Berlin, 14. Februar 2025

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

Stellungnahme

Festlegung der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung im Strombereich

ENTWURF

Konsultation der Großen Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur vom 3. Februar 2025 (GBK-24-02-1#5)

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

1 Grundsätzliches 3

2 Erhebungsbogen: Allgemeine Anmerkungen 5

3 Erhebungsbogen: Anmerkungen zu einzelnen Abfragen 7

ENTWURF

1 Grundsätzliches

Der BDEW unterstützt weiterhin 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 zu den Eckpunkten der Bundesnetzagentur vom Oktober 2024). Die Konsultationsfrist für den Entwurf des Fragebogens ist mit 11 Tagen allerdings viel zu kurz bemessen. Eine sorgfältige Prüfung, ob insbesondere die rund 80 vollständig neuen Abfragen sinnvoll für eine mögliche Ableitung von Indikatoren und Kennzahlen zur „Energiewendekompetenz“ sowie mit angemessenem Aufwand erhebbar sind, ist in diesem Zeitraum nicht leistbar. Auch der geplante Erhebungszeitraum vom 17. März bis 30. April 2025 ist deutlich zu knapp. Anzahl und Qualität der erhobenen Daten werden darunter stark leiden. Dies ist umso kritischer, als dass die Große Beschlusskammer auf Grundlage dieser Daten die Indikatoren und Kennzahlen für die künftige Ausgestaltung der Netzleistungsfähigkeit („Energiewendekompetenz“) in einem erweiterten Qualitätselement ermitteln will. Die angestrebte „belastbare Datengrundlage“ wird dieses Konsultations- und Erhebungsverfahren nicht schaffen. Eine belastbare Datengrundlage ist aber Voraussetzung sachgerechter Schlussfolgerungen.

Weiterhin ist äußerst fraglich, ob die für die Erhebung der Daten erforderlichen Aufwände in einem angemessenen Verhältnis zu ihrem Nutzen stehen. Die Datenerhebung erfolgt bei sämtlichen Stromverteilnetzbetreibern in Deutschland. Ein Großteil der aus anderen Erhebungen (insb. Effizienzvergleich, Qualitätselement) übernommenen Fragen ist bislang bei vielen Netzbetreibern (jenen im vereinfachten Verfahren) nicht abgefragt worden.

Zahlreiche Rückmeldungen unserer Mitgliedsunternehmen zur Verfügbarkeit der Daten zeigen deutlich, dass viele der im Erhebungsbogen geforderten Daten bis zum 30. April 2025 in den Unternehmen nicht qualitätsgeprüft vorliegen werden. Hauptgründe dafür sind die schiere Menge der neuen Abfragen und der damit verbundene bürokratische Aufwand: Viele Abfragen müssen als Einzelabfragen aus den jeweiligen internen Systemen beantwortet werden. Viele Netzbetreiber haben in den vergangenen Jahren im Zuge gesetzlicher und regulatorischer Anforderungen ihre Systeme umgestellt und modernisiert – damit haben sich die Formate der erfassten Daten geändert. Selbst im Falle einer früheren Erfassung sind diese Daten daher rückwirkend nicht ohne weiteres in der geforderten Art und Weise auswertbar. Zudem setzt jede belastbare Datenerhebung klare Definitionen zur Sicherstellung der Vergleichbarkeit voraus, die in Vorjahren noch gar nicht vorlagen. Auch Schätzwerte bedürfen für eine hinreichende Validität einer ausreichenden Datengrundlage und der notwendigen Vorlaufzeit. Unter Parameter A.1 „fehlende Daten“ im Entwurf des Erhebungsbogens erläutert die BNetzA, dass „Daten, die nicht vorliegen und nicht ermittelt werden können, zu berechnen oder

ENTWURF

möglichst exakt zu schätzen“ seien. Mit dieser Vorgehensweise kann es zu keiner sinnvollen Vergleichbarkeit und Bewertung kommen.

Unter den derzeitigen Bedingungen hält der BDEW es nicht für sinnvoll, eine solch wichtige Datenerhebung anhand von Schätzwerten oder nicht qualitätsgeprüften Näherungen zu vollziehen. Zudem sollte die Abfrage der Daten von Vorjahren (2022 und 2023) überdacht werden, um bürokratischen Aufwand zu verringern und die Datenqualität zu verbessern.

Zu bedenken ist auch: Viele der vorgesehenen Abfragen sollen nach Ermittlung geeigneter Indikatoren und Kennzahlen nicht erneut abgefragt werden. Der Aufwand für die **einmalige Bereitstellung dieser Daten** steht in keinem Verhältnis zum Nutzen. In der Tat sind weit schlankere Datenerhebungen in den Folgejahren, wie von der Großen Beschlusskammer in Aussicht gestellt (Ziffer 5 der „wesentlichen Erwägungen“), von größter Bedeutung.

Die geplante Datenerhebung ist so umfangreich, dass sie dem Ziel des Bürokratieabbaus klar widerspricht. Sie bindet erhebliche Kapazitäten bei den Netzbetreibern, die für deren eigentliche Aufgabe, nämlich die Bearbeitung von Netzanschlussanfragen und die Umsetzung der Energiewende, gebraucht werden. Nach wie vor arbeiten die Netzbetreiber unter Hochdruck an der Bewältigung der exponentiell gestiegenen Netzanschlussbegehren.

Die Ausweitung des Qualitätselements auf Netzbetreiber mit weniger als 30.000 Kunden mag zwar zu einer gleichmäßigeren Qualitätsregulierung beitragen, Nachteile – insbesondere durch Bürokratieaufwuchs, Kosten und den Umsetzungsaufwand – sind jedoch in die Abwägung einzubeziehen. Aus Sicht des BDEW sollte die Qualitätsregulierung weiterhin auf Netzbetreiber mit mehr als 30.000 Kunden beschränkt bleiben. Die Energiewendekompetenz sollte unabhängig vom Qualitätselement auf freiwilliger Basis gefördert werden. Dies würde die Netzqualität sichern, ohne den Verwaltungsaufwand weiter aufzublähen. Diese Aspekte sollten bei der vorliegenden Abfrage berücksichtigt werden.

Der Großen Beschlusskammer zufolge soll davon auszugehen sein, dass „gut organisierten“ Netzbetreibern die abgefragten Daten bereits vorlägen und ein „energiewendekompetenter“ Netzbetreiber ein Eigeninteresse an der Verfügbarkeit dieser Daten habe (Ziffer 12 der „wesentlichen Erwägungen“). Diese Aussage verkennt, dass unternehmerische Verantwortung und Energiewendekompetenz auf unterschiedlichen Wegen wahrgenommen und erreicht werden können. In einer auf Kosteneffizienz ausgerichteten Anreizregulierung fokussieren die Netzbetreiber ihre unternehmensinternen Erhebungen auf das Notwendige und verzichten auf beständiges Controlling, wenn dies kostengünstiger zu erreichen ist. Im Übrigen kann auch ein „gut organisierter“ Netzbetreiber nicht im Voraus erahnen, welche Daten die Regulierungsbehörde künftig abfragen wird. Letztlich entscheidet jeder Netzbetreiber selbst im Rahmen der Anreizregulierung, wie er seine Aufgaben bestmöglich erfüllt.

ENTWURF

Der BDEW spricht sich dafür aus, dass für eine praxisnahe Erhebung ein direkter Austausch zwischen der Regulierungsbehörde bzw. Gutachtern und Netzbetreibern mit unterschiedlichen strukturellen Bedingungen erfolgt. So können zielgerichtet geeignete Indikatoren entwickelt werden. Ein solch vertiefter Einblick bewährte sich beispielsweise bei der Erstellung des ersten Digitalisierungsberichts des BMWK nach § 48 MsbG.

Die Datenerhebung selbst sollte sich in diesem ersten Schritt auf unmittelbar notwendige Daten beschränken – insbesondere solche, die ohne erheblichen Mehraufwand bereitgestellt werden können. Damit dies gelingt, müssen die Unternehmen und die Verbände die Möglichkeit erhalten, die Verfügbarkeit und Bereitstellbarkeit der Daten zu prüfen und zurückzumelden. Der BDEW schlägt daher vor, dass im Sinne eines praxisgerechten, zielgerichteten Vorgehens die Datenabfrage überprüft und entsprechend dieser Zielsetzung angepasst wird.

Die Erhebung der Daten parallel zur Erhebung der Daten für das „Monitoring Energie 2025“ ist sicher gut gemeint, aber aufgrund des zusätzlichen Aufwandes für die Unternehmen ungünstig und auch mit Blick auf den Zeitplan der Großen Beschlusskammer unnötig. Die zu erhebenden Daten für die Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung sollen in ein von der BNetzA beauftragtes Gutachten einfließen. Dessen Ergebnisse werden wiederum in den aktuell für Dezember 2025 geplanten Festlegungsentwurf einfließen. Eine überstürzte Datenerhebung bis zum 30. April 2025 wäre kontraproduktiv bei der Erstellung des Gutachtens und des Festlegungsentwurfs. Sie würde dem langfristigen Ziel, eine sachgerechte „Energiewendekompetenz“ zu erfassen, einen Bärendienst erweisen.

ENTWURF

Der BDEW fordert aus diesen Gründen die Große Beschlusskammer dringend auf, die Frist zur Abgabe des Erhebungsbogens zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung vom 30. April auf den 31. Mai 2025 zu verschieben, um eine Datenermittlung zu erleichtern.

2 Erhebungsbogen: Allgemeine Anmerkungen

Das Format des bereitgestellten Entwurfs des Erhebungsbogens (als geschütztes PDF) stellt einer internen Prüfung in den Unternehmen zur Verfügbarkeit der Daten unnötige Hürden in den Weg. So ist bei vielen Einträgen nicht erkennbar, welche Daten abgefragt werden sollen, da etwa die Antwortmöglichkeiten bei Drop-Down-Menüs nicht ersichtlich sind. Die geschützte Form des Dokuments erschwert unnötig das Arbeiten mit dem Fragebogen.

Darüber hinaus sind die Definitionen dringend zu überarbeiten und auf die bisher verwendeten Begrifflichkeiten in anderen Abfragen anzupassen, um Konsistenz sicherzustellen. Sofern die erhobenen Daten später als Vergleichskriterium zwischen Netzbetreibern verwendet werden sollen, sind zwingend eindeutige Definitionen zu Grunde zu legen. Die Definitionen und

die daraus resultierenden Daten müssen sicherstellen, dass vom Netzbetreiber beeinflussbare und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbare Prozesse getrennt voneinander auswertbar sind.

Eine Methodenfestlegung sollte erst auf Grundlage konsistenter Daten erfolgen. Daher ist ein kontinuierliches Monitoring der Datenqualität essenziell. Bei der Auswertung der Daten sollte berücksichtigt werden, ob es sich um Schätzwerte oder systemseitig ermittelte Werte handelt. Eine solche Angabe durch den Netzbetreiber sieht die BNetzA jedoch nicht vor, jenseits einer umständlichen Kommentarmöglichkeit am Ende des Erhebungsbogens. Zudem fehlen derzeit klare Vorgaben zum Umgang mit fehlenden oder nur eingeschränkt belastbaren Daten. Besonders im Bereich der Haushaltskunden sind erfasste Werte zum Beispiel fehleranfällig und mit Unsicherheiten behaftet. Nach aktuellem Stand wird rückblickend (d.h. nach Vorlage des Gutachtens bzw. des Festlegungsentwurfs) nicht ersichtlich sein, an welchen Stellen es Lücken in der Datenbereitstellung gab. Ein transparentes Monitoring ist insbesondere mit Blick auf die Weitergabe der Daten an die Gutachter entscheidend, damit diese die Informationen sachgerecht auswerten können.

Die Erhebung der Daten ist mit erheblichem finanziellem Aufwand verbunden und erfordert in vielen Fällen Investitionen sowie IT-Anpassungen. Angesichts der aktuellen Unsicherheiten ist unklar, welche kostspieligen Maßnahmen Unternehmen zur Datenerfassung und -auswertung bereits jetzt ergreifen sollten und welche Anforderungen künftig bestehen.

Die Ermittlung der vereinbarten Anschlussleistung gestaltet sich grundsätzlich schwierig, da diese in der Vergangenheit nicht gefordert wurde – weder durch die Stromnetzentgeltverordnung noch durch andere regulatorische Vorgaben. Dies betrifft insbesondere den Niederspannungsbereich, da bis zu einer Leistung von 30 kW keine separaten Vereinbarungen getroffen wurden, sondern Standardverträge gelten. Eine einfache Hochrechnung einer Pauschalleistung von 30 kW je Haushaltsanschluss ist aufgrund der Gleichzeitigkeitseffekte nicht sachgerecht. Weit in der Vergangenheit vereinbarte Anschlussleistungen liegen oft nur in Papierform vor und eine digitale Erfassung dieser Daten im kurzen Erhebungszeitraum kaum möglich. Insbesondere bei Anlagen nach § 14a EnWG lässt sich eher die Anzahl erfassen als die Anschlussleistung, da sich häufig am Netzanschluss nichts ändert, sondern lediglich an der Abrechnung. Besonders herausfordernd ist die Bestimmung der vereinbarten Anschlussleistung für Bestandskunden nach § 14a EnWG vor 2024 angesichts der zu Jahresbeginn 2024 in Kraft getretenen Regelungen der Beschlusskammer 6.

Bisher wurden in diesem Kontext stets „Anschluss- bzw. Einspeisepunkte“ abgefragt, nicht jedoch Netzanschlüsse – dies zeigt sich auch in Benchmarking- und Qualitätselement-Betrachtungen. Zudem sind Daten, die Zeit- und Durchschnittswerte im Netzanschlussprozess betreffen, schwer zu erfassen oder überhaupt nicht vorhanden, insbesondere rückwirkend.

ENTWURF

Für stichtagsbezogene Erhebungen sollte der zeitliche Datenbezug genauer definiert werden, beispielsweise durch eine einheitliche Bezugnahme auf den 31.12. des jeweiligen Kalenderjahres.

Wie der BDEW im zweiten Expertenaustausch am 29. Januar 2025 ausführlich darlegte, ist eine Erhebung und ein Vergleich von Daten insbesondere zu Anschlussdauern oberhalb 10 MW sowohl auf Erzeugungs- als auch Bezugsseite nicht zielführend. Bei Anschlussverfahren oberhalb dieser Schwelle handelt es sich um ein nicht vergleichbares Projektgeschäft, das auch systemseitig individueller erfasst wird als das Massengeschäft. In der Hoch- und Mittelspannung werden Einzelfalllösungen gefunden, Genehmigungsverfahren sind aufwändiger und Lieferfristen für Anlagen länger.

Der Einfluss durch den Netzbetreiber ist aus diesen Gründen weit geringer, zumal er ggfs. beim vorgelagerten Netzbetreiber eine Leistungserhöhung beantragen muss, die erst umgesetzt werden muss. Entsprechend der jeweiligen Netzanschlusssituation am Netzverknüpfungspunkt muss teilweise die Übertragungskapazität im eigenen Netz durch umfänglichen Netzausbau erweitert werden. Damit einher geht die Errichtung neuer Umspannwerke und HS-Leitungen. Nicht vom Netzbetreiber zu beeinflussen sind auch hier damit einhergehende Genehmigungsverfahren und Lieferzeiten. Andererseits ist es für die Netzbetreiber – und auch volkswirtschaftlich – nicht vertretbar, vor der Auftragserteilung bei Netzanschlüssen bzw. Kapazitätserweiterungen bereits mit dem Netzausbau zu beginnen bzw. die Leistungserhöhung beim vorgelagerten Netzbetreiber zu beantragen.

ENTWURF

3 Erhebungsbogen: Anmerkungen zu einzelnen Abfragen

Die Definitionen und Fragen zu den Frageblöcken 4 und 5 sollten möglichst präzisiert werden, um Missverständnisse zu vermeiden.

Laut Definition A.13 sind unter Anschlussbegehren alle Netzanschlussanfragen zu verstehen, die genehmigungs- oder anmeldepflichtig sind. Die Fragen zum Median der Prozessdauer „vollständiges/qualifiziertes Anschlussbegehren bis Netzanschlusszusage“ beziehen sich laut Definition A.14 nur auf genehmigungspflichtige Anschlussbegehren und damit auf eine Teilmenge. In der Niederspannung ist die deutlich überwiegende Anzahl der Anschlussbegehren für die unter dem Frageblock 5 genannten Verbraucher wie auch der größere Teil der Anschlussbegehren für EEG-Erzeugungsanlagen (Frageblock 4) nicht genehmigungspflichtig.

Die Fragen zum Median der Prozessdauer „Annahme Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme“ beziehen sich laut Definition A.16 nur auf Prozesse, bei denen eine Änderung des Netzanschlusses seitens des VNB erforderlich ist und damit auf eine verkleinerte Teilmenge.

Eine Änderung des Netzanschlusses ist lediglich bei einer geringen Anzahl der Anschlussbegehren für EEG-Erzeugungsanlagen (Frageblock 4) und Verbraucher (Frageblock 5) erforderlich.

Ein Beispiel für Herausforderungen bei den Definitionen ist die Inbetriebnahme. Dem Entwurf des Erhebungsbogens zufolge ist das „Unter-Spannung-Setzen“ des ersten Schaltgeräts relevant. Bei EEG-Anschlüssen in der Hochspannung ist dieses Schaltgerät im Eigentum des Kunden. Damit hängt die Kennzahl sehr stark vom Handeln des Kunden ab. Ein Extrembeispiel: Die Tätigkeiten des Netzbetreibers zum Netzanschluss sind bereits in kurzer Zeit vollendet, jedoch benötigt der Kunde noch drei Jahre, um das Umspannwerk zu errichten und in Betrieb zu nehmen. Nach der vorgesehenen Definition wäre damit die Dauer drei Jahre länger, obwohl dies nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers liegt. Ein weiteres Beispiel für äußere Einflüsse sind gesetzliche PV-Pflichten in manchen Bundesländern und Regionen. Diese führen dazu, dass ein Hausanschluss erst in Betrieb genommen wird, wenn auch eine PV-Anlage angeschlossen ist. Lieferengpässe können hier zu beträchtlichen Verzögerungen führen.

Zu Definition A.13 Anschlussbegehren:

- Es kommt vor, dass ein Netzanschlussbegehren aufgrund einer Netzverträglichkeitsprüfung nicht direkt am Hausanschluss bestätigt wird, sondern ein deutlich entfernter Netzverknüpfungspunkt genannt wird. Es folgt nach Rücksprache anschließend vereinzelt ein "neues" Anschlussbegehren mit verringerter Leistung direkt am Hausanschluss. Zählt dieser Vorgang als zwei Anschlussbegehren?
- Sind Netzanschlussbegehren, die aufgrund von technischen Netzverträglichkeitsprüfungen abgelehnt werden, hier ebenfalls relevant?

Zu Definition A.15/A.16 Anschlussprozess:

- **Verzögerungen, die nicht im Verschulden des Netzbetreibers liegen, dürfen hier nicht einfließen**. Um die Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers zu bewerten, dürfen nur die Zeiträume betrachtet werden, die in der Verantwortung des Netzbetreibers liegen. Verlängerungen des Prozesses auf Seiten von bspw. Anlagenbetreibern oder Installateuren sind auszuklammern.

Zum Parameter „Anzahl aller Anschlussbegehren von sonstigen EEG-Erzeugungsanlagen“

- Die aktuelle Formulierung ist widersprüchlich und bedarf einer klaren Definition. Während zunächst von Anschlussbegehren die Rede ist, wird später auf angeschlossene Anlagen abgestellt. Dies lässt vermuten, dass nur realisierte Netzanschlussbegehren gezählt werden, obwohl auch nicht realisierte Begehren erheblichen Aufwand verursachen.

LENTWURF

› Um Missverständnisse zu vermeiden, sollte die Definition präzisiert werden. Eine eindeutige Formulierung könnte lauten: „Anzahl der Anschlussbegehren […], für die ein Anschluss an die jeweilige Netz- oder Umspannebene bereits realisiert wurde oder geplant ist.“ Zudem ist zu beachten, dass Nummer 4.3.7 im Entwurf des Erhebungsbogens nicht existiert.

Zu Parameter „Summenleistung Anschlussbegehren EEG-Erzeugungsanlagen“

› Die aktuelle Formulierung ist widersprüchlich. Zu Beginn wird von Anschlussbegehren gesprochen, am Ende jedoch von angeschlossenen Anlagen. Solange eine Anlage nicht angeschlossen ist, existiert keine installierte Leistung, da das Vorhaben noch nicht abgeschlossen ist.

2 Strukturdaten Energiewendekompetenz

Zu 2.1.2, 2.1.4, 2.2.2, 2.2.4, 2.3.2, 2.3.4 („Summenleistung“):

› Wir bitten um Klarstellung: Ist die „Summenleistung“ hier als Summe von Einspeisung und Bezug zu verstehen?

› In der Niederspannung gibt es keine vertraglichen Vereinbarungen bzgl. der Summenleistung. Es liegen Kenngrößen für NS-Anschlüsse vor, aber kann bspw. die BKZ-Grenze von 30 kW je Anschluss nicht zielführend sein, da diese in der Durchmischung nie erreicht wird und die Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers so nicht bewertet werden könnte.

ENTWURF

Zu 2.1.3, 2.2.3, 2.3.3: Neu realisierte oder verstärkte Netzanschlüsse

› Vorgänge, bei denen der Netzanschlussnehmer sein Anschlussbegehren zurückzieht, dürfen sich nicht negativ auf die Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers auswirken.

Zu 2.1.4 und 2.1.5:

› Wie wird „Dauer“ in dieser Frage definiert? Wird dabei Bezug genommen auf die angegebenen Zeiträume, die bspw. in den Punkten 4.3.1 sowie 4.3.2 definiert sind?

› Die gesetzliche Veröffentlichungspflicht nach § 23c EnWG erfolgte erstmals in 2024 für das Jahr 2023, galt aber noch nicht für das Jahr 2022.

Zu 2.2.7 und 2.3.7 (Maximaler Betrag vertikaler Netzlast)

› Die vertikale Netzlast sollte richtungsunabhängig abgefragt werden. Das bedeutet, dass hier auch Rückspeisungen in das vorgelagerte Netz zu erfassen sind (negatives

Vorzeichen). Dies ermöglicht, die Energiewendebetroffenheit unabhängig davon zu bewerten, ob sie einspeise- oder lastgetrieben ist.

› Die „vertikale Netzlast“ stellt eine Veröffentlichungspflicht der Übertragungsnetzbetreibern (§23c Abs. 2 Nr. 1 EnWG) dar und wird bisher von Verteilnetzbetreibern nