

Berlin, 29. November 2024

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

Eckpunkte der Bundesnetzagentur zu Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen

Konsultation der Großen Beschlusskammer Energie
vom 14. Oktober 2024 (GBK-24-02-1#4)

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, über 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

Allgemeiner Hinweis	3
Kommentierung der Eckpunkte	3
1 Vorwort.....	3
2 Hintergrund.....	3
3 Die Qualitätsregulierung und ihre geänderten Anforderungen	4
4 Grundsätzliche Überlegungen zur Anpassung der Qualitätsregulierung	4
4.1 Die Versorgungsqualität	4
4.2 Zeitpunkt der Einführung einer erweiterten Qualitätsregulierung.....	6
4.3 Adressatenkreis	7
4.4 Transparenz	8
5 Qualitätsregulierung der Gasverteilernetze.....	9
6 Qualitätsregulierung der Elektrizitätsverteilernetze	9
6.1 Grundlagen	9
6.2 Netzzuverlässigkeit	9
6.3 Netzleistungsfähigkeit	11
6.3.1 Kriterien für die Indikatoren zur Beschreibung der Energiewendekompetenz.....	11
6.3.2 Netzanschluss	12
6.3.3 Digitalisierung und Smart Grids.....	16
6.3.4 Abregelungen und netzorientierte Steuerung	18
6.3.5 Standardisierung.....	18
6.4 Netzservicequalität.....	19
7 Fragen der Bundesnetzagentur	19
8 Anhang.....	24

Allgemeiner Hinweis

Der Beitrag des BDEW zur Konsultation der Bundesnetzagentur (BNetzA) von [Eckpunkten](#) für Anreizmechanismen zur Versorgungsqualität erfolgt über das vorgesehene [Excel-Formblatt](#). Das vorliegende Dokument dient Veröffentlichungszwecken. Die folgenden Texte sind identisch mit den Texten im ausgefüllten Formblatt, das der BDEW fristgerecht am 29. November 2024 einreicht, und folgen den einzelnen Abschnitten des Eckpunktepapiers.

Kommentierung der Eckpunkte

1 Vorwort

Keine Anmerkungen

2 Hintergrund

Der BDEW unterstützt das Vorhaben, Netzbetreiber zu belohnen, die bei der Transformation ihrer Stromnetze in der Energiewende eine besonders hohe Kompetenz unter Beweis stellen (siehe unsere [Stellungnahme](#) zu den [Eckpunkten](#) „NEST“ der Bundesnetzagentur zur Weiterentwicklung der Strom- und Gasnetzregulierung vom Januar 2024). Wir halten weiterhin das von der Behörde geplante schrittweise Vorgehen für sinnvoll: Zunächst sind der Begriff „Energiewendekompetenz“ sowie geeignete Indikatoren (Aufgreifkriterien) und damit Zielsetzungen zu klären. Aus den Indikatoren will die Bundesnetzagentur Kennzahlen ableiten, auf dieser Grundlage geeignete Daten erheben und (für jeden einzelnen Netzbetreiber) zunächst über mehrere Jahre veröffentlichen. Erst im letzten Schritt und in einer separaten Methodenfestlegung will die Behörde mögliche finanzielle Anreize bestimmen.

Wir weisen erneut darauf hin: Bereits die Veröffentlichung der Kennzahlen entfaltet Anreize für die Netzbetreiber, ihre Ergebnisse zu verbessern. Aufwand und Nutzen der Datenerhebung sind zudem stetig zu prüfen, um dem Ziel der Bundesnetzagentur, die Regulierung „transparenter, einfacher und weniger bürokratisch“ (NEST-Eckpunktepapier) zu gestalten, Genüge zu tun.

Maßnahmen zur Vereinfachung, Standardisierung und Digitalisierung müssen konsequent weiter vorangetrieben werden. Der Netzanschlussprozess ist für alle Beteiligten zu vereinfachen und so zu beschleunigen. Entsprechende Gespräche finden mit Branchenvertretern bereits im

Rahmen des „[Branchendialoges zur Beschleunigung von Netzanschlüssen](#)“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz statt.

3 Die Qualitätsregulierung und ihre geänderten Anforderungen

Der BDEW stimmt der BNetzA zu, dass die Qualitätsregulierung einen notwendigen Gegenpart zu einer auf Kosteneffizienz ausgerichteten Regulierung der Netze bildet. Es geht nicht um Zielvorgaben oder um das Erreichen einer maximal möglichen Qualitätserbringung, sondern um die Austarierung von Kosteneffizienz und Versorgungsqualität in Eigenverantwortung des jeweiligen Netzbetreibers – auch wenn Verteilnetzbetreiber grundsätzlich eine bestmögliche Qualitätserbringung anstreben sollten. Damit die Qualitätsregulierung gesamtwirtschaftlich sinnvolle Anreize setzen kann, ist eine gesamthafte Betrachtung und eine Abwägung zwischen Aufwand und Nutzen notwendig.

Die Regulierung dient der Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele. Daher erscheint es sinnvoll, die Ziele der Energiewende auch neben und außerhalb der Qualitätsregulierung mit einem outputorientierten Anreizsystem zu verankern.

4 Grundsätzliche Überlegungen zur Anpassung der Qualitätsregulierung

4.1 Die Versorgungsqualität

Was ist „Energiewendekompetenz“ im Verteilnetz?

Aus Sicht des BDEW bedeutet Energiewendekompetenz im Verteilnetz die Antizipation und Umsetzung der Anforderungen der Energiewende an die Transformation der Netzinfrastrukturen im Einklang mit dem energiewirtschaftlichen Zieldreieck der Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit.

Diese Sichtweise steht im Einklang mit der Definition des Begriffs „Energiewendekompetenz“ durch die BNetzA. Allerdings sind für ein umfassendes Verständnis folgende Aspekte von größter Bedeutung:

Ein Verteilnetzbetreiber mit hoher Energiewendekompetenz setzt die dramatisch ansteigenden Netzanschlüsse und Leistungserhöhungen unter größtmöglicher Kundenorientierung (z.B. durch effiziente Prozessgestaltung und Standardisierung der Anforderungen an Kunden) sowie unter Beachtung technischer Randbedingungen und Verfügbarkeit von Ressourcen um. Damit trägt er in hohem Maße zur Dekarbonisierung der Energieerzeugung (Erneuerbaren-Anlagen), des Verkehrs (Ladeinfrastruktur) und der Wärmeversorgung (z.B. Wärmepumpen) bei. Der Verteilnetzbetreiber bewältigt zudem die weiteren zusätzlichen Lasten im Zuge der

Elektrifizierung von Industrieprozessen, der Sektorkopplung (z.B. Elektrolyseure) und der Digitalisierung (z.B. Rechenzentren).

Zu diesem Zweck baut der Verteilnetzbetreiber sein Netz vorausschauend, wirtschaftlich und mit geeigneter Dimensionierung anhand der geltenden politisch gesetzten Ziele aus. Nutzung und Ausbau seines Netzes erfolgen effizient sowohl mit konventionellen Mitteln als auch mit Hilfe der Digitalisierung (z.B. digitale Ortsnetzstationen, Sensorik und automatische Steuerung). Auch durch den Verteilnetzbetreiber betriebene Speicher können zur effizienten Netzaussteuerung sinnvoll sein. Der Verteilnetzbetreiber nimmt eine gesamtheitliche Energieplanung mit funktionierenden Kommunikationsprozessen mit allen Stakeholdern vor, unter Berücksichtigung der Herausforderungen der Transformation der Gasnetze. Dabei erhält er weiterhin einen zuverlässigen Netz- und Systembetrieb. Der Verteilnetzbetreiber sorgt zudem für hohe Kundenzufriedenheit durch schnelle, einfache und – soweit sinnvoll und technisch möglich – digitalisierte und standardisierte Verfahren.

