenkategorien die Registerreferenz für maßgeblich erklären und die bilaterale Übermittlung entfallen lassen.** Dieselbe Angabe wird heute bei Netzbetreiber, Messstellenbetreiber, Lieferant und im Register redundant gehalten, und jede Kopie altert eigenständig. Das genannte Zertifikatsregister zeigt das Muster, der Netzbetreiber arbeitet nur noch mit der Registriernummer und darf die Inhalte nicht auf anderem Weg anfordern.
- **Verbindliche Identifikatoren und Validierung an der Quelle vorschreiben.** Registernummer, Zählpunktbezeichnung sowie amtliche Adress- und Georeferenz als Pflichtfelder statt Freitext, maschinelle Plausibilisierung bereits bei der Eingabe und Daten, die erst mit bestandener Prüfung als übermittelt gelten.
- Die **Änderungshoheit je Datenfeld eindeutig zuweisen und einen fristgebundenen Eskalations- und Entscheidungsmechanismus vorsehen**, damit Klärfälle beendet werden können und nicht zwischen zwei Marktrollen kreisen.
- Eine **Rechtsgrundlage für die einmalige Bereinigung des Altbestands** im Massenabgleich schaffen und den dafür erforderlichen Aufwand anerkennen.

C3 – Resilienz und Schutz kritischer Infrastruktur

Beschleunigung und Digitalisierung vergrößern zugleich die Angriffsfläche. Transparenz-, Plattform- und Veröffentlichungspflichten dürfen aus der Zusammenführung einzelner Angaben kein detailliertes Lagebild sensibler Versorgungsstrukturen entstehen lassen. Das steht nicht im Widerspruch zur Forderung nach nutzbaren Netzzustandsdaten: Für Netzführung und Netzplanung durch den zuständigen Netzbetreiber ist Granularität erforderlich, für die öffentliche Bereitstellung die Aggregation.

- **Aggregierte, abstrahierte oder anonymisierte Angaben haben Vorrang**, soweit der jeweilige Verfahrenszweck damit erreicht werden kann; sicherheitskritische Detaildaten sind von der öffentlichen Bereitstellung auszunehmen. Für erforderliche Detaildaten sind gesicherte Übermittlungswege, rollenbasierte Zugriffsrechte und eine lückenlose Zugriffsprotokollierung vorzusehen; externe Dienstleister müssen angemessene IT-Sicherheitsstandards nachweisen.
- **Für sicherheitskritische georeferenzierte Netzdaten sind Auskunftsverweigerungs- und Löschrechte gesetzlich zu verankern**. Lässt sich eine ausreichende Aggregation nicht erreichen und begründet die Übermittlung erhebliche Sicherheitsrisiken, ist ein ausdrückliches Verweigerungsrecht vorzusehen.
- **Genehmigungsverfahren für physische Schutzmaßnahmen und sicherheitstechnisch erforderliche redundante Verbindungen beschleunigen** und den Schutz kritischer Infrastruktur in behördlichen Abwägungen angemessen gewichten.
- **Die Verantwortlichkeiten von Staat und Betreibern bei Gefahrenabwehr und Detektion eindeutig regeln**, insbesondere bei Drohnenbedrohungen. Staatliche Gefahrenabwehraufgaben dürfen nicht auf Unternehmen verlagert werden; Sicherheitsbehörden müssen bei konkreten Bedrohungslagen erforderliche Informationen unverzüglich mit den betroffenen Betreibern teilen.

C4 – Kooperationen ermöglichen

Standardisierbare, daten- und prozessgetriebene Aufgaben lassen sich in Kooperationen deutlich effizienter erbringen als von jedem Netzbetreiber einzeln. Was bei einer Million Messstellen wirtschaftlich ist, ist es bei 20.000 nicht. Kooperationen sind damit der wirksamste Hebel gegen die Kapazitätsgrenze, die alle Umsetzungspflichten dieses Pakets begrenzt. Ein im Auftrag des VKU erstelltes Gutachten beziffert den Aus- und Umbaubedarf im Stromverteilnetz auf deutlich über 235 Milliarden Euro bis 2045 und identifiziert neun Kooperationsfelder – von der Netzführung über den Messstellenbetrieb bis zu Datenmanagement und Netzplanung. Kooperation ist dabei keine Vorstufe zur Konsolidierung: Die dezentrale Struktur trägt Resilienz, regionale Wertschöpfung und Umsetzungsfähigkeit vor Ort.

- **Verbindliche Zielbilder für Standardisierung mit klaren Prioritäten, Fristen und Zielkorridoren setzen** – ohne den Unternehmen und Fachgremien die technische Detailarbeit abzunehmen. Freiwillige Standardisierungsprozesse funktionieren, erreichen aber häufig nicht die notwendige Geschwindigkeit.
- **Die Zusammenarbeit im Messstellenbetrieb erleichtern**: eine gebündelte Betrachtung der Ausstattungsquoten nach § 45 MsbG für Konsortien kooperierender Messstellenbetreiber – auch ohne Übernahme der Grundzuständigkeit – sowie eine Anpassung des § 41 MsbG, die die Zusammenarbeit zwischen grundzuständigen und wettbewerblichen Messstellenbetreibern erleichtert.
- **Förder- und Finanzierungsbedingungen für kooperative Vorhaben verbessern**, damit Skaleneffekte tatsächlich erschlossen werden. Soweit die regulatorische Behandlung von Kooperationsvorleistungen der Festlegungsebene obliegt, sollte der gesetzliche Rahmen so gesetzt werden, dass Kooperationen gegenüber der Einzelerbringung nicht benachteiligt werden.

Teil D – Finanzierung und Regulierungsrahmen

Schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren entfalten nur dann Wirkung, wenn die notwendigen Investitionen auch finanziert werden können. Das Verteilnetzpaket ist deshalb mit dem Regulierungsrahmen zu verzahnen.

- **Die Kosten von Beschleunigung, Digitalisierung und Resilienz zeitnah und vollständig anerkennen** – Investitionsausgaben ebenso wie die erheblichen laufenden Betriebsaufwendungen, einschließlich Personal-, Planungs- und Standardisierungskosten.
- **Den gesetzlichen Rahmen so setzen, dass die Finanzierbarkeit gesichert bleibt**. Die Ausgestaltung der Kapitalkostenvergütung liegt bei der Bundesnetzagentur. Der Gesetzgeber sollte jedoch dafür Sorge tragen, dass der Rahmen, in dem sie entscheidet, eine kapitalmarktfähige Verzinsung zulässt und die Methodik zur Bestimmung der Fremdkapitalverzinsung die tatsächlichen Finanzierungskosten und den hohen Neufinanzierungsbedarf der Netzbetreiber abbilden kann. Ein Paket, das Ausbau- und Digitalisierungspflichten verschärft, ohne die Finanzierbarkeit zu adressieren, verfehlt seine Wirkung.
- **Die Kosten der Flächensicherung unterlegen**. Für Vorhalteflächen und ein Vorerwerbs- oder Vorkaufsrecht nach Teil A ist zu regeln, wer die Kosten trägt und wie sie refinanziert werden.
- **Die besonderen Kosten- und Umsetzungsbedingungen hochverdichteter städtischer Netze berücksichtigen**.
- **Die Weiterleitung kommunaler Darlehen an kommunale Unternehmen so ausgestalten**, dass sie den Finanzierungsspielraum der Kommunen nicht unangemessen einschränkt.
- **Die kommunale Finanzierungsfähigkeit sichern**. Der Zugang zu eigenkapitalähnlichen Finanzmitteln ist Voraussetzung dafür, überhaupt weiteres Fremdkapital aufnehmen zu können. Die maßgeblichen Rahmenbedingungen liegen überwiegend in den Gemeindeordnungen der Länder; erforderlich ist daher eine abgestimmte Anpassung des Landesrechts oder eine Lösung auf Bundesebene. Ohne diesen Schritt stößt die Investitionsfähigkeit kommunaler Netzbetreiber unabhängig vom Regulierungsrahmen an eine harte Grenze.
- **Den Erfüllungsaufwand jeder Maßnahme belastbar ausweisen**. Für alle Maßnahmen eines Verteilnetzpakets sollte der Erfüllungsaufwand ermittelt und nach Größenklassen differenziert werden. Vorschläge, die Umsetzungspflichten für rund 800 Verteilernetzbetreiber begründen, ohne deren Aufwand zu beziffern, sind keine tragfähige Grundlage für eine gesetzgeberische Entscheidung. Dasselbe gilt für Vorhaben, die bestehende Marktrollen und Systemarchitekturen umbauen: Ohne quantifizierte Gegenüberstellung von Umstellungskosten und erwarteten Effizienzgewinnen lässt sich nicht beurteilen, ob ein Umbau die Digitalisierung beschleunigt oder Ressourcen bindet, die an anderer Stelle fehlen. Der VKU bietet an, hierzu Daten aus der Mitgliedschaft beizusteuern.

Ihre Ansprechpartner im VKU

Jeffrey Ludwig
Telefon +49 157 85129206
E-Mail: j.ludwig@vku.de

Stephanie Risch
Telefon: +49 30 58580-198
E-Mail: risch@vku.de