

Berlin, 17. Oktober 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Stellungnahme

BNetzA-Gutachten zur Qualitätsregulierung hinsichtlich der Energie-wendekompetenz und Netzservicequalität für die Stromverteilernetze/„Vorläufige Einordnung“

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

Zusammenfassung	3
1 Einleitung	5
2 Indikatoren für Energiewendekompetenz	5
2.1 Unklare Zielsetzung des Regulierungsinstruments	5
2.2 Datenlage und -definitionen	6
2.3 Allgemeine Anmerkungen zu den Indikatoren.....	8
2.4 Indikator Umsetzungsquote erneuerbarer Energien	10
2.5 Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien.....	12
2.6 Netzanschlussdauer.....	14
2.7 Betroffenheit	14
3 Anreizsystem	16
3.1 Grundsätzliche Anmerkungen	16
3.2 Zeitfaktor	19
3.3 Leistungsfaktor	20
3.4 CO ₂ -Einsparpotenzial neuer Anlagen	21
4 Digitalisierung	22
5 Netzservicequalität.....	23

Zusammenfassung

Mit dem Gutachten zur „Energiewendekompetenz“ der Stromverteilnetzbetreiber legt die Bundesnetzagentur (BNetzA) einen Impuls für die Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung vor. Der BDEW begrüßt das Ziel, die Transformationsleistung der Netzbetreiber im Rahmen der Energiewende stärker sichtbar zu machen und zu belohnen.

Gleichzeitig zeigt die Analyse des Gutachtens wesentliche methodische und konzeptionelle Fragen und auch Schwächen auf:

- **Weder die Erforderlichkeit (d.h. zu lösende Probleme) noch die Eignung (Vergleichsmaßstäbe, Beeinflussbarkeit) des vorgeschlagenen Regulierungsinstruments sind derzeit hinreichend belegt.**
- **Es ist umfassend zu prüfen, ob der mit dem Instrument verbundene erhebliche Bürokratieaufbau in einem angemessenen Verhältnis zum Nutzen steht.**
- **Vor einer konkreten Ausgestaltung insbesondere des Anreizsystems ist zwingend eine konsistente und valide Datengrundlage zu schaffen.** Die bisher erhobenen Daten sind von hohen Schätzquoten geprägt und lassen keine verlässliche Beurteilung der Energiewendekompetenz zu.
- **Die vorgeschlagenen Indikatoren (Umsetzungsquoten Erneuerbaren-Anlagen bzw. „Energiewendetechnologien“, Netzanschlussdauer) weisen große methodische Schwächen auf.** Sie erfassen die tatsächliche Beeinflussbarkeit der Netzbetreiber nur eingeschränkt, da zahlreiche Faktoren – etwa Genehmigungsverfahren, Lieferketten oder Kundenentscheidungen – außerhalb ihres Verantwortungsbereichs liegen.
- **Die strukturellen Unterschiede in der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber sowie vergangene Leistungen bei der Integration von Erneuerbaren-Anlagen werden nicht ausreichend berücksichtigt.**
- **Das vorgesehene Anreizsystem ist derzeit nicht hinreichend transparent und nachvollziehbar sowie insgesamt äußerst komplex.** Die Akzeptanz des Instruments ist dadurch beeinträchtigt.
- **Die geplante Verknüpfung mit CO₂-Einsparpotenzialen sollte kritisch geprüft werden.** Netzbetreiber sind zum diskriminierungsfreien Netzanschluss verpflichtet und dürfen keine Priorisierung nach Technologien oder Emissionsminderungen vornehmen. Finanzielle Anreize auf Grundlage vermiedener CO₂-Emissionen könnten bei den Netzbetreibern **Fehlanreize sowie regulatorische Zielkonflikte** erzeugen.

- **Die vorgesehenen „Zeit“- bzw. „Leistungsfaktoren“ im Anreizsystem reagieren empfindlich auf Ausreißer sowie jährliche Schwankungen und sind stark von äußeren Rahmenbedingungen abhängig.** Die Ergebnisse werden dadurch verzerrt und verlieren an Aussagekraft für die tatsächliche Leistung der Netzbetreiber.
- **Aus Sicht des BDEW sollte das Anreizsystem als reines Bonus-System ausgestaltet werden.** Nur so können tatsächliche Beiträge der Netzbetreiber zur Energiewende honoriert werden, ohne die Betreiber nicht beeinflussbaren finanziellen Risiken auszusetzen.
- **Der Digitalisierungsindex bedarf einer klareren methodischen Fundierung.** Es fehlt dem Index an Transparenz und Vergleichbarkeit. Für künftige Erhebungen sind einheitliche Definitionen, klar differenzierte Antwortmöglichkeiten und eine transparente Bewertungslogik notwendig, um den Index als verlässlichen und aussagekräftigen Benchmark nutzen zu können.
- **Von einer zusätzlichen Datenerhebung zur Netzservicequalität sollte abgesehen werden.** Sie würde den bürokratischen Aufwand für die Netzbetreiber erheblich erhöhen, ohne einen erkennbaren Mehrwert zu stiften.

1 Einleitung

Am 17. September 2025 veröffentlichte die Bundesnetzagentur (BNetzA) das von ihr in Auftrag gegebene [Gutachten](#) zur Zukunft der Qualitätsregulierung sowie eine „[Vorläufige Einordnung der Erkenntnisse](#)“ durch die Behörde. Diese Stellungnahme bezieht sich auf beide Dokumente.

Wir verweisen zudem auf unsere [Stellungnahme](#) zum [BNetzA-Eckpunktepapier](#) vom 29. November 2024 sowie auf unsere [Stellungnahme](#) zum Entwurf der [Festlegung](#) zur Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung vom 14. Februar 2025.

2 Indikatoren für Energiewendekompetenz

2.1 Unklare Zielsetzung des Regulierungsinstruments

Die Verteilnetzbetreiber arbeiten unter Hochdruck an der Energiewende. Grundsätzlich begrüßt der BDEW das Vorhaben der BNetzA, Netzbetreiber zu belohnen, die bei der Transformation ihrer Stromnetze eine besonders hohe Kompetenz unter Beweis stellen. Allerdings ist die mit dem Instrument der „Energiewendekompetenz“ verbundene Zielsetzung weiterhin unklar. Die Bundesnetzagentur sollte im Entwurf der geplanten Methodenfestlegung weit klarer als bislang benennen, welche konkreten Umsetzungsprobleme durch das neue Regulierungsinstrument gelöst werden sollen, und inwieweit diese Probleme ausschließlich oder überwiegend in der Verantwortung der Netzbetreiber liegen. Nur eine transparente Begründung kann einen sachgerechten Regulierungsbedarf rechtfertigen.

Die Bewertung von Kompetenz setzt einen geeigneten Vergleichsmaßstab voraus, mit dem die Regulierungsziele tatsächlich erreicht werden können: Das Instrument muss sowohl erforderlich als auch geeignet sein. Mangelt es an Beeinflussbarkeit, schlägt das Instrument fehl und der regulierende Eingriff bleibt erfolglos. Sowohl hinsichtlich eines geeigneten Vergleichsmaßstabs (heterogene Versorgungsstrukturen, städtisch bzw. ländlich geprägtes Versorgungsgebiet, Bewertungszeitraum) als auch der Eignung (Beeinflussbarkeit) erfüllt das im Gutachten beschriebene Instrument diese Anforderungen nicht. **Fehlanreize sind zu befürchten.**

Aus Sicht des BDEW ist fraglich, ob der mit dem vorgeschlagenen Instrument verbundene Aufwand **in einem angemessenen Verhältnis zum erwarteten Nutzen steht**. Die vorgesehene Datenerhebung wäre mit erheblichem personellen und administrativen Aufwand für die Netzbetreiber verbunden. Angesichts der zahlreichen bestehenden Berichtspflichten und des politischen Ziels des Bürokratieabbaus ist umfassend zu prüfen, ob der zusätzliche Aufwand gerechtfertigt ist.

Bei jedem Regulierungsinstrument müssen die originären, im Energiewirtschaftsgesetz festgelegten Aufgaben eines Netzbetreibers ausschlaggebend sein. Diese Aufgaben muss ein Netzbetreiber schnell, effizient und diskriminierungsfrei erfüllen. Die Einsparung von CO₂ ist keine originäre Aufgabe eines Netzbetreibers, sondern steht mit diesen nur in einem mittelbaren Zusammenhang (siehe Abschnitt 3 unten). Es ist eingehend zu prüfen, inwieweit die „Belohnung“ vermiedener CO₂-Ausstöße durch den Anschluss von Anlagen im Widerspruch mit dem Kriterium der Beeinflussbarkeit und dem Diskriminierungsverbot stehen könnte.

Entgegen den Darstellungen der Gutachter gibt es kein einheitliches Verständnis in der Branche zur Definition der Netzservicequalität im Rahmen der Energiewendekompetenz. Zu den Wechselwirkungen zwischen beiden Konzepten heißt es im Gutachten (S. 5) unter anderem: „Energiewendekompetente Netzbetreiber können innovative Dienstleistungen für Kunden bereitstellen, die den Bedürfnissen aktiver Verbraucher (Prosumers) besser gerecht werden“. Das Bereitstellen von Prosuming-Dienstleistungen ist jedoch nicht Aufgabe des Netzbetreibers. Das ist Aufgabe der entflochtener Marktrolle. Zudem sind etwa mit Blick auf die Sektorenkopplung deutlich zwischen Strom- bzw. Gasverteilnetzbetreibern zu unterscheiden sowie die Auswirkungen der Dekarbonisierung der Nah- und Fernwärmenetze zu berücksichtigen.

2.2 Datenlage und -definitionen

Um die Ergebnisse des Gutachtens anhand der vorherigen [Datenerhebung](#) nachvollziehen zu können, ist eine transparente Veröffentlichung der von den Gutachtern verwendeten Datengrundlage erforderlich. Dies ist nicht erfolgt. Die Beschreibungen im Gutachten allein sind für eine umfassende Bewertung nicht ausreichend. Die BNetzA sollte die Daten daher, wie angekündigt, schnellstmöglich und spätestens mit dem entsprechenden Festlegungsentwurf veröffentlichen. Wir weisen zudem darauf hin, dass das Gutachten auf der Datenlage vom 14. Juli 2025 beruht, die BNetzA aber bis September 2025 Netzbetreiber zur Lieferung oder Plausibilisierung von Daten aufforderte. Vor dem Hintergrund stellt sich die Frage, inwieweit die im Gutachten präsentierten Ergebnisse hinreichend belastbar sind oder ob eine erneute Überprüfung der Ergebnisse auf Basis des finalen Datensatzes geboten ist. Ansonsten wäre nicht nachzuvollziehen, warum die BNetzA weitere Datenlieferungen mit den entsprechenden Aufwänden bei den Netzbetreibern eingefordert hat.

Des Weiteren ist der erhobene Datensatz durch verschiedene methodische Eingriffe nachträglich verändert worden. So wurden durch Filterungen (Außerachtlassen von „objektiv fehlerhaften“ Werten), Medianimputationen (Ersetzung fehlender Werte durch den Median derselben Variablen) und Einsortieren (Ersetzen eines Ausreißerwertes durch den nächstzulässigen Wert) die erhobenen Werte verändert. Teilweise wurde dies mit Verweis auf eine „fachliche

Einschätzung“ vorgenommen, wobei eine weitere Qualitätskontrolle unter Rücksprache mit den betreffenden Netzbetreiber unterblieben ist. Hier liegt eine mögliche Fehlerquelle.

Besonders kritisch zu sehen ist die derzeitige Behandlung fehlender Angaben, die im Gutachten pauschal als 0 % bewertet werden. Dadurch ist keine Trennung mehr möglich zwischen echten Null-Angaben (tatsächlich keine Fälle) und ersatzweise gesetzten Nullwerten (fehlende Angaben). Statt einer automatischen Null-Bewertung sollten fehlende Angaben künftig separat ausgewiesen oder die betroffenen Netzbetreiber bei den entsprechenden Indikatoren von der Bewertung ausgeschlossen werden, wie es auch im Gutachten selbst als alternatives Vorgehen vorgeschlagen wird. Andernfalls besteht die Gefahr von Verzerrungen und fehlender Transparenz.

Auch die Gleichsetzung von Schätzwerten mit validen Messwerten ohne weiterführende Plausibilitätsprüfung ist kritisch zu bewerten. In einzelnen Fällen (u.a. bei den Anschlussdauern) lag die Schätzquote bei neu abgefragten Variablen zwischen 20 und 50%, was erhebliche Unsicherheiten in der Datengrundlage impliziert. Diese Unterschiede bergen das **Risiko einer systematischen Verzerrung**, da Netzbetreiber mit gut entwickelten IT- und Monitoring-Systemen präzisere Daten liefern, während andere nur grob schätzen können. Schätzquoten sollten transparent ausgewiesen werden. Mit Blick auf künftige Erhebungen sollte zudem klar dargelegt werden, wie Schätzungen in die Berechnungen einfließen und wie eine belastbare Datenbasis langfristig gesichert werden kann.

Darüber hinaus bestehen trotz Definitionsschärfungen weiterhin Interpretationsspielräume bei der Erhebung der Kennzahlen. Es ist in diesem Zusammenhang darauf hinzuweisen, dass die Schärfung der Definition zu einem Großteil erst im Rahmen einer FAQ-Liste nach Abgabe der Daten erfolgt ist. Diese Datenerhebung hatte unverbindlichen Charakter, sodass davon auszugehen ist, dass die einzelnen Netzbetreiber ihre abgegebenen Daten nicht in Eigeninitiative angepasst haben, nur weil sie nicht zu den Definitionsschärfungen gepasst haben. Dies ist nur dann erfolgt, wenn die BNetzA gezielt Rückfragen gestellt hat; an vielen Stellen ist die unterschiedliche Definitionsauslegung aber vermutlich gar nicht aufgefallen. Die untersuchten Daten wurden somit aller Wahrscheinlichkeit nach auf Basis unterschiedlicher Definitionsauslegungen erhoben. Dies schränkt die Aussagekraft dieser ersten Datenerhebung zusätzlich ein.

Es sind eindeutige Definitionen im Vorfeld zur nächsten Datenerhebung im Rahmen einer verbindlichen Definitionsliste somit dringend notwendig, um die Vergleichbarkeit der Daten zu verbessern. Zur Erläuterung der Definitionen sollten fiktive Beispiele herangezogen werden, um diese für alle nachvollziehbar und eindeutig zu erläutern.

Aus Sicht des BDEW ist derzeit **keine hinreichend belastbare Datengrundlage** vorhanden, um auf dieser Basis fundierte regulatorische Schlüsse zu ziehen. Die bisher erhobenen Daten sind

in weiten Teilen von Unsicherheiten geprägt und **lassen keine verlässliche Beurteilung der Energiewendekompetenz zu**. Vor diesem Hintergrund sollte zunächst eine konsistente und valide Datengrundlage geschaffen werden, bevor über die konkrete Ausgestaltung des Anreizsystems oder der zugrunde liegenden Bewertungslogik entschieden wird.

Die Weiterentwicklung des Instruments sollte daher schrittweise erfolgen. Vorrangig gilt es, die Datenerhebung und -auswertung zu konsolidieren und über einen ausreichend langen Zeitraum zu beobachten, um eine belastbare Vergleichbarkeit sicherzustellen. Erst auf Grundlage einer solchen konsistenten Datengrundlage können die Zusammenhänge zwischen den Indikatoren belastbar analysiert und sachgerechte Schlussfolgerungen gezogen werden.

Ein solches Vorgehen würde gewährleisten, dass die Energiewendekompetenz der Netzbetreiber auf einer transparenten, nachvollziehbaren und belastbaren Basis bewertet werden kann und regulatorische Maßnahmen auf einer tragfähigen Grundlage beruhen.

2.3 Allgemeine Anmerkungen zu den Indikatoren

Korrelation der Kennzahlen mit der absoluten und relativen Betroffenheit und mit gebietsstrukturellen Eigenschaften

Die Kennzahlen sind so ausgelegt, dass sie dimensionslos sind, also keinen Multiplikator der absoluten Größe des Netzbetreibers darstellen. Es könnte sich jedoch ergeben, dass die absolute Betroffenheit von EE-Anschlüssen (wie viele EE-Anschlüsse sind vorhanden), die relative Betroffenheit (also z.B. wie viele EE-Anschlüsse sind pro Quadratkilometer Fläche vorhanden) sowie gebietsstrukturelle Merkmale (Land/Stadt) mit den Kennzahlenwerten korreliert. So ist denkbar, dass ein VNB mit bereits vielen EE-Anlagen bereits Erfahrung mit der Abwicklung hat und dementsprechend schneller als andere Netzbetreiber ist, oder bereits überlastet und somit langsamer ist. Ist eine relative Betroffenheit gering (d.h. wenige Netzanschlussbegehren im Verhältnis zur Mitarbeiterzahl), konnten Anschlüsse möglicherweise schnell abgewickelt werden. Ob und in welcher Form solche Zusammenhänge bestehen, ist zwingend zu überprüfen. Sollten sich signifikante Zusammenhänge zeigen, ist bei der Bildung von Vergleichen zwischen den Netzbetreibern für die entsprechenden exogenen Unterschiede zu korrigieren, wie dies u.a. im Effizienzvergleich und Qualitätselement erfolgt.

Die Gutachter der Bundesnetzagentur haben die Kennzahlen Umsetzungsquoten und Dauer in Hinblick auf ihre (univariate) Korrelation mit verschiedenen gebietsstrukturellen Parametern untersucht. Hierbei wurden keine maßgeblichen Zusammenhänge identifiziert. Die abgebildeten Korrelationsanalysen beziehen sich jedoch nur auf die **absoluten Werte** der gebietsstrukturellen Parameter wie die Größe z.B. in Form der Netzlänge (Ausnahme: Lastdichte und Einfluss des Anteils Windanfragen an allen Anfragen). Nicht untersucht wurde hingegen, ob

verschiedene **weitere relative Größen** wie der Anteil Netzlänge in städtischem Gebiet oder der Anteil von bereits installierter EE-Leistung an der Gesamtleistung oder auch die relative Betroffenheit in Form des Verhältnisses der Anzahl der Anschlussanfragen zur Größe des Netzbetreibers mit der Umsetzungsquote oder Dauer korrelieren. So ist es bspw. denkbar, dass Netzbetreiber mit besonders aufwändigen Prozessen mit der Herstellung eines Netzanschlusses konfrontiert sind. Auch ein Einfluss mehrerer exogener relativer Faktoren ist denkbar.

Dieser fehlende Analyseschritt stellt ein erhebliches Defizit des Gutachtens dar und muss nachgeholt werden. Die marginalen Untersuchungen zur Bedeutung relativer Struktureigenschaften überraschen insbesondere deshalb, da der Gutachter E-Bridge auch mit Gutachten zum herkömmlichen Qualitätselement betraut war und Zusammenhänge der Ausfallzeiten mit relativen Gebietseigenschaften hier erhebliche Bedeutung haben können.

Laut Gutachten ist eine Betrachtung der relativen Betroffenheit nur notwendig, „falls sich ein Zusammenhang zwischen Anzahl der Netzanschlussbegehren und der Umsetzungsquote ergibt“. Dies sei hier nicht der Fall (S. 31). Diese Argumentation ist nicht nachvollziehbar.

Fehlende Berücksichtigung bereits bestehender EE-Quoten im Netzgebiet

Grundsätzlich problematisch ist die derzeitige Wahl des Bezugszeitraums für die Bewertung der Energiekompetenz der Netzbetreiber. Wird die Energiekompetenz – wie aktuell vorgesehen – jährlich auf Basis der jeweiligen Ist-Werte ermittelt, bleibt der bereits erfolgte Ausbau von Erneuerbaren-Anlagen sowie anderer Energiewendetechnologien unberücksichtigt. Damit wird die historische Leistung eines Netzbetreibers und die damit erwiesene Kompetenz systematisch ausgeblendet.

Gerade Netzbetreiber, die in den vergangenen **Jahren frühzeitig und überproportional in den EE-Ausbau investiert** haben, könnten dadurch benachteiligt werden. In ihren Netzgebieten kann es infolge des bereits hohen Ausbaustands zu begrenzten Anschlusskapazitäten und damit zu längeren Umsetzungszeiträumen kommen – ein Effekt, der nicht mangelnder Kompetenz, sondern vorangegangenen Engagement und daraus folgender Kapazitätsauslastung geschuldet ist.

Zur Herstellung einer sachgerechten und vergleichbaren Bewertung könnten daher bereits realisierte EE-Quoten in die Analyse einbezogen werden. Eine Möglichkeit könnte die Erneuerbare-Energien-Kennzahl (EKZ) aus dem Mehrkostenwälzungsmechanismus bieten, die als indikatorische Ergänzung genutzt werden kann, um den bisherigen Ausbaugrad im jeweiligen Netzgebiet abzubilden. Außerdem muss untersucht werden, ob es weitere besonders betroffene (z.B. lastgetriebene) Netzbetreiber gibt, die nicht bereits über die EKZ berücksichtigt

wurden, oder es einen anderen Bewertungsansatz gibt, der historische Ausbaudaten gewichtet in die jährliche Bewertung integriert.

2.4 Indikator Umsetzungsquote erneuerbarer Energien

Die Umsetzungsquote erneuerbarer Energien soll laut [Gutachten](#) und [Einordnungsschreiben](#) nach Netzebene getrennt ermittelt werden, indem die Anzahl der vollständig abgeschlossenen Anschlussanfragen von Erneuerbaren-Anlagen pro Jahr ins Verhältnis zur Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren pro Jahr gesetzt wird. Die vollständig abgeschlossenen Anschlussanfragen umfassen die Anfragen, die mit der Inbetriebnahme des Netzanschlusses oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität von Seiten des Netzbetreibers als final bearbeitet gelten. Die Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren umfasst alle genehmigungspflichtigen Anschlussbegehren, für die alle notwendigen Informationen eingegangen und etwaige offene Fragen geklärt sind.

Einordnung BDEW

Aus Sicht des BDEW erfüllt diese Umsetzungsquote nicht den Zweck, „zusätzliche EE-Erzeugung“ als Indikator von Energiewendekompetenz abzubilden.

Der Netzbetreiber unterliegt dem gesetzlichen Anschlusszwang, sodass er Netzanschlussbegehren nicht ablehnen darf. Ohne jahresscharfe Betrachtung ergäbe sich somit bei allen Netzbetreibern eine Umsetzungsquote von 1. Eine geringere Quote ergäbe sich nur dann, wenn der Anschlussnehmer die Anfrage zurückzieht, da etwa die Investition nicht getätigt oder Anschlussbegehren parallel gestellt werden. Diese Abweichung von 1 liegt jedoch nicht im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers. Zurückgezogene Anträge sollten daher herausgerechnet werden. Mit der vorgeschlagenen Ausgestaltung des Indikators könnten Netzbetreiber durch eine „künstlich“ hohe Anfragenzahl schlechter gestellt werden.

Jenseits von zurückgezogenen oder mehrfachen Anträgen ergäbe sich eine Abweichung von 1 allein durch einen zeitlichen Versatz zwischen der Stellung des Netzanschlussbegehrens und dem Abschluss. Schließt ein Netzbetreiber mehr Anträge ab als im betrachteten Jahr hinzukommen, steigt die Quote auf einen Wert größer als 1. Kommen hingegen mehr Anträge hinzu als im betrachteten Jahr abgeschlossen werden, sinkt die Quote auf unterhalb von 1. Die jahresscharfe Umsetzungsquote bildet allein diese zeitlichen Verschiebungen ab. Die Dauer eines Netzanschlussbegehrens von Antrag bis Abschluss deckt bereits der Indikator „Minimierung Zeit zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme“ und die daraus abgeleitete Kennzahl „Median Dauer Gesamtprozess“ ab. Die Umsetzungsquote enthält hingegen wenig Aussagekraft.

Insbesondere die „zusätzliche EE-Erzeugung“ kann darüber nicht abgebildet werden. Eine mengenmäßige Erfassung der zusätzlichen EE-Erzeugung fehlt durch die alleinige Betrachtung der Anzahl der Anschlussbegehren. Die Anschlussbegehren weisen aber auch innerhalb der Netzebenen stark unterschiedliche Leistungswerte auf. Entgegen unserer Empfehlung wurde bei der Datenerhebung nicht nach Leistungsklassen sowie ggf. nach Anlagentypen unterschieden. Eine solche Unterscheidung sollte für den Entwurf der Methodenfestlegung dringend vorgenommen werden.

Insgesamt ist die Aussagekraft der Umsetzungsquote eingeschränkt, da wesentliche Einflussgrößen außerhalb des Verantwortungsbereichs der Netzbetreiber liegen. Netzbetreiber haben weder Einfluss darauf, zu welchem Zeitpunkt im Jahr Anschlussbegehren gestellt werden, noch darauf, wie viele Anfragen gleichzeitig eingehen. Eine Umsetzung noch im selben Jahr spiegelt daher nicht zwangsläufig die Kompetenz des Netzbetreibers zur zeitnahen Umsetzung wider. Auch weitere Drittvariablen wie etwa das Verhalten der Anschlussnehmer oder der Projektentwickler sowie Verzögerungen im Genehmigungsprozess wirken sich häufig auf die Bearbeitung aus.

Weitere Hinweise:

Im Gutachten wurden Umsetzungsquoten über 1,1 herausgefiltert, um Datenfehler zu vermeiden. Dieser Ansatz ist methodisch nachvollziehbar, birgt aber Risiken: Ein Wert über 1,1 kann auch durch zeitliche Verzögerungen entstehen, z.B. wenn im Jahr 2024 Anschlüsse fertiggestellt werden, die im Vorjahr beantragt wurden. Ein Netzbetreiber mit einer Quote über 1,1 wird in den Analysen zu den beiden Indikatoren Umsetzungsquote EE bzw. Energiewendetechnologien ausgeschlossen, wird aber unter Umständen beim Indikator Netzanschlussdauer einbezogen. Die drei Kennzahlen würden nicht auf identischen Stichproben basieren, worunter die Vergleichbarkeit und Repräsentativität leiden würden. Daher ist klarer als im Gutachten zu dokumentieren, wie mit solchen Fällen umgegangen wird.

In den Tabellen zu den Zusammenhängen zwischen den Indikatoren und gebietsstrukturellen Merkmalen zeigt sich insbesondere in der Niederspannung zum Teil ein negativer Zusammenhang. Dieser erweist sich nach Pearsons F-Tests jedoch nicht durchgängig als statistisch signifikant. Die Gutachter verzichteten daher auf eine vertiefte Analyse und zogen gebietsstrukturelle Merkmale nicht in die Kennzahlen ein.

Aus analytischer Sicht sollte ein möglicher Zusammenhang jedoch nicht vorschnell verworfen werden. Auch nicht-signifikante Ergebnisse können darauf hindeuten, dass die *Vorgeschichte* eines Netzbetreibers eine Rolle spielt: Ein Netzbetreiber, der in den vergangenen Jahren viele Anschlussanfragen bearbeiten musste, hat einerseits eine höhere Netzauslastung erreicht, was neue Anschlüsse erschwert (wie teilweise durch negative signifikante Korrelationen

belegt). Andererseits hat der Netzbetreiber aber auch wichtige Erfahrungen gesammelt, was zu höherer Prozesseffizienz und einer kürzeren Verfahrensdauer beitragen kann. Diese gegenläufigen Effekte könnten erklären, warum die Signifikanz in den Variablen *gesamtzahl_exist_NAP* bzw. *gesamtzahl_exist_NEP* nicht stabil nachweisbar ist. Vor diesem Hintergrund erscheint es sachgerecht, die historische Belastung eines Netzbetreibers in die Bewertung einzubeziehen – anstelle der impliziten Annahme, dass jeder Netzbetreiber erst ab Beginn des Analysezeitraums mit Anschlussanfragen konfrontiert wird (vgl. Tabellen 3 und 4).

Darüber hinaus erscheint es sinnvoll, neben relativen Kennzahlen auch die **absolute Zahl** der Anschlussanfragen nach Netzebene in die Analyse einzubeziehen. Zwar korreliert die absolute Betroffenheit erwartungsgemäß mit der Größe des Netzbetreibers, doch bleibt die operative Herausforderung bei einer sehr hohen Zahl an Anträgen nicht allein durch relative Maßstäbe erklärbar. Zwei Netzbetreiber mit gleicher Größe können bei gleicher relativer Belastung unterschiedlich stark betroffen sein, wenn der eine Netzbetreiber 1.000 Anträge und der andere lediglich 50 Anträge abwickeln muss. Zusätzlich könnte die **zeitliche Verteilung der Anfragen** relevant sein: Beispielsweise führt eine gesetzliche Anpassung der EEG-Förderung regelmäßig zu einem Anfrageboom im Monat Dezember, wodurch die Kennzahl Umsetzungsquote verzerrt ist.

2.5 Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher – Energiewendetechnologien

Die Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher soll laut [Gutachten](#) nach Netzebene getrennt ermittelt werden, indem die Anzahl der vollständig abgeschlossenen Anschlussanfragen für Verbrauchseinrichtungen und Speichern pro Jahr ins Verhältnis zur Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren pro Jahr gesetzt wird. Die vollständig abgeschlossenen Anschlussanfragen umfassen die Anfragen, die mit der Inbetriebnahme des Netzanschlusses oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität von Seiten des Netzbetreibers als final bearbeitet gelten. Die Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren umfasst alle genehmigungspflichtigen Anschlussbegehren, für die alle notwendigen Informationen eingegangen und etwaige offene Fragen geklärt sind.

Einordnung BDEW

Aus Sicht des BDEW erfüllt diese Umsetzungsquote nicht den Zweck, „zusätzliche Energiewendetechnologien“ als Indikator von Energiewendekompetenz abzubilden.

Für die Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher treffen die Einwände, die bereits in den ersten beiden Abschnitten zur Umsetzungsquote erneuerbare Energien unter dem Punkt Einordnung BDEW geäußert wurden, gleichermaßen zu.

Die Anzahl der vollständig abgeschlossenen Anschlussanfragen (Einzelwerte zu Punkt 5.5) sind in der Formel vollständig berücksichtigt, während die Anzahl der vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren (Einzelwerte zu Punkt 5.1) nicht vollständig berücksichtigt werden. Bei der exemplarisch für die Niederspannung dargestellten Formel auf Seite 41 des Gutachtens fehlt der Unterpunkt 5.1.4 aus dem Erhebungsbogen: Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren von **sonstigen** Verbrauchseinrichtungen. Eventuell handelt es sich um ein Versehen. Bei der entsprechenden Formel für die „Umsetzungsquote Anschlussbegehren EE“ sind die Einzelwerte der vollständig abgeschlossenen Anschlussanfragen und Anschlussbegehren vollständig angegeben.

Die Gutachter scheinen davon auszugehen, dass die Kunden beabsichtigen, sämtliche ursprünglich geplanten bzw. angedachten Bau- und Modernisierungsvorhaben auch umzusetzen. Das ist mitnichten der Fall. Es kommt immer wieder vor, dass die Kunden vollständige/qualifizierte Anschlussbegehren vorbringen und vom Netzbetreiber entsprechende Zusagen bzw. Angebote für Netzanschlüsse erhalten, ihr Bauvorhaben dann jedoch nicht weiterverfolgen (bspw. bei Netzanschlussbegehren von Batteriespeicherbetreibern). Die Gründe sind vielfältig und liegen nicht in der Einflussphäre des Netzbetreibers.

Ein weiteres Problem liegt in der unzureichenden Definition der Kategorie „Sonstige“. Diese Sammelkategorie ist nicht klar abgegrenzt und führt zu Intransparenz. Insbesondere müssen Anfragen für Hausanschlüsse in den Kennzahlen gesondert ausgewiesen und eindeutig definiert werden. Eine pauschale Zuordnung zu „Sonstige“ ist nicht sachgerecht und birgt das Risiko systematischer Verzerrungen. Auch bei Hausanschlüssen variiert der Aufwand je nach Spannungsebene und Art des Anschlusses erheblich, was in der Datenerhebung und -auswertung entsprechend berücksichtigt werden sollte.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die beiden „Umsetzungsquoten“ als Kennzahlen in dieser Ausgestaltung alleinig nicht geeignet sind, die Energiewendekompetenz eines VNB zu beschreiben. Die Umsetzungsquote trifft keine Aussage über die Energiewendekompetenz, solange die individuelle Betroffenheit eines Netzbetreibers kein Bestandteil dieser Kennzahl ist. Wie viele Anschlüsse wurden realisiert? Wie war die Anschlussleistung? Musste dafür das Netz verstärkt oder ausgebaut werden? Bei der Energiewendekompetenz soll es laut Gutachter darum gehen, gezielt und optimiert Netzanschlusskapazitäten für Energiewendetechnologien zu schaffen, und zwar in kurzer Zeit. Bei dieser Kennzahl ist ein Netzbetreiber aber auch schon „kompetent“, wenn es in einem Netzgebiet nur eine Anschlussanfrage für eine PV-Anlage gab und diese im Laufe des Jahres angeschlossen wurde. Zudem ist im Verständnis der Gutachter ein Netzbetreiber kompetenter, wenn er es im Vorjahr nicht geschafft hat und in dem Folgejahr (wiederum mit einer neuen Anschlussanfrage) beide PV-Anschlüsse PV umgesetzt hat.

2.6 Netzanschlussdauer

Der Netzanschlussprozess wird im [Gutachten](#) in zwei Teilprozesse unterteilt. Teilprozess 1 ist der Zeitraum vom qualifizierten Netzanschlussbegehren bis zur Netzanschlusszusage. Teilprozess 2 ist der Zeitraum von der Annahme der Zusage bis zur Inbetriebnahme bzw. Bereitstellung der Kapazität. Die Kennzahl ergibt sich aus der Summe der Medianwerte beider Teilprozesse.

Einordnung BDEW

Aus Sicht des BDEW ist die Definition der Start- und Endpunkte der betrachteten Teilprozesse zu präzisieren. Es sollte eindeutig festgelegt werden, welche Phasen des Netzanschlussprozesses tatsächlich in der Verantwortung und Beeinflussbarkeit des Netzbetreibers liegen. Zeitverzögerungen, die durch Dritte oder externe Rahmenbedingungen entstehen – etwa infolge von Genehmigungsverfahren, Lieferengpässen, Kundenentscheidungen oder Abhängigkeiten vom vorgelagerten Netz – dürfen nicht in die Bewertung der Energiewendekompetenz einfließen.

Darüber hinaus ist die Vergleichbarkeit der Anschlussdauern bei größeren Projekten nur eingeschränkt gegeben. Bei Netzanschlussverfahren ab einer bestimmten Leistungsgröße (z. B. über 10 MW) handelt es sich regelmäßig um individuelle, komplexe Projektprozesse, die sich deutlich von standardisierten Anschlussverfahren unterscheiden. Hier spielen Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten eine wesentlich größere Rolle, die vom Netzbetreiber kaum beeinflusst werden können. Eine gemeinsame Bewertung dieser sehr unterschiedlichen Verfahren würde zu methodischen Verzerrungen führen.

2.7 Betroffenheit

Im Gutachten wurden die versorgungsstrukturellen Besonderheiten nicht hinreichend untersucht. So ergeben sich etwa beim Themenkomplex Netzanschluss mehrere Erschwernisse bei der Bewältigung von Netzanschlussanfragen, die auf die Versorgungsstruktur zurückzuführen sind. Erwähnt seien hier:

1. Verzögerungen, die sich aus Genehmigungsverfahren, (landesrecht-)spezifischen baulichen Anforderungen und dem Erfordernis von baulichen Vorleistungen des Anschlusspetenten (vor allem in höheren Spannungsebenen) ergeben,
2. eine vergleichsweise hohe Anzahl von bestimmten Anlagentypen, insbesondere von Anlagen mit geringerer Leistungsklasse,
3. eine Bearbeitung von simultanen Anschlussanfragen einzelner Anschlusspetenten und der damit verbundenen (ineffektiven) Bindung von Netzbetreiberressourcen,
4. eine Bearbeitung von Sonderanschlussanfragen, vor allem in höheren Spannungsebenen.

Im Übrigen wird auf die Ausführungen in der BDEW-[Stellungnahme](#) vom 29. November 2024 verwiesen.

Bereits bei der Datenerhebung erfolgte eine netzbetreibertypenunscharfe Vorstrukturierung (bspw. eine Aggregation von Kabel- und Freileitungsstromkreislängen). Zudem wurde im Gutachten – u.a. bedingt durch diese Vorstrukturierung – lediglich die Fläche als „gebietsstrukturelles Merkmal“ untersucht. Eine Untersuchung und ggf. hinreichend begründete Ablehnung anderer gebietsstruktureller Merkmale (z.B. Dichteparameter) sucht man im Gutachten vergeblich. Gerade vor dem Hintergrund, dass im bisherigen Qualitätselement (Netzzuverlässigkeit) mit der Lastdichte ein auf die Mittelspannungsebene bezogener Dichteparameter von zentraler Bedeutung ist, sind auch hier Untersuchungen von Dichteparametern zwingend erforderlich.

Im Rahmen des Effizienzvergleichs wurde zum Beispiel eine mögliche Schlechterstellung von urbanen Netzbetreibern aufgrund städtischer Besonderheiten eigens untersucht. Korrelationskoeffizienten zwischen Messwerten und einfachen gebietsstrukturellen Merkmalen wie „Fläche“ mit teilweise nicht eindeutigen Ergebnissen reichen jedoch nicht aus, um den Einfluss gebietsstruktureller Besonderheiten insgesamt – sei es in städtisch oder ländlich geprägten Netzegebieten – abschließend zu bewerten.

Für eine sachgerechte und faire Beurteilung wäre daher eine vertiefte Analyse auch im Sinne einer Second-Stage-Analyse sowohl **urbaner als auch ländlicher Strukturmerkmale** (neben schon verwendeten Parametern wie Lastdichten auch von Parametern wie Messlokalationen pro Fläche oder EE-Umsetzungsquoten im Bestand) erforderlich. Nur so lässt sich sicherstellen, dass die unterschiedlichen Ausgangsbedingungen aller Netzbetreibertypen angemessen berücksichtigt werden.

Widersprüchlich erscheint in diesem Zusammenhang, dass das Gutachten bei der beispielhaften Berechnung der CO₂-Einsparung und monetären Beanreizung unterschiedliche Netzbetreibertypen mit augenscheinlich versorgungsstrukturellen Unterschieden betrachtet (siehe S. 63 ff.). Hier wurden vier verschiedene Typen versorgungsstruktureller Vorprägung („großer Flächennetzbetreiber“, „großes Stadtwerk“, „Netzbetreiber, der relativ groß in der Niederspannung und mittelgroß in der Mittelspannung ist“ sowie „kleiner Ortsnetzbetreiber“) identifiziert und bewertet, obgleich diese Unterschiede vermeintlich keine Rolle spielen.

Die Gutachter stellen fest (S. 21): *„Erst im Rahmen von signifikanten Herausforderungen im Rahmen der Energiewende, wie einer signifikanten Zahl an Anschlussbegehren, zeigt sich die Energiewendekompetenz in Form eines Outputs.“* „Kompetenz“ (qualitativ) und „Output“ (quantitativ) sind nicht gleichzusetzen. Zwischen den Netzbetreibern bestehen hinsichtlich der exogen getriebenen Netzanschlussbegehren wesentliche Unterschiede bei der Umsetzung, die zum großen Teil auf versorgungsstrukturellen Unterschieden beruhen und dementsprechend

zu divergierenden Kennzahlenwerten führen. Hierbei ist jedoch kein Rückschluss auf die Kompetenz des jeweiligen Netzbetreibers möglich.

3 Anreizsystem

3.1 Grundsätzliche Anmerkungen

Das Anreizsystem bezieht sich auf die drei Kennzahlen 1. Umsetzungsquote EE, 2. Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen (Energiewendetechnologien) und 3. Netzanschlussdauer. Die individuellen Kennzahlenwerte werden zunächst ins Verhältnis zu den übrigen Netzbetreibern gesetzt. Dabei wird ein „Leistungsfaktor“ bezüglich der Umsetzungsquote sowohl bei EE-Anlagen als auch bei Verbrauchseinrichtungen und ein „Zeitfaktor“ bezüglich der Mediane zur Netzanschlussdauer gebildet. Die sich daraus ergebenden Quoten liegen jeweils zwischen 0 (vollständig inkompetent) und 1 (vollständig kompetent). Diese beiden Quoten können bereits zur Bewertung herangezogen werden, um zu einer groben Einschätzung über die jährliche Umsetzung von Netzanschlussbegehren zu gelangen. Sie reichen aus, wenn die Anreize allein auf einer Veröffentlichung basieren sollen (wie etwa beim Digitalisierungsindex). Da die Bundesnetzagentur die (nachgelagerte) Einführung finanzieller Anreize erwägt, müssten diese Faktoren mit Preisen versehen werden.

Im etablierten Qualitätselement wird die Abweichung der netzbetreiberindividuellen von den (empirisch ermittelten) durchschnittlichen (in der Niederspannung) bzw. regressionsanalytisch ermittelten (in der Mittelspannung) Ausfallminuten je Letztverbraucher (SAIDI-Werte) mit der Gesamtzahl der Letztverbraucher im Netz multipliziert, um die Größe des Schadens zu ermitteln. Die resultierende Zahl wird mit dem monetären Wert einer Ausfallminute pro Verbraucher („Value of Lost Load“) multipliziert, um den Gesamtschaden oder zusätzlichen Nutzen zu berechnen.

Die vorgeschlagenen Kennzahlen zur Energiewendekompetenz sind dimensionslos, sollen aber zur Monetarisierung in Bezug auf die absolute Betroffenheit von zusätzlichen Netzanschlüssen skaliert werden. Zu diesem Zweck wird je Netzbetreiber ermittelt, wie viel CO₂ durch den Anschluss der EE-Anlagen (konkret) und Verbrauchseinrichtungen (abstrakt) vermieden werden kann („technologiespezifisches CO₂-Einsparpotenzial“). Dieses Einsparpotenzial wird mit dem Energieerzeugungs- bzw. -nutzungspotenzial multipliziert („anlagenspezifisches CO₂-Einsparpotenzial“). Diese Menge wird sodann mit den sog. „Vergleichsfaktoren“ (Leistungsfaktor und Zeitfaktor) Kompetenzfaktoren multipliziert, so dass der „Basiswert“ entsteht, der die „energiewendekompetenzkorrigierte“ Menge an CO₂-Einsparpotenzial je Netzbetreiber darstellt.

Der „Monetarisierungsfaktor“ bezeichnet im Gutachten den Anteil des Basiswerts eines Netzbetreibers an der Gesamtsumme der energiewendekompetenzkorrigierten Menge an CO₂-

Einsparpotenzial über alle Netzbetreiber (der Monetarisierungsfaktor ist hier ein Anteil von 0 bis 1 je Netzbetreiber, im Qualitätselement der Euro-Betrag je Ausfallminute). Dieser Monetarisierungsfaktor je Netzbetreiber kann daraufhin für eine Multiplikation mit der gewählten Anreizsumme (im Idealfall die gesamte CO₂-Einsparung über alle Verteilnetzbetreiber multipliziert mit dem CO₂-Preis) verwendet werden.

Im Falle eines reinen Bonus-Systems würde so jedem Netzbetreiber etwas ausgezahlt werden, wobei die Summe stark von seiner gesamten CO₂-Einsparung durch angeschlossene Anlagen und zusätzlich von seiner Energiewendekompetenz abhängen würde. Wäre jeder Netzbetreiber zu 100 Prozent energiewendekompetent, entspräche der Anteil am gesamten zu verteilenden Budget dem absoluten Beitrag des jeweiligen Netzbetreibers an der CO₂-Einsparung, auf Grundlage der angeschlossenen Anlagen. Durch den Einbezug der Energiewendekompetenz kann der Anteil aber höher oder niedriger ausfallen. Doch jeder Netzbetreiber, der energiewenderelevante Anlagen anschließt, erhält einen Anteil, sofern er nicht beim Leistungs- und Zeitfaktor schlechter als alle andere Netzbetreiber abschneidet und somit Werte von 0 erreicht.

Im Falle eines Bonus-Malus-Systems würde der energiewendekompetenzkorrigierte Anteil an der CO₂-Vermeidung mit dem nicht energiewendekompetenzkorrigierten Anteil an der Vermeidung verglichen und nur die Differenz als Anreiz einbezogen bzw. ausgezahlt. Der Netzbetreiber kann dies durch seine Kompetenz und die absolute Menge beeinflussen. Letztere ist jedoch hier deutlich weniger relevant, da nur die Differenz zwischen den Anteilen bepreist wird, nicht die absolute Höhe.

Zusammengefasst: Im reinen Bonussystem erhält der Netzbetreiber laut dem Gutachten Geld für nicht beeinflussbare Größen. Bei einem Bonus-Malus-System würde dieser Effekt nach dem Gutachten zu einem großen Teil durch einen relativen Vergleich kompensiert. Die absolute Höhe ist hier weniger entscheidend, aber weiterhin relevant.

Ein grundsätzlicher Unterschied zum bestehenden Qualitätselement besteht darin, dass die Anzahl der Letztverbraucher im Qualitätselement von außen gegeben ist und sämtliche Letztverbraucher (also die gesamte Netzgröße) abdeckt. Die CO₂-Vermeidung hängt hingegen von Art und Menge der angeschlossenen Anlagen ab („Technologiemix“). Hier ist also nicht die gesamte „Größe“ oder angefragte Anschlussmenge des Netzbetreibers abgebildet, sondern nur der laut den Gutachten für die Energiewende relevante Teil. Aufgrund des Diskriminierungsverbots und des Anschlusszwangs darf der Netzbetreiber diesen Teil aber nicht „steuern“. Er dürfte zum Beispiel nicht einen E-Ladepark einem Rechenzentrum vorziehen. Es hängt also stark von den Gegebenheiten vor Ort ab. Das bedeutet, ein Netzbetreiber kann sehr hohe Werte bei der Energiewendekompetenz erreichen, aber nur einen geringen Bonus erhalten,

da seine absolute Betroffenheit gering ist. Es stellt sich die Frage, ob eine solche Wirkung beabsichtigt ist.

Im Anreizsystem wird das CO₂-Einsparpotenzial neuer Anlagen geschätzt, indem die mittlere Erzeugung pro kW installierter Leistung aus Bestandsanlagen verwendet wird. Damit fließen regionale Standortbedingungen (z. B. Sonneneinstrahlung, Windhöufigkeit) direkt in die Bewertung ein, obwohl sie vom Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind. Netzbetreiber in wind- oder sonnenreichen Regionen erscheinen dadurch automatisch „effizienter“ als jene in weniger begünstigten Gebieten.

Die Gutachter scheinen anzunehmen, dass ein Netzbetreiber seine CO₂-Einsparung durch gezielte Priorisierung von Anlagen mit hohem Einsparpotenzial erhöhen kann, in dem er beispielsweise eine Speicheranlage einer PV-Anlage und vor allem einer konventionellen Erzeugungsanlage vorzieht. Das Diskriminierungsverbot schließt dies jedoch aus. Der Netzbetreiber kann also lediglich die Geschwindigkeit der Netzanschlussverfahren beeinflussen, aber nicht das Anfragenaufkommen. Daher kann er nur auf seine Energiewendekompetenz, aber nicht auf die individuelle CO₂-Einsparung einwirken.

Einordnung BDEW

Aus Sicht des BDEW ist es Aufgabe eines Netzbetreibers, sämtliche Anlagen mit Recht auf Netzanschluss schnellstmöglich und diskriminierungsfrei anzuschließen. Wie schnell ein Netzbetreiber dies – unabhängig von der Technologie – schafft, erweist, wie gut er seine Prozesse und sein Netz auf die Herausforderungen der Energiewende vorbereitet hat (vorausgesetzt, er ist nicht auf Kapazitäten des vorgelagerten Netzes angewiesen). Die Anschlüsse hinsichtlich der CO₂-Vermeidung zu bewerten und den Netzbetreiber anhand der Menge seiner Anschlüsse von Erneuerbaren-Anlagen zu belohnen, steht dem Diskriminierungsverbot entgegen und könnte zu Fehlanreizen führen. Es ist nicht Aufgabe des Netzbetreibers, bestimmte Anlagentypen priorisiert anzuschließen.

Für die Ermittlung der Energiewendekompetenz – insbesondere im Hinblick auf deren Monetarisierung – bestehen aus Sicht des BDEW erhebliche methodische Unsicherheiten. Die im Gutachten vorgeschlagene Anreizstruktur erscheint komplex und nur eingeschränkt nachvollziehbar, da sie auf einer Vielzahl von Rechenschritten und Annahmen beruht. **Es besteht die Sorge, dass mit einer fehlenden Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse die Akzeptanz des Instruments in der Praxis beeinträchtigt werden wird.**

Eine Monetarisierung auf Grundlage der CO₂-Vermeidung ist aus Sicht des BDEW derzeit noch kritisch zu bewerten. Die zugrunde liegenden Annahmen sind mit erheblichen Unsicherheiten behaftet und basieren teilweise auf Größen, die außerhalb der Beeinflussbarkeit der

Netzbetreiber liegen (z. B. Standortfaktoren, Anfragenaufkommen oder technologische Zusammensetzung der Anlagen). Zudem finden sie keine Entsprechung in den gesetzlichen Vorgaben.

Vor diesem Hintergrund spricht sich der BDEW klar für eine reine Bonus-Ausgestaltung des Anreizsystems aus. Damit ließe sich sicherstellen, dass Netzbetreiber für ihre tatsächlichen Beiträge zur Energiewende positiv incentiviert werden, ohne gleichzeitig finanziellen Risiken durch exogene Rahmenbedingungen ausgesetzt zu sein, die sie nicht beeinflussen können.

3.2 Zeitfaktor

Der Zeitfaktor dient dazu, die Kennzahl „Median Dauer“ zwischen den Netzbetreibern vergleichbar zu machen. Die Gutachter ermitteln für jeden Netzbetreiber, getrennt nach Netzebene und EE-Erzeuger/Verbrauchseinrichtung, den Median für die zwei betrachteten Zeitspannen und addieren diese. Diese Kennzahl wird abgezogen von der Kennzahl des 95%-Quartil-langsamsten Netzbetreibers und das Ergebnis dividiert durch die Kennzahl des 95%-Quartil-langsamsten Netzbetreibers. Der resultierende Wert (Zeitfaktor) sagt für jeden Netzbetreiber aus, wie viel Prozent er schneller im Vergleich zum langsamsten Netzbetreiber ist. 100 % erreicht ein Netzbetreiber mit ausschließlich einem Median von 0. Ein Netzbetreiber erreicht 0 %, wenn er der 95%-Quartil langsamste Netzbetreiber ist. Dieser dimensionslose Faktor zwischen 0 und 100 % wird über die CO₂-Vermeidungskosten und die Anreizrate in eine monetäre Größe umgewandelt.

Einordnung BDEW

Die kalenderjahresscharfe Erhebung der Kennzahlenwerte führt zu einer eingeschränkten Aussagekraft des Zeitfaktors, da insbesondere die Methodik der Medianbildung eine von vornherein anzunehmende Volatilität der Werte im Jahresvergleich bedingt.

Der Berechnungsansatz setzt auf einen fiktiven und von den Daten unabhängigen Zielwert von einer Median-Dauer von 0 Tagen, welcher zu 100 % führt. Für Werte abweichend von 0 Tagen ist der Vergleichsmaßstab der langsamste Netzbetreiber. Dies macht die „Effizienzwerte“ stark von der Verteilung der Medianwerte und vor allem dem Extremwert des 95%-Quartil-langsamsten Netzbetreibers abhängig. Benötigt der langsamste Netzbetreiber 100 Tage und ich 30, ergibt sich ein Zeitfaktor von $(100-30)/100 = 70 \%$. Benötigt der langsamste Netzbetreiber jedoch nur 40 Tage und der zu bewertende Netzbetreiber 30, ergibt sich für letzteren ein Zeitfaktor von $(40-30)/40 = 25 \%$.

Benötigt der schnellste Netzbetreiber 39 Tage und der langsamste Netzbetreiber 40, so erhält der schnellste Netzbetreiber einen Zeitfaktor (Effizienzwert) von $(40-39)/40 = 2,5 \%$. Hohe

Werte werden dementsprechend nur erreicht, wenn die relative Distanz zum langsamsten Netzbetreiber besonders groß ist.

Eine Abhängigkeit der Ergebnisse von einzelnen grenzsetzenden Beobachtungen ist immer schwierig, wenn Unsicherheiten bei der Datenqualität sowie „Spezialeffekte“ bei einzelnen Netzbetreibern auftauchen können. Um der Ausreißerproblematik vorzubeugen, wird im Gutachten bei der Bildung des jeweiligen Vergleichsfaktors „s“ nicht der schlechteste bzw. beste Netzbetreiber als Referenz herangezogen. Stattdessen wird der Wert des 95%-Grenz-Netzbetreibers als Vergleichsbasis verwendet. Aber auch dieser Wert kann ein Ausreißer sein. Die Verwendung als Grenzwert setzt sehr großes Vertrauen in die Datenqualität als auch in die Eignung als Referenzwert voraus.

So werden beispielsweise im Effizienzvergleich neben der Durchführung von Ausreißeranalysen diverse Strukturparameter als Kontrollvariablen herangezogen, ebenso im Qualitätselement in der Mittelspannung. In der Niederspannung dienen im Qualitätselement Durchschnitte anstelle einzelner Beobachtungen als Referenzwerte.

Statt den Zeitfaktor auf einen fiktiven Zielwert von 0 Tagen zu normieren, könnte der Vergleich mit dem schnellsten Netzbetreiber bzw. dem unteren 5%-Quartil erfolgen. Ein Netzbetreiber würde dann einen Zeitfaktor von 1 erhalten, wenn seine Median-Dauer geringer oder gleich der Dauer des Netzbetreibers im unteren 5%-Quartil ist. Diese Skalierung würde Verzerrungen durch geringe Unterschiede zum 95%-Grenz-Netzbetreiber vermeiden und zu einer aussagekräftigeren Bewertung der Anschlussgeschwindigkeit führen.

3.3 Leistungsfaktor

Auch beim Leistungsfaktor (Umsetzungsquoten EE-Anlagen bzw. „Energiewendetechnologien“), ergibt sich aufgrund der kalenderjahresscharfen Erhebung der Kennzahlenwerte eine eingeschränkte Aussagekraft. So sind Netzanschlussverfahren, insbesondere bei den höheren Spannungsebenen, nicht innerhalb von einem Jahr abgeschlossen. Zudem sind qualifizierte Netzanschlussbegehren umso schwerer in demselben Kalenderjahr umzusetzen, je später im Kalenderjahr diese gestellt werden. Parallele Anschlussbegehren, die in einem Kalenderjahr gestellt werden, jedoch im Laufe des/der nächsten Kalenderjahre(s) vom Anschlusspetenten zurückgenommen werden, sind dann jedoch bereits in die Berechnung des jahresscharfen „Umsetzungsdefizits“ eingegangen. Diese Definitionsunschärfen sind im Entwurf der Methodenfestlegung unbedingt aufzulösen. Möglicherweise hilft hierbei eine Durchschnittswertbildung über mehrere Kalenderjahre.

3.4 CO₂-Einsparpotenzial neuer Anlagen

Grundsätzlich ist fraglich, ob das Anreizmodell der dem Netzbetreiber (und nicht dem Anlagenbetreiber) zugerechneten CO₂-Einsparung den Zielen der Regulierung entspricht. Es ist **gesetzlich nicht die originäre Aufgabe der Netzbetreiber** (möglicherweise auch nicht der Regulierungsbehörde), CO₂-Einsparungspotenziale zu heben. Vielmehr bindet ein wirkungsloses, nicht durch den Adressaten beeinflussbares Instrument finanzielle, technische und personelle Ressourcen, die an anderer Stelle wirkungsvoller, auch für die Energiewende, eingesetzt werden könnten. Zielführender und direkt wirkungsvoller wäre es zum Beispiel bei der Beschaffung „grüner“ Verlustenergie endlich die Kosten der vom Netzbetreiber beeinflussbaren Maßnahmen zur Einsparung von CO₂ regulatorisch anzuerkennen, eine langjährige Forderung des BDEW.

Zudem ist die CO₂-Einsparung als Kriterium problematisch, weil sie zu einer volkswirtschaftlich ineffizienten Priorisierung von Netzanschlussbegehren führen kann. Ein wirtschaftlich agierender Netzbetreiber könnte versucht sein, Anlagen mit höherem CO₂-Einsparpotenzial bevorzugt anzuschließen, auch wenn dies unter gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht optimal ist. So entsteht ein Widerspruch zwischen der neutralen, diskriminierungsfreien Anschlussverpflichtung und dem Anreiz, bestimmte Anlagen strategisch zu priorisieren.

Es fehlt eine „Vergütungssicherheit“ bzw. Anreizstabilität für gleichwertige Beiträge zur Energiewende. Die Höhe des Anreizbudgets ergibt sich unter anderem aus dem „gesamtdeutschen“ CO₂-Einsparpotenzial, das wiederum von der insgesamt neu angeschlossenen Leistung im Stromsystem abhängt. Dieses Budget wird anschließend auf die Netzbetreiber verteilt. Die Folge ist, dass ein Netzbetreiber – selbst, wenn er in zwei unterschiedlichen Jahren exakt dieselbe Leistung anschließt, denselben Zeitfaktor und denselben Leistungsfaktor erreicht – (ceteris paribus) in dem Jahr, in dem insgesamt weniger Leistung im System angeschossen wurde, einen geringeren Bonus erhalten kann, wenn das Gesamtanreizbudget kleiner ausfällt. Der einzelne Netzbetreiber kann die Höhe des Gesamtanreizbudgets aber nicht beeinflussen.

Eine **systematische Benachteiligung städtisch geprägter Versorgungsgebiete** ist mit Blick auf das CO₂-Einsparpotenzial bestimmter Technologien bzw. Leistungsklassen **unbedingt zu vermeiden**. Netzbetreiber mit städtisch geprägtem Versorgungsgebiet sind im Vergleich zu ländlich geprägten Versorgungsgebieten eher mit einer Vielzahl von Anschlussanfragen kleinerer EE-Anlagen betroffen.

Zudem ist die Ermittlung des anlagenspezifischen CO₂-Einsparpotenzials bei **Verbrauchseinrichtungen dringend kritisch zu hinterfragen**. Das Einsparpotenzial „sonstiger Verbrauchseinrichtungen“ findet keine Berücksichtigung. Grundsätzlich ist die im Gutachten herangezogene Annahme eines kausalen Zusammenhangs zwischen der Errichtung bestimmter

Verbrauchsanlagen (insbesondere Batteriespeichern) und der Errichtung von EE-Anlagen zu pauschal und trägt der Komplexität der Materie nicht hinreichend Rechnung. So handeln beispielsweise Batteriespeicherbetreiber nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten, unabhängig von der Art der Erzeugungstechnologie. Dringend zu prüfen ist auch – jenseits des CO₂-Einsparpotenzials – der Umgang mit Rechenzentren, die enorm große Netzkapazitäten binden und deren Ansiedlung im Zuge der Digitalisierungsstrategien von Bundes- und Landesregierungen forciert wird.

4 Digitalisierung

Die Gutachter schlagen vor, Transparenz zum Stand der Digitalisierung der Stromverteilnetze durch einen „Digitalisierungsindex“ zu schaffen.

Einordnung BDEW

Im Gutachten sind aus unserer Sicht weder die Berechnung des Indizes noch die Zusammensetzung der einzelnen Komponenten ausreichend dargestellt. **Die individuellen Ergebnisse sind daher nicht nachvollziehbar.**

Es bleibt offen, wie der Gutachter mit spezifischen Fragestellungen umgegangen ist: So wird beispielsweise nicht erläutert, ob bei Frage 8.3 des [Erhebungsbogens](#) („Für welche Anwendungsfälle ist bzw. wird es in Ihrem Webportal möglich sein ein Netzanschlussbegehren zu stellen?“) eine Durchschnittsbildung über den gesamten Fragenkomplex erfolgte oder die Einzelwerte dieser Frage im Mittelwert berücksichtigt wurden. Ebenso bleibt unklar, ob und wie die Antworten zu „Sonstigen Anwendungen“ in die Bewertung eingeflossen sind.

Auch bei der Gewichtung der einzelnen Bestandteile des Indizes bestehen Unklarheiten, die sich nicht nur auf den Digitalisierungsindex selbst, sondern auch auf weitere Teilindizes beziehen. Exemplarisch sei hier der Index „Digitale Prozesse und Systeme“ genannt, bei dem nicht ersichtlich ist, ob die Mittelwerte für die verschiedenen Spannungsebenen (NS, MS, HS) als ein Wert oder als drei Einzelwerte mit dem Wert „KI“ für die Indexbildung verwendet wurden.

Dies wirft die grundsätzliche Frage auf, welchen konkreten Mehrwert der Gesamtindex bietet. Eine unmittelbare Ableitung von Handlungsempfehlungen ist auch aus gutachterlicher Sicht nicht möglich. Durch die mehrfache Mittelwertbildung entsteht vielmehr ein erheblicher Verwässerungseffekt, der die Aussagekraft des Index erheblich einschränkt. Zudem ist eine höhere Ausprägung des Indizes nicht zwangsläufig mit einer höheren Kompetenz gleichzusetzen ist, da qualitative Aspekte („Kompetenz“) und quantitative Ergebnisse („Output“) nicht direkt vergleichbar sind. Angesichts der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben ist es nicht erforderlich und auch nicht volkswirtschaftlich effizient, dass jeder Verteilnetzbetreiber sämtliche

Digitalisierungsmaßnahmen in allen vier betrachteten Säulen gleichermaßen umsetzt. Vor diesem Hintergrund erscheint der Digitalisierungsindex in seiner derzeitigen Ausgestaltung nicht geeignet zur Ableitung fundierter Investitionsentscheidungen.

Für künftige Erhebungen ist es unerlässlich, die verwendeten Definitionen deutlich zu schärfen. Beispielsweise wird eine Antwort mit „ja“ aktuell pauschal mit 100 Prozent bewertet, ohne eine differenzierte Betrachtung zu ermöglichen. Es bedarf daher einer stärkeren Differenzierung in den Antwortmöglichkeiten beziehungsweise einer klaren Definition, welche Kriterien für ein „ja“ tatsächlich erfüllt sein müssen. Am Beispiel der Frage 6.5 („Setzen Sie in Ihrer Netzplanung ein zeitreihenbasiertes (oder gleichwertiges) Verfahren ein?“) ist zu hinterfragen, ob ein Testbetrieb oder eine gelegentliche Nutzung zu Plausibilisierungszwecken bereits als Erfüllung der Anforderung gilt, oder ob das Verfahren dafür als Standard im täglichen Betrieb implementiert sein muss.

Nur wenn die Netzbetreiber die Fragestellungen mit einem einheitlichen Verständnis beantworten, können die resultierenden Indizes als valide Grundlage für einen aussagekräftigen und vergleichbaren Benchmark dienen.

5 Netzservicequalität

Der BDEW stimmt der Empfehlung der Gutachter zu, die Einführung eines verpflichtenden, mit Anreizen versehenen Regulierungssystems zur Netzservicequalität vorerst zurückzustellen. Entgegen der Empfehlung sollte jedoch auch darauf verzichtet werden, im Rahmen eines begleitenden Monitorings die Serviceindikatoren zu erfassen und auszuwerten. Dies würde eine weitere Datenerhebung und somit erheblichen Aufwand für die Netzbetreiber bedeuten – zusätzlich zur Datenerhebung zur Energiewendekompetenz. Die Netzbetreiber unterliegen bereits einer Vielzahl von Veröffentlichungs- und Berichtspflichten. Einen Bedarf für eine Erweiterung der Qualitätsregulierung um die Netzservicequalität können wir derzeit nicht feststellen.

ACHTUNG BÜROKRATIE

Wir möchten daran erinnern, dass im Koalitionsvertrag der Bundesregierung dem Abbau der Bürokratie ein besonderer Stellenwert zugemessen wird. Dies meint auch behördliche Festlegungen. Im Koalitionsvertrag heißt es:

„Wir reduzieren Statistikpflichten, Datenerhebungen und Meldungen für Unternehmen.“ (Rz 1976f.)

Falls ein Monitoring zur Netzservicequalität dennoch stattfinden soll, wäre zunächst zu klären, mit welchen Indikatoren und Kennzahlen die Servicequalität objektiv und einfach abgebildet

werden könnte. Es dürften lediglich solche Aspekte einbezogen werden, die eindeutig definiert und abgegrenzt sind sowie der Verantwortlichkeit und Beeinflussbarkeit der Netzbetreiber unterliegen. Durch Kunden, Behörden oder Dritte getriebene „Verzerrungen“ müssten ausgeschlossen werden. So sind etwa Kundenumfragen äußerst anfällig für solche Verzerrungen.