Die Energiewendekompetenz eines Verteilnetzbetreibers ist immer im Verhältnis zu seiner **regional unterschiedlichen Versorgungsaufgabe** und der damit verbundenen, örtlichen Energiewende zu bewerten. Dabei sind u. a. Last- und Erzeugungsdichte, Schwerpunkte im Erneuerbaren-Ausbau (z. B. Windenergie- oder PV-Anlagen) sowie die Flächenverfügbarkeit für den Infrastrukturausbau zu betrachten und zu berücksichtigen.

Diese regional unterschiedliche Versorgungsaufgabe ist zentral und muss bei allen Diskussionen über Energiewendekompetenz einschließlich Indikatoren, Kennzahlen und Anreizen stets im Mittelpunkt stehen. Wir betonen zudem: Die Energiewende ist seit Langem in vollem Gang. So steigt die Anzahl an Netzanschlüssen in sehr vielen Netzen seit Jahren überproportional und teils dramatisch an. Die Ressourcenlage der Netzbetreiber ist dementsprechend auf das Äußerste angespannt.

Zwei Säulen für Anreize zur Steigerung der Energiewendekompetenz

Bei jeder Betrachtung von Anreizmechanismen zur Energiewendekompetenz muss die Frage im Mittelpunkt stehen, wie die Netzbetreiber für hohe Energiewendekompetenz belohnt werden können. Zu diesem Zweck halten wir zwei separate Säulen für Anreize sinnvoll. Die erste Säule beschreibt sogenannte „Kompetenzparameter“. Diese setzen Anreize für jeden einzelnen Netzbetreiber unter Berücksichtigung struktureller Unterschiede in der Versorgungsaufgabe. Der Fokus muss auf wenigen Indikatoren mit dem größten Hub für die Energiewende liegen.

Der BDEW hält es nicht für zielführend, solche Kompetenzparameter ausschließlich über das Qualitätselement abzubilden. Ob und in welchem Ausmaße Kompetenzparameter Teil des

Qualitätselements sein sollten, ist nach unserer Auffassung offen zu diskutieren. Das klassische Bonus-Malus-System im Qualitätselement ist nicht geeignet zur Belohnung von Energiewendekompetenz und zur Befähigung der gesamten Branche. Daher sind mögliche Anreize zur Steigerung der Energiewendekompetenz losgelöst vom bestehenden Qualitätselement zu betrachten. Geeigneter als ein weiteres verpflichtendes Modul im Qualitätselement ist etwa eine Opt-In- bzw. Antragslösung mit Qualifikation (z.B. in Anlehnung an Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 ARegV oder Forschungs- und Entwicklungskosten gemäß § 25a ARegV). Um hohe Energiewendekompetenz zu belohnen, müssen wir außerhalb des Korsetts der hergebrachten Anreizregulierung denken.

Wir schlagen vor diesem Hintergrund als zweite Säule die **Möglichkeit zu individuellen Zielvereinbarungen mit der BNetzA** vor. Diese können einzelne Netzbetreiber oder Gruppen von Netzbetreibern (in Form von Kooperationen) mit der Bundesnetzagentur treffen. Die Teilnahme steht sämtlichen Netzbetreibern offen. Zentral sind die Entwicklung und Bereitstellung branchenweiter Lösungen und Standards zur Bewältigung übergeordneter Herausforderungen, vor der alle oder eine Mehrzahl der Netzbetreiber im Zuge der Energiewende stehen. Ziel ist die Befähigung der gesamten Branche. Die Nutzung der entwickelten Lösungen durch die übrigen Netzbetreiber muss freiwillig bleiben; verpflichtende Standards für die gesamte Branche dürfen daraus nicht entstehen – diese müssen im Falle des Netzanschlusses beispielsweise im Rahmen des Branchendialogs zur Beschleunigung von Netzanschlüssen verankert werden. Eine Verpflichtung zu Standards ist kein Teil der Anreizregulierung, sondern der Gesetzgebung bzw. Festlegungen der Regulierungsbehörde. Zudem sollte sich die Belohnung auf die Entwicklung und Bereitstellung dieser Lösungen beschränken. Die Nutzung der bereitgestellten Lösung durch einen dritten Netzbetreiber sollte nicht entlohnt werden, da dieser bereits von der unentgeltlichen Bereitstellung dieser Lösung profitiert. Bei den betrachteten Maßnahmen sollte auch berücksichtigt werden, inwiefern diese zu einer Beschleunigung der Energiewende beitragen.

4.2 Zeitpunkt der Einführung einer erweiterten Qualitätsregulierung

Eine erweiterte Qualitätsregulierung auf Basis von Kennzahlenwerten erfordert große Sorgfalt bei der Datendefinition und Erhebungsmethodik. Die Erhebung und Veröffentlichung von Kennzahlen vor der Festlegung monetärer Anreizmechanismen ist daher zwingend notwendig. Stringente Methoden und hohe Datenqualität müssen klaren Vorrang vor Schnelligkeit haben. Wie die BNetzA betont, ist die Einführung einer erweiterten Qualitätsregulierung nicht an eine Regulierungsperiode gebunden und unabhängig von deren Beginn. Die BNetzA sollte klarstellen, dass eine mögliche Erweiterung der Qualitätsregulierung im Laufe der fünften Regulierungsperiode und keinesfalls früher erfolgen würde.

4.3 Adressatenkreis

Energiewendekompetenz ist nicht abhängig von der Größe des Verteilnetzbetreibers. Es muss allen Netzbetreibern auf freiwilliger Basis offenstehen, ihre individuelle Kompetenz zu beweisen und entsprechend belohnt zu werden. Dies spricht dafür, Anreize zur Steigerung der Energiewendekompetenz außerhalb des Qualitätselementes zu setzen. In jedem Falle müssen Aufwand und Nutzen einer möglichen Ausweitung des Adressatenkreises des Qualitätselementes in einem angemessenen Verhältnis stehen. Eine detaillierte Analyse zur Ausweitung durch das von der BNetzA beauftragte Gutachterkonsortium ist somit unabdingbar.

Die BNetzA begründet die Ausweitung des Adressatenkreises mit der pauschalen Aussage, dass sich alle Netzbetreiber gleichermaßen den Herausforderungen der Energiewende stellen müssen. Nicht alle Netzbetreiber sind aber gleichermaßen von der Energiewende und deren unterschiedlichen Ausprägungen je nach Versorgungsaufgabe betroffen. Falls einen Netzbetreiber etwa verhältnismäßig wenige EE-Netzanschlussbegehren erreichen, darf dies keinesfalls zu einer schlechteren Bewertung seiner Energiewendekompetenz führen.

Vom Adressatenkreis für Anreize zur Energiewendekompetenz zu trennen ist die angedachte Ausweitung des Adressatenkreises des verpflichtenden bestehenden Qualitätselementes (Netzzuverlässigkeit Strom). Diese stünde im drastischen Widerspruch zum Ziel der BNetzA, die Regulierung „schneller und einfacher und vor allem weniger bürokratisch“ auszugestalten (NEST-Eckpunktepapier). Die Behörde sollte aufzeigen, an welchen Stellen die bisherige Abstufung beim Qualitätselement zu Regelungslücken und Fehlanreizen geführt hat und den Handlungsbedarf konkret belegen. Da bei einer Ausweitung des Adressatenkreises gesamtwirtschaftlich der mögliche Nutzen in keinem Verhältnis zum Umsetzungsaufwand steht, sollte aus Sicht des BDEW das bestehende Qualitätselement (Netzzuverlässigkeit Strom) weiterhin auf Verteilnetzbetreiber mit mehr als 30.000 Kunden beschränkt bleiben.

Mit dem bisher bei rund 200 Stromverteilnetzbetreibern im regulären Verfahren umgesetzten Qualitätselement Netzzuverlässigkeit Strom wurde eine Abdeckung von rund 85 Prozent der Letztverbraucher erreicht. Die Netzzuverlässigkeitskennziffern (SAIDI und ASIDI) haben sich über alle rund 860 Stromverteilnetze in Deutschland – einschließlich der über 600 Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren – seit 2006 immer weiter verbessert und sind weiterhin auf einem Spitzenplatz im internationalen Vergleich. Der Nutzen einer Ausdehnung des Adressatenkreises bezogen auf die Netzzuverlässigkeit Strom ist daher erheblich in Zweifel zu ziehen und erscheint unverhältnismäßig. Sicher ist hingegen der stark steigende Umsetzungsaufwand bei den Netzbetreibern und der BNetzA. Zu bedenken ist dabei auch: Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren unterliegen in vielen Fällen der Aufsicht der Landesregulierungsbehörden und somit nicht der BNetzA. Im Falle einer Ausweitung des Adressatenkreises wäre unbedingt ein Gleichklang zwischen diesen Regulierungsbehörden sicherzustellen.

Wenn der Adressatenkreis erweitert werden soll, müssen erhebliche Anstrengungen der BNetzA und der bisher nicht einbezogenen Netzbetreiber sowie ggf. der Landesregulierungsbehörden getätigt werden, um eine belastbare Datenbasis sicherzustellen und Verzerrungen zu Lasten anderer Netzbetreiber zu vermeiden. Die Erfahrungen zeigen, dass eine hohe Datenqualität essenziell ist und bestimmte Daten auch bei einer mehrjährigen Veröffentlichungspraxis nicht ohne Weiteres für Anreizmechanismen genutzt werden können. Das bestehende Qualitätselement sollte somit nicht auf Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren ausgeweitet werden.

4.4 Transparenz

Der BDEW unterstützt weiterhin eine umfassende Veröffentlichung von Netzbetreiberdaten zur Beschreibung der Versorgungsqualität (Netzzuverlässigkeit) durch die BNetzA. Die Transparenz dient der Sicherung der Datenqualität, der Nachvollziehbarkeit und der Akzeptanz. Sie setzt bereits umfassende Anreize zur Optimierung der Versorgungsqualität. Zusammen mit diesen Daten sollte die BNetzA auch Erläuterungen zu den Qualitätsdaten, deren Aussagegehalt, zu strukturellen Unterschieden und zu den Zusammenhängen einer integrierten Kosten- und Qualitätsoptimierung veröffentlichen.

Alle Netzbetreiber sind gemäß § 52 EnWG verpflichtet, der BNetzA die aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen zu melden. Die BNetzA ermittelt und veröffentlicht hieraus bundesweite und länderspezifische Netzzuverlässigkeitskennziffern (SAIDI, ASIDI). Zudem veröffentlicht die Behörde eine Excel-Datei mit den gemeldeten Einzelstörungsdaten, jedoch ohne konkrete Nennung der jeweiligen Netzbetreiber. Nur für die bisher an der Qualitätsregulierung teilnehmenden Stromverteilnetzbetreiber im regulären Verfahren erfolgt eine Veröffentlichung der Qualitätselemente mitsamt der unternehmensindividuellen Netzzuverlässigkeitskennziffern, Referenzwerte und Strukturparameter.

Der BDEW schlägt vor, die Transparenz bei der Versorgungsqualität zu erhöhen, indem die BNetzA für alle Netzbetreiber jährlich die individuellen SAIDI- und ASIDI-Werte, die Anzahl der Letztverbraucher und installierten Bemessungsscheinleistungen, veröffentlicht und auch bei den Einzelstörungsdaten die Netzbetreibernamen nennt. Bereits die Veröffentlichung würde ohne wesentlichen Umsetzungsaufwand Optimierungsanreize auch bei Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren setzen und zu einer Verbesserung der Datenqualität beitragen.

Eine ergänzende Ausweitung der bereits umfangreichen Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber ist aus Sicht des BDEW nicht notwendig und nicht zielführend.

5 Qualitätsregulierung der Gasverteilernetze

Der BDEW unterstützt das Vorhaben der BNetzA, keine Qualitätsregulierung der Gasverteilernetze einführen zu wollen.

Im Jahr 2023 waren Letztverbraucher in Deutschland im Durchschnitt lediglich 1,26 Minuten nicht mit Gas versorgt. Der langjährige Mittelwert liegt bei 1,52 Minuten. Die außerordentlich hohe Netzzuverlässigkeit verdeutlicht den Fokus der Gasnetzbetreiber auf die technische Sicherheit. Daher besteht weder Handlungsbedarf für eine Qualitätsregulierung noch eine belastbare methodische Grundlage.

Ob und wie die Transformation der Gasnetze zukünftig in einer Qualitätsregulierung abgebildet werden könnte, ist höchst fraglich. Wie bei anderen Ansätzen zur Qualitätsregulierung wäre zunächst zu klären, welche Anreize gesetzt werden sollen und anhand welcher Indikatoren die Qualität der Netzbetreiber erfasst und – unter Berücksichtigung struktureller Unterschiede und äußerer Einflüsse – vergleichbar gemacht werden könnte.

6 Qualitätsregulierung der Elektrizitätsverteilernetze

6.1 Grundlagen

Das Vorhaben der BNetzA, zunächst eine verlässliche und transparente Datengrundlage zu schaffen, ist von größter Bedeutung. Wie von der Behörde beschrieben, sind Mehrfachberücksichtigungen und Fehlanreize in den Regulierungsinstrumenten zu vermeiden. Eine umfassende Beurteilung ist allerdings erst möglich, sobald alle Elemente des weiterentwickelten Regulierungssystems bekannt sind. Aus Sicht des BDEW ist höchst fraglich, ob das jetzige Qualitätselement mit seinen Zu- und Abschlägen auf die Erlösobergrenze wirksame Anreize zur Steigerung der Energiewendekompetenz setzen kann (siehe unsere obigen Hinweise zu Abschnitt 4.1 der Eckpunkte). Bei der Datengrundlage ist wie bei allen Datenerfassungen sorgsam darauf zu achten, dass jedes Datum einfach erfasst und qualitätsgesichert gemeldet werden kann. Neue, aufwändige Berichterstattungssysteme sind ebenso wie Mehrfachmeldungen oder erst mit erheblichem Aufwand zu generierende Daten unbedingt zu vermeiden.

6.2 Netzzuverlässigkeit

Das Qualitätselement Netzzuverlässigkeit wird seit 2012 bei den Stromverteilnetzbetreibern umgesetzt und hat sich erfolgreich etabliert. Damit das Qualitätselement, wie von der BNetzA beschrieben, den notwendigen Gegenpart zu einer auf Kosteneffizienz ausgerichteten Regulierung der Netze bilden kann, ist immer eine gesamthafte Betrachtung der resultierenden Wirkungen und Anreize notwendig.

Aus Sicht des BDEW hat sich die bisherige Methodik im Grundsatz bewährt. Grundlegende Änderungen an der Ausgestaltung des Qualitätselementes sind nicht notwendig, auch mit Blick auf den verlässlichen Rahmen für langfristige Investitionsentscheidungen. Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Höhere Gewalt“ werden bei der Ermittlung der Qualitätselemente nicht berücksichtigt. Die BNetzA plant nun Anpassungen bei der Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zu diesem Störungsanlass und will hierzu einen neuen Katalog erarbeiten. Die konkrete Überarbeitung des Zuordnungskatalogs steht zwar noch aus, doch hat sich die BNetzA anscheinend auf eine reduzierte Anerkennung höherer Gewalt vorfestgelegt, um den Erhebungs- und Verwaltungsaufwand zu verringern. Allerdings ist der Grund für den hohen Aufwand vor allem in den verschärften Nachweisforderungen und der Ablehnung praktikabler Ansätze durch die BNetzA zu finden.

Der BDEW spricht sich bereits seit langer Zeit für eine sachgerechte, praktikable und verlässliche Abgrenzung höherer Gewalt aus, um den Aufwand für Nachweisführung und Abklärung zu mindern. Zuletzt schlugen wir in unserer [Stellungnahme](#) vom November 2023 zur Methodenfestlegung zum Qualitätselement in der vierten Regulierungsperiode konkrete Maßnahmen zur Reduzierung des Abwicklungsaufwands vor. Bedauerlicherweise greift die BNetzA diese Vorschläge bisher nicht auf.

Es ist nach wie vor methodisch richtig und geboten, dass Ereignisse höherer Gewalt nicht in das Qualitätselement eingehen. Die bisherige Abgrenzung war und ist eine Entscheidungsgrundlage für langfristige Assetstrategien und Investitionsentscheidungen. Sie sollte im Sinne einer verlässlichen Regulierung nur nach einer gesamthaften Abwägung angepasst werden.

Eine veränderte Abgrenzung von höherer Gewalt würde Netzbetreibern Fehlanreize geben, ihre Netze auf Extremereignisse auszulegen, um Versorgungsunterbrechungen auch bei höherer Gewalt möglichst zu vermeiden. Wenn in Verbindung mit dem Klimawandel lokale Extremwetterereignisse (sehr kleinräumige Starkregen und Sturmereignisse) statistisch sehr viel häufiger zu erwarten sind, ist es gesamtwirtschaftlich nicht in jedem Fall sinnvoll, die Stromnetzinfrastuktur auf diese Extremfälle auszulegen. Die bisher angestrebte Optimierung aus Netzkosten und Versorgungsqualität würde zu Lasten der Kosteneffizienz verzerrt werden. Dies wäre ein klarer Fehlanreiz und gesamtwirtschaftlich nicht sinnvoll.

Es sollte weiterhin eine Optimierung unter Einbeziehung von Aufwand und Nutzen erfolgen. Dies gilt insbesondere für die weitläufigen ländlichen Räume, in denen die gesetzliche Anschlusspflicht häufig in einem gewissen Konflikt zum kosteneffizienten Netzbetrieb steht. Darüber hinaus ist zu beachten, dass eine weitergehende Absicherung gegen zunehmende Extremwetterereignisse vor allem in die Normung und anschließende Planung von Netzausbau- und Netzerneuerungsmaßnahmen einfließen kann, die Bestandsanlagen strukturell jedoch weder kurz- noch mittelfristig kosteneffizient umgebaut werden können.

Extremwetterereignisse wie die Regenfälle in Bayern im Frühjahr 2024 und das Ahrtal-Hochwasser waren in ihrer extremen Ausprägung nicht vorhersehbar und müssen daher auch weiterhin als „höhere Gewalt“ von der Bewertung im Rahmen des Qualitätselements ausgenommen werden.

Wenn die BNetzA den Katalog zur Abgrenzung höherer Gewalt überarbeiten will, sollte dies ohne Vorfestlegungen, sachgerecht und nach dem Stand der Wissenschaft erfolgen. Aus Sicht des BDEW könnte die bestehende Abgrenzung beibehalten, der Nachweis von höherer Gewalt aber vereinfacht und pragmatischer ausgestaltet werden.

Neben der Frage der Abgrenzung höherer Gewalt sollten im Vorfeld der Methodenfestlegung weitere Anpassungen geprüft werden. In unserer [Stellungnahme](#) vom November 2023 zur Methodenfestlegung zum Qualitätselement in der vierten Regulierungsperiode haben wir eine Reihe von Anpassungen zur gezielten Reduzierung von Schwachstellen vorgeschlagen, darunter zur Verbesserung der Datengrundlage, zur Absicherung statistischer Ergebnisse und zur Verbesserung der Genauigkeit.

Grundsätzlich ist zu klären, ob und welche Anpassungen bei der Abbildung struktureller Unterschiede der Netzbetreiber möglich und sachgerecht sind. So sollte auf Basis eines umfangreicheren Datensatzes überprüft werden, ob zusätzlich zur Lastdichte weitere Strukturparameter herangezogen werden können, um die Aussagekraft und Belastbarkeit der Referenzfunktion in der Mittelspannungsebene zu erhöhen.

Für die empirische Analyse von möglichen Strukturparametern und Referenzfunktionen könnten etwa die im Rahmen des BNetzA-Effizienzvergleichs erhobenen Daten genutzt werden (zum Vergleich unsere [Stellungnahme](#) vom Februar 2023 zur Datenerhebung Qualitätselement). Zum Beispiel sind topografische Charakteristika eines Netzgebietes exogen vorgegebene Strukturen, die ebenfalls einen Einfluss auf die Nichtverfügbarkeit des Stromnetzes haben können. Eine Betrachtung und Überprüfung dieser Einflüsse blieb bislang aus, obwohl die Daten bereits vorliegen und auch einer Plausibilitätsprüfung durch die BNetzA unterlagen. Es ist unbedingt zu vermeiden, dass Schwächen der Referenzfunktion zu falschen Referenzwerten führen und damit Fehlanreize setzen.

6.3 Netzleistungsfähigkeit

6.3.1 Kriterien für die Indikatoren zur Beschreibung der Energiewendekompetenz

Der BDEW stimmt den von der BNetzA vorgeschlagenen Kriterien zu. Sämtliche vorgeschlagenen Indikatoren sind anhand dieser Kriterien umfassend zu prüfen, so dass sie dem rechtlichen Erfordernis der Verhältnismäßigkeit gerecht werden.

Zwei Kriterien fehlen allerdings aus Sicht des BDEW. Das erste ist Zukunftsfestigkeit. Die (insbesondere monetären) Anreizmechanismen für Energiewendekompetenz sollen nach Vorstellung der Bundesnetzagentur frühestens ab der fünften Regulierungsperiode, also ab dem Jahr 2029 greifen. Die Energiewende ist aber in vollem Gange. Bei manchen Netzbetreibern wird das Gros der notwendigen Netzanschlüsse und des Netzausbaus zu diesem Zeitpunkt bereits bewältigt worden sein. Nicht nur die Netzbetreiber, sondern auch die Regulierungsbehörde muss hier vorausschauend handeln.

Eng mit der Zukunftsfestigkeit verbunden ist das Kriterium der Technologieneutralität. Eine Verengung der Diskussion oder gar der Indikatoren auf bestimmte Technologien ist unbedingt zu vermeiden. Welche konkreten Technologien in welchem Ausmaß relevant für die Energiewende sind, lässt sich für die Jahre ab 2030 schwer vorhersagen. Offenheit ist insbesondere bei der Digitalisierung und dem Aufbau von „Smart Grids“ geboten.

Zur Vermeidung von Fehlanreizen zählt aus Sicht des BDEW auch das Vermeiden von Widersprüchen innerhalb des Regulierungssystems. So wäre es widersinnig, einerseits Anreize zu setzen, möglichst rasch möglichst viele Netzanschlüsse abzuwickeln, andererseits aber vom Gebrauch dadurch notwendiger Steuerungsmaßnahmen (Redispatch oder nach § 14a EnWG) abzuschrecken. Die strukturellen Unterschiede der Netzbetreiber müssen zudem zwingend Berücksichtigung finden. So stehen etwa städtische und ländliche Netzbetreiber häufig vor unterschiedlichen Herausforderungen.

Zur Sicherstellung der „Umsetzbarkeit, Vergleichbarkeit und Messbarkeit“ ist zu beachten, dass für die Schaffung einer robusten Datenbasis die Netzbetreiber nach der Bestimmung von Kennzahlen möglicherweise Anpassungen an bestehenden IT-Systemen vornehmen müssen, um die gewünschten Daten verlässlich und reproduzierbar zu erheben. Die Kennzahlen sind von Beginn an möglichst exakt zu definieren und potenzielle Auslegungsspielräume gering zu halten bzw. bestenfalls vollständig auszuschließen, insbesondere vor der Einführung monetärer Anreize. Die Erfahrung zeigt, dass auch bei vermeintlicher Eindeutigkeit einer Definition immer wieder Fehlinterpretationen erfolgen. Daher sollte die BNetzA sämtliche Kennzahlen und Definitionen mit den Netzbetreibern zunächst umfassend erörtern. So kann auch sichergestellt werden, dass der Erhebungsaufwand für die Netzbetreiber minimiert wird.

6.3.2 Netzanschluss

Die zügige Netzintegration neuer Anlagen oder erweiterter bestehender Anlagen ist unbestreitbar Bestandteil der Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers. Die Netzbetreiber bewältigen bereits eine dramatisch steigende Zahl an Netzanschlüssen, etwa von PV-Anlagen, Wärmepumpen und Ladestationen. Netzanschlüsse werden auch nach Beginn der fünften Regulierungsperiode im Strombereich im Jahr 2029 eine wichtige Rolle in der Energiewende

spielen. Bei vielen Netzbetreibern könnten zu diesem Zeitpunkt die größten „Anschlusswellen“ aber bereits in der Vergangenheit liegen. Daher ist kontinuierlich zu prüfen, inwieweit die Netzanschlüsse – in Abhängigkeit von der Versorgungsaufgabe des jeweiligen Netzbetreibers – auch nach 2030 die gleiche Relevanz zum Voranbringen der Energiewende haben werden. Die vergangenen Anstrengungen von Netzbetreibern mit einer großen Anzahl von Netzanschlüssen müssen angemessen berücksichtigt werden. Auch hier verweisen wir auf mögliche Fehlanreize: Netzanschlüsse um jeden Preis sorgen für mehr Engpässe in den Netzen und damit für mehr Abregelungen.

Gleichzeitig betonen wir erneut, dass Maßnahmen zur Vereinfachung, Standardisierung und Digitalisierung weiter vorangetrieben werden müssen, um den Netzanschlussprozess für alle Beteiligten zu beschleunigen und zu vereinfachen.

Eine Differenzierung nach Kategorien bei der Anzahl und Geschwindigkeit von Netzanschlüssen ist sinnvoll und notwendig. Die vorgeschlagenen Kategorien gehen in die richtige Richtung. Die genaue Abgrenzung sollte die BNetzA aber mit der Branche eingehend abstimmen. Grundsätzlich sind auch hier eine sehr präzise Definition und Abgrenzung der einzelnen Kategorien notwendig (z. B. Anschluss eines Windenergieparks vs. Anschluss jeder einzelnen dortigen Anlage).

Zu erörtern ist etwa, inwieweit die Abgrenzung der einzelnen Kategorien auch die Netzebenen und Leistungsbänder bzw. Größe der Anlagen sowie eventuell auch die Erzeugungs- bzw. Bezugsart umfassen sollte. Möglich wäre bei den Einspeisern beispielsweise eine Abgrenzung nach Niederspannungs- bzw. Mittelspannungsrichtlinie (VDE AR-N 4105 bzw. VDE AR-N 4110) sowie nach Erzeugungsart (PV, Windenergie, KWK usw.).

Bei der Aufteilung in verschiedene Kategorien ist das Kriterium der Vollständigkeit von größter Bedeutung, um Fehlanreize und Ungleichgewichte zu vermeiden. So fehlen herkömmliche Hausanschlüsse, wodurch ein Anreiz entsteht, EE-Anlagen oder unmittelbar energiewenderelevante Verbraucher bevorzugt anzuschließen. Fraglich ist, ob steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG eine eigene Kategorie erhalten sollten. In den meisten Fällen liegt ein Netzanschluss bereits vor. Dessen Abrechnung wird lediglich um die Abrechnung der Verbrauchseinrichtung ergänzt.

Die Bundesnetzagentur schlägt vor, die drei Kennzahlen K1, K2 und K3 je Kategorie „i“ zu erheben. Dieses Vorgehen ist sinnvoll, da die unterschiedlichen Kategorien unterschiedlichen Herausforderungen unterschiedlicher Komplexität ausgesetzt sind. Eine Aggregation über diese Kategorien hinweg ist zu vermeiden. In den Formeldarstellungen wird jedoch für jede Kennzahl über alle Kategorien summiert. Wir gehen davon aus, dass dies von der Bundesnetzagentur nicht beabsichtigt ist.

Die Kennzahlen K1 und K2 sind aus Sicht des BDEW nicht zielführend. Anzahl und Leistung von Netzanschlüssen sind kundengetrieben und vollständig abhängig von der regionalen Versorgungsaufgabe. Eine große Anzahl an hergestellten Netzanschlüssen bzw. angeschlossener Leistung pro Jahr sagt nichts über die Kompetenz eines Netzbetreibers aus, sondern lediglich über dessen Betroffenheit von Anschlussanfragen. Diese wiederum ist vom Netzbetreiber nicht beeinflussbar und hängt von Strukturfaktoren ab. Die Bewältigung der gewaltigen Steigerungen bei den Netzanschlussanfragen (Anzahl und Leistung) ist regulatorisch über den Wachstumsausgleich zu berücksichtigen, nicht über eine Energiewendekompetenz.

Bei den Kennzahlen K1 und K2 sieht die BNetzA vor, eine Herstellung der Vergleichbarkeit über bereits erfolgte Anschlüsse zu erreichen. Das ist nicht sachgerecht, wie an folgendem Beispiel deutlich wird: Zwei Netzbetreiber A und B setzen in einem Jahr die gleiche Anzahl von 50 Neuanschlüssen um. Netzbetreiber A weist 100 bestehende Anschlüsse im Netzgebiet auf, Netzbetreiber B lediglich 10. Netzbetreiber A erzielt bei K1 einen Wert von 33 Prozent [= $50/(100+50)$], Netzbetreiber B jedoch einen Wert von 83 Prozent [= $50/(50+10)$]. Somit schneidet Netzbetreiber B trotz gleicher Zahl an Neuanschlüssen um ein Vielfaches besser ab. Die erfolgreiche Bewältigung einer Vielzahl von Netzanschlüssen in der Vergangenheit wirkt sich bei dieser Kennzahl negativ aus.

Kurz: Die bereits erfolgten Anschlüsse energiewenderelevanter Anlagen ist keine geeignete Grundlage für die Vergleichbarkeit von Neuanschlüssen zwischen Netzbetreibern.

Geeigneter als die Kennzahlen K1 und K2 erscheint Kennzahl K3, doch steckt hier der Teufel noch stärker im Detail. Die Erhebung von Anschlussgeschwindigkeiten ist äußerst komplex, vor allem da die Schnelligkeit von vielen Faktoren abhängt, die nicht vom Netzbetreiber beeinflussbar sind. Es sind genaue Definitionen von Messpunkten notwendig und das Netzanschlussverfahren muss in Einzelschritte zerlegt werden. Anschließend ist zu schauen, welche dieser Einzelschritte **im Einflussbereich des Netzbetreibers** liegen. Das bedeutet eine regelmäßige Überprüfung und Anpassung der Definitionen, um eine vergleichbare Datengrundlage zu schaffen. Die Geschwindigkeit sollte keinesfalls ohne umfassende Differenzierung zwischen den Netzbetreibern verglichen werden. Zudem darf Schnelligkeit keinesfalls auf Kosten der Qualität belohnt werden.

Eine Erhebung der Zeiträume kann zu Erkenntnissen darüber beitragen, ob und wie sich die Anschlusszeiten zwischen den VNB unterscheiden. So könnten beispielsweise systematische, netzbetreiberunabhängige Einflüsse wie besonders langwierige Genehmigungsverfahren in einzelnen Bundesländern oder Regionen ermittelt werden. Allerdings besteht bereits die gesetzliche Pflicht (§ 23c Abs. 1 Nr. 4c EnWG), die Anzahl der Netzanschlüsse nach Spannungsebenen zu veröffentlichen, die im vorangegangenen Kalenderjahr länger als drei Monate und

länger als sechs Monate ab dem Erhalt des Netzanschlussbegehrens nicht durchgeführt wurden.

Die Geschwindigkeit des Netzanschlusses ist bei Anschlüssen mit hoher Leistung oder auf höheren Spannungsebenen durch den Netzbetreiber schwer zu beeinflussen, da solche Anschlüsse Verhandlungen mit dem jeweiligen Netzanschlussnehmer einschließen. Der Massenprozess auf Niederspannungsebene bietet sich eher für eine Erhebung an.

Offensichtlich geeignete Vorgehensweisen gibt es aber auch hier nicht. So könnte etwa bei Erzeugungsanlagen der gesamte Zeitraum vom Eingang des Netzanschlussbegehrens bis zum Vertragsdatum oder zur Stromeinspeisebestätigung gemessen werden. Dieser Zeitraum würde auch „Liegezeiten“ beim Kunden und beim Installateur außerhalb des Einflusses des Netzbetreibers beinhalten. Ein Vorteil wäre der geringe Spielraum bei der Bemessung des Zeitraums und die geringe Komplexität durch einen einzigen, vollständigen Zeitraum.

Sachgerechter ist es allerdings, das Netzanschlussverfahren in Teilschritte zu zerlegen, zum Beispiel in den

- Zeitraum von der Vorlage aller Netzkundenunterlagen bis zur Netzbetreiberzusage (Mitteilung des Netzverknüpfungspunktes),
- den anschließenden Zeitraum bis zur Fertigmeldung des Installateurs,
- den anschließenden Zeitraum bis zum Zählereinbau oder zum Vertragsdatum,
- und dann bis zur Abrechnung.

Ein solches Vorgehen würde dabei helfen, äußere Einflüsse herauszurechnen, wäre in der Umsetzung allerdings sehr komplex. Im Einflussbereich des Netzbetreibers liegt etwa der Digitalisierungsgrad und damit verbunden die Bearbeitungszeit. Nicht im Einflussbereich liegt aber die Versorgungsaufgabe und davon abhängig die jeweiligen Kundenbedürfnisse. In manchen Netzen dominieren Anschlussprozesse für die Einspeisung, in anderen Netzgebieten für den Bezug.

Es erscheint daher nicht möglich, die durchschnittliche Anschlusszeit um alle äußeren Einflussfaktoren zu bereinigen und eine vergleichbare Anschlusszeit zu ermitteln, die ausschließlich auf Faktoren im Einflussbereich des Netzbetreibers basiert. Die Eignung der durchschnittlichen Anschlusszeit als Kennzahl für die Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers ist daher umfassend mit der Branche zu diskutieren.

Die durchschnittliche Anschlusszeit wird konkret von außen beeinflusst durch:

- die Anforderungen und Verfahren der Genehmigungsbehörden: Bereits bei einem Standardhausanschluss sind eine Trassenaufbruchgenehmigung, eine verkehrsrechtliche Genehmigung und ggf. koordinierte Gesamttrassenpläne notwendig. Durch die Zersiedelung in den Städten sind zudem erhöhte Anforderungen der Planungen zu

berücksichtigen, etwa bei Querungen von Brücken sowie Telekommunikations- oder Wasserleitungen. Außerdem sorgen insbesondere im städtischen Umfeld die Durchführung von Großveranstaltungen sowie der vorgeschriebene schonende Umgang mit Grünflächen durch Einsatz von Saugbaggern für Verzögerungen. Bei Individualbaumaßnahmen für große Verbraucher, beispielsweise Rechenzentren, Großbatterie-Speichern, Elektrolyseuren oder Power-to-Heat-Anlagen, ist zusätzlich die Zustimmung aller trassenbetreibenden Stellen auf Hauptverkehrsstraßen erforderlich.

- die Anzahl, Art und Qualität der Netzanschlussgesuche:
 - Erschwernisse durch Unvollständigkeit der Antragsunterlagen;
 - Parallele Antragstellungen des Kunden zur wirtschaftlichen Beurteilung des besten Standorts (diese können jedoch etwa durch Online-Tools für unverbindliche Netzanschlussauskünfte vermindert werden);
 - Änderung des Antrags (etwa zur Kapazitätsdimensionierung des nachgefragten Anschlusses);
 - Verzögerungen von kundenseitigen baulichen Vorleistungen;
 - Wegfall des Anschlussgesuchs (der Kunde zieht bspw. die Beauftragung zurück, weil sich seine wirtschaftliche Lage verändert hat oder er Investitionsentscheidungen für einen anderen Standort aus Gründen trifft, die nichts mit dem Netzbetrieb vor Ort zu tun haben);
 - Sonderanschlussituationen (in höheren Spannungsebenen).
- Die verfügbare restliche Netzkapazität: Ist diese nicht ausreichend, müssen bauliche Maßnahmen ergriffen werden, die im städtischen Umfeld in besonderer Weise wiederum den genehmigungsrechtlichen, polizeilichen und planungsumfangbezogenen Anforderungen unterliegen.

6.3.3 Digitalisierung und Smart Grids

Die Digitalisierung und der Aufbau „intelligenter“ Stromnetze dienen der Bewältigung der Versorgungsaufgabe, der effizienteren sowie schnelleren Kommunikation mit Anschlusspetenten und dem Vermeiden von Störungen. Sie sind kein Selbstzweck. Entsprechende Technologien sind „Input“ im Netzbetrieb, kein „Output“. Vor diesem Hintergrund ist zu prüfen, wie in einer stärker outputorientierten Anreizregulierung der Zubau digitaler Technologien an geeignete Outputfaktoren gekoppelt werden kann.

Ein bedarfsunabhängiger Massenzubau digitaler Technologien ist unbedingt zu vermeiden. Der Bedarf ist bei den Netzbetreibern unterschiedlich hoch. Das volkswirtschaftliche Effizienzmaximum wird keinesfalls in einer Digitalisierung sämtlicher Netzstrukturen liegen. So sind in vielen Gebieten mit geringer Bevölkerungs- und Leistungsdichte schon mit wenig oder gar keiner Digitalisierung jederzeit sichere Netzzustände erreichbar. Ziel muss daher sein, dass der

Netzbetreiber anhand der Bedingungen vor Ort entscheiden kann, ob Digitalisierung, konventioneller Netzausbau oder sonstige Maßnahmen die kosteneffizienteste Option ist. Zudem sind die umfassenden gesetzlichen und regulatorischen Verpflichtungen zu berücksichtigen, zum Beispiel zur Digitalisierung der Kommunikation im Netzanschlussverfahren sowie zur Umsetzung der Steuerbarkeit von EE- und Verbrauchsanlagen.

Bei der Bildung von Schlüsselindikatoren ist zwingend auf die alleinige Zuständigkeit des Netzbetreibers zu achten. So obliegt etwa der Einbau intelligenter Messsysteme dem Messstellenbetreiber. Die BNetzA trug im Anhang der Eckpunkte Beispiele für Schlüsselindikatoren aus verschiedenen Quellen zusammen. Viele von ihnen sind nicht in der Zuständigkeit oder Beeinflussbarkeit des Netzbetreibers. Ein Smart Grid dient beispielsweise nicht dazu, die Energiewende durch weitere Elektrifizierung voranzutreiben, sondern ermöglicht die kundengetriebene Elektrifizierung. Die Elektrifizierung ist nicht Aufgabe des Netzbetreibers. Auch die Prozentzahl der Netznutzer, die in einer Messdaten-App registriert sind, liegt nicht unmittelbar im Einflussbereich des Netzbetreibers.

Letztlich geht es der BNetzA insbesondere um die Ermittlung des Digitalisierungsfortschritts zur Erfüllung europäischer Vorgaben. Das kann aggregiert für die gesamte Branche erfolgen. Ein direkter Vergleich zwischen Netzbetreibern mit völlig unterschiedlichem Bedarf an Digitalisierungsmaßnahmen drängt sich hier nicht auf. Dies gilt umso mehr, als dass Digitalisierung häufig die Nutzung gemeinsamer Plattformen bedeutet.

Netzbetreiber setzen die Digitalisierung ihrer Netze um, wenn sie – jenseits gesetzlicher und regulatorischer Vorgaben – mit Blick auf die netzspezifischen Anforderungen technisch erforderlich und wirtschaftlich sinnvoll ist. Zu diesem Zweck muss der Regulierungsrahmen dem Netzbetreiber die Möglichkeit zur wirksamen Abwägung gewähren. Die wirtschaftlichen Anreize zur Digitalisierung sind in der aktuellen Regulierung nicht gegeben.

Im ersten Schritt ist daher anstelle komplexer Schlüsselindikatoren und Indizes sicherzustellen, dass die Nutzung von Digitalisierungsmaßnahmen regulatorisch nicht grundsätzlich unattraktiv ist. Das ist eine Frage des dringend notwendigen Wachstumsausgleichs. Nicht nur die schiere Masse an zu verbauenden Geräten und deren technische Wartung treiben die Kosten und den Personalaufwand in die Höhe, sondern auch die begrenzte Lebensdauer und softwareseitige Wartung von Geräten. So bringt jeder auslaufende Softwaresupport Sicherheitsrisiken mit sich.

Der Begriff der „intelligenten“ Ortsnetzstation ist notwendigerweise weit zu fassen. Regelbare Ortsnetztransformatoren zur automatischen Spannungshaltung spielen wegen der längeren Leitungslängen in ländlichen Regionen eine Rolle, weniger in den Städten. Dort wiederum ist

die fernauslesbare Messtechnik und die Fernsteuertechnik zur rechtzeitigen Ermittlung und Vermeidung (insbesondere lastgetriebener) Engpässe von größerer Bedeutung.

6.3.4 Abregelungen und netzorientierte Steuerung

Der BDEW schließt sich den Überlegungen der BNetzA an, dass sowohl Laststeuerung als auch Abregelungen im Rahmen der Energiewendekompetenz keine Rolle spielen sollten, da hier bereits andere Regulierungsmechanismen greifen. So muss der Netzbetreiber nach Eingriffen gemäß § 14a EnWG unmittelbar die Notwendigkeit zur Netzausbauplanung- und Netzertüchtigungsplanung für den Netzbereich berücksichtigen und Maßnahmen der Abhilfe prüfen. Angesichts unzureichender Erfahrungen mit solchen Eingriffen ist eine Bewertung denkbarer Grenzwerte zum aktuellen Zeitpunkt nicht möglich.

6.3.5 Standardisierung

Es ist von größter Bedeutung, zwischen den betroffenen Stakeholdern (Netzbetreibern, Anschlusspetenten, Politik usw.) ein gemeinsames Verständnis von „Standardisierung“ zu schaffen und jene Bereiche zu ermitteln, in denen Standardisierung den größten Mehrwert bringt. Zu bedenken ist dabei, dass **Standardisierung in erster Linie im Massengeschäft** (z. B. Marktprozesse über EDI@Energy) sinnvoll ist, nicht aber im Projektgeschäft. Gleichwohl ist eine Standardisierung der Antragsprozesse, der technischen Vorgaben und der Inbetriebnahmeverfahren auch in der Mittelspannung notwendig, um Verzögerungen und Mehrkosten abzubauen. So erarbeitet der BDEW aktuell einen Bundesmusterwortlaut für die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) in der Mittelspannung, im Einklang mit § 19 EnWG. Ein Bundesmusterwortlaut des BDEW für TAB in der Niederspannung liegt bereits seit Jahren vor. Die Regulierung kann verbindliche Anreize setzen, damit eine zwischen den verschiedenen Interessengruppen ausbalancierte Standardisierung stattfindet.

Eine Standardisierung liegt in der Zuständigkeit der Unternehmen und der Branchenverbände. Bei den Netzbetriebsmitteln etwa ist der VDE/FNN für die technischen Standards zuständig. Die Harmonisierung technischer Anforderungen in der Beschaffung von Netzbetriebsmitteln ist kein Thema für die Regulierung, sondern gemeinsame Aufgabe der Hersteller und Netzbetreiber.

Vor diesem Hintergrund ist es insbesondere bei der Standardisierung wichtig, außerhalb des engen Korsetts des Qualitätselements zu denken und Anreize für Projekte zur Standardisierung und skalierbarer Innovation zu setzen, die potenziell der gesamten Branche helfen. Die Energiewende kann nur dann erfolgreich sein, wenn sich alle Verteilnetzbetreiber der Transformationsaufgabe der Energiewende stellen und ihren bestmöglichen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele für Deutschland zu leisten. Zugleich muss der Fokus auf Kosteneffizienz liegen. Daher muss das Ziel verfolgt werden, skalierbare netzwirtschaftliche und -technische

Standardisierungs- sowie Innovationsprojekte zu fördern. Diese können von einzelnen Netzbetreibern oder auch durch Kooperationen von mehreren Netzbetreibern entwickelt werden. Durch die Schaffung eines freien Zugangs zu innovativen Lösungsansätzen können vor allem Netzbetreiber mit wenigen Ressourcen profitieren.

Wie in unseren Anmerkungen zum Abschnitt 4.1 dargelegt, schlagen wir daher vor, zwei Säulen für Anreize zu setzen: 1. Anreize zur Steigerung der Energiewendekompetenz der VNB im Einzelnen und 2. Anreize für Skalierungsprojekte und Branchenstandards für übergeordnete Herausforderungen zur Bewältigung der Energiewende, welche auf die Steigerung der Energiewendekompetenz in der Branche einzahlen. Netzbetreiber, die sich zur Umsetzung dieser Projekte verpflichten, entwickeln mit der BNetzA Zielvereinbarungen, um bei erfolgreicher Umsetzung eine Belohnung zu erhalten. Ein solches gesamtheitliches Konzept für die Energiewendekompetenz ist eine gute Grundlage, die Herausforderungen der Energiewende effektiv und effizient zu meistern und dabei die Stabilität und Zuverlässigkeit der Stromnetze zu gewährleisten.

6.4 Netzservicequalität

Der BDEW stimmt der BNetzA zu, dass kein Bedarf für zusätzliche Anreize zur Steigerung der Netzservicequalität besteht. Eine Regulierung der Servicequalität sollte nur dann erwogen werden, wenn deren Notwendigkeit, Eignung und Angemessenheit erwiesen ist – nach eingehender Prüfung der Umsetzbarkeit durch den Netzbetreiber und des Nutzens für den Kunden.

Die Netzbetreiber unterliegen bereits einer Vielzahl von Veröffentlichungs- und Berichtspflichten. Wenn mehr Transparenz und Vergleichbarkeit durch die Veröffentlichung von Daten geschaffen werden sollen, müsste zunächst geklärt werden, mit welchen Daten bzw. Indikatoren die Servicequalität der Netzbetreiber objektiv abgebildet werden kann. 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“ müssen ausgeschlossen sein. So sind etwa Kundenumfragen äußerst anfällig für solche Verzerrungen.

7 Fragen der Bundesnetzagentur

4 Grundsätzliche Überlegungen zur Anpassung der Qualitätsregulierung:

Teilen Sie die Aussagen zur Ausweitung des Adressatenkreises?

Im Falle der Energiewendekompetenz sollte im folgenden (gutachterlichen) Prozess umfassend geprüft werden, welcher Adressatenkreis zu berücksichtigen ist. Grundsätzlich sollte es aus Sicht des BDEW allen Netzbetreibern auf freiwilliger Basis offenstehen, ihre individuelle Energiewendekompetenz zu beweisen und entsprechend belohnt zu werden. Dies spricht

dafür, Anreize zur Steigerung der Energiewendekompetenz außerhalb des Qualitätselementes zu setzen.

Eine Ausweitung des Adressatenkreises für das verpflichtende bestehende Qualitätselement (Netzzuverlässigkeit Strom) ist aus Sicht des BDEW weder erforderlich noch gesamtwirtschaftlich sinnvoll. Mit dem bisher bei rund 200 Stromverteilnetzbetreibern im regulären Verfahren umgesetzten Qualitätselement Netzzuverlässigkeit wurde eine Abdeckung von rund 85 % der Letztverbraucher erreicht. Eine Ausweitung des Adressatenkreises würde bei fraglichem Nutzen zu erheblichem Mehraufwand bei Netzbetreibern und BNetzA führen und damit das Ziel einer einfacheren und weniger bürokratischen Regulierung konterkarieren. Wenn der Adressatenkreis der Qualitätsregulierung erweitert werden soll, müssen erhebliche Anstrengungen der BNetzA und der bisher nicht einbezogenen Netzbetreiber getätigt werden, um eine belastbare Datenbasis sicherzustellen und Verzerrungen zu Lasten anderer Netzbetreiber zu vermeiden.

Welche Abgrenzung hinsichtlich des Adressatenkreises würden Sie vornehmen?

Vom Adressatenkreis für Anreize zur Steigerung der Energiewendekompetenz zu trennen ist die angedachte Ausweitung des Adressatenkreises des verpflichtenden bestehenden Qualitätselementes (Netzzuverlässigkeit Strom).

Da bei einer Ausweitung des Adressatenkreises der mögliche gesamtwirtschaftliche Nutzen in keinem Verhältnis zum Umsetzungsaufwand steht, sollte aus Sicht des BDEW das bestehende Qualitätselement (Netzzuverlässigkeit Strom) weiterhin auf Verteilnetzbetreiber mit mehr als 30.000 Kunden beschränkt bleiben.

Teilen Sie die Aussagen zur Ausweitung der Transparenz?

Der BDEW unterstützt weiterhin eine Veröffentlichung der Netzbetreiberdaten zur Beschreibung der Versorgungsqualität durch die BNetzA. Eine ergänzende Ausweitung von Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber ist aus Sicht des BDEW nicht notwendig und nicht zielführend. Der BDEW schlägt vor, die Transparenz bei der Versorgungsqualität zu erhöhen, indem die BNetzA für alle Netzbetreiber (auch im vereinfachten Verfahren) die individuellen SAIDI- und ASIDI-Werte veröffentlicht und auch bei den Einzelstörungsdaten die Netzbetreibernamen nennt. Bereits die Veröffentlichung würde ohne wesentlichen Umsetzungsaufwand Optimierungsanreize auch bei Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren setzen und zu einer Verbesserung der Datenqualität beitragen.

6.2 Netzzuverlässigkeit:

Wie würden Sie eine Abgrenzung der höheren Gewalt vornehmen?

Siehe unsere Anmerkungen zu Abschnitt 6.2 oben: Dass Ereignisse höherer Gewalt nicht in das Qualitätselement eingehen, ist nach wie vor methodisch richtig und geboten. Die bisherige Abgrenzung war Entscheidungsgrundlage für langfristige Assetstrategien und Investitionsentscheidungen. Sie sollte im Sinne einer verlässlichen Regulierung nur nach einer gesamtheitlichen Abwägung angepasst werden.

Aus Sicht des BDEW sollte die bestehende Abgrenzung beibehalten, der Nachweis von höherer Gewalt jedoch vereinfacht und pragmatisch ausgestaltet werden. Wenn die BNetzA den Katalog zur Abgrenzung höherer Gewalt überarbeiten will, sollte dies ohne Vorfestlegungen, sachgerecht und nach dem Stand der Wissenschaft erfolgen.

6.3.1 Der Begriff der Energiewendekompetenz:

Ist die vorgenommene Definition sinnvoll und vollständig?

Siehe unsere Anmerkungen zum Abschnitt 4.1 oben.

Wie würden Sie ein Unternehmen hinsichtlich seiner Energiewendekompetenz beurteilen und welche Kriterien legen Sie dabei an?

Siehe unsere Anmerkungen zu den Abschnitten 4.1 und 6.3.1 oben.

6.3.2 Netzanschluss:

Gibt es weitere Kategorien, die gebildet werden sollten?

Siehe unsere Anmerkungen zum Abschnitt 6.3.2 oben.

Ist die Gesamtanzahl der Netzanschlüsse und die Summe der Anschlussleistung die geeignete Größe, um eine Anschluss- und Leistungsdichte zu bestimmen?

Siehe unsere Anmerkungen zum Abschnitt 6.3.2 oben.

Eignen sich die vorgeschlagenen Kennzahlen, um die möglichst schnelle Herstellung möglichst vieler Netzanschlüsse innerhalb der gebildeten Kategorien anzureizen?

Siehe unsere Anmerkungen zum Abschnitt 6.3.2 oben.

Gibt es darüber hinaus geeignete Kennzahlen, die ebenfalls dafür geeignet sind?

Keine Anmerkungen

6.3.3 Digitalisierung und Smart Grids:

Siehe unsere Anmerkungen zu Abschnitt 6.3.3 oben.

Welche KI sind geeignet die Digitalisierung in den Stromverteilernetzen zu beschreiben und welchen Kategorien bzw. welchen Funktionalitäten lassen sich diese zuordnen?

Welche KI sind geeignet ein Smart Grid zu beschreiben und welchen Kategorien bzw. welchen Funktionalitäten lassen sich diese zuordnen?

Welches Ranking oder welche Hierarchie ist bei den gewählten KI bzw. KPI heranzuziehen, um deren Wichtigkeit herauszustellen?

Welches Vorgehen ist bei der Verdichtung der KI zu KPI vorteilhaft und wie viele KPIs sind sinnvoll?

Welche KI, KPI bzw. welchen Index würden Sie für einen Vergleich von Stromverteilernetzbetreibern hinsichtlich der Kompetenz im Bereich Digitalisierung oder Smart Grid für sinnvoll erachten?

Welche Ansätze für eine Monetarisierung erachten Sie für methodisch sinnvoll und praktikabel?

6.3.5 Standardisierung:

Welche Ansätze sehen Sie als sinnvoll und praktikabel an, um die Standardisierungs- und Modularisierungsprozesse in der Netzbranche anzureizen?

Siehe unsere Anmerkungen zu Abschnitt 6.3.5 oben.

6.4 Netzservicequalität:

Wäre eine Umfrage unter den Netzkunden in der Mittelspannung und höher ein geeigneter Anknüpfungspunkt für die Ermittlung der Netzservicequalität?

Kundenumfragen sind kein geeignetes Instrument zur Ermittlung der Netzservicequalität. Der BDEW bezweifelt, dass Umfragen zu nachvollziehbaren, aussagekräftigen und robusten Ergebnissen führen. Eine weitergehende Bewertung wäre nur dann möglich, wenn die konkreten Fragestellungen und das Befragungsdesign bekannt wären. Auch wäre zu klären, wie exogene Einflüsse auf die Netzservicequalität (z. B. gesetzliche Vorgaben, behördliche Genehmigungen) bei einer Kundenbefragung einbezogen werden könnten.

Darüber hinaus ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass sich hauptsächlich diejenigen Kunden an Umfragen beteiligen, die ein Problem haben. Im Ergebnis kommt es zu starken Verzerrungseffekten.

Die BNetzA befragte im Jahr 2020 knapp 600 Industrieunternehmen sowie Branchenverbände zur Spannungsqualität. Die Teilnahme an der Befragung war freiwillig. Da aus den eingegangenen Antworten kein repräsentatives Stimmungsbild ableitbar war, blieb offen, ob es bei der Spannungsqualität ein bundesweites und gravierendes Problem gibt. Im Ergebnis wurde richtigerweise auf regulatorische Maßnahmen verzichtet (vgl. [Bericht zur Spannungsqualität 2020](#)).

Auch für die Ermittlung des Monetarisierungsfaktors zum Qualitätselement Netzzuverlässigkeit ist in der Vergangenheit immer wieder die Möglichkeit von Kundenumfragen erörtert, aus den oben genannten Gründen aber nicht umgesetzt worden.

Gibt es weitere Anknüpfungspunkte für die Bewertung der Netzservicequalität eines Netzbetreibers?

Zu den im Eckpunktepapier genannten Anknüpfungspunkten haben wir aktuell keine Ergänzungen (siehe nachfolgende Antwort).

Stimmen Sie der Sichtweise zu, dass die derzeitigen gesetzlichen Regelungen die Netzservicequalität vollständig abbilden?

Der BDEW teilt die Einschätzung der BNetzA, dass unter den gegebenen Rahmenbedingungen keine zusätzlichen Anreize zur Förderung der Netzservicequalität erforderlich sind.

8 Anhang

Siehe unsere Anmerkungen zum Abschnitt 6.3.3 oben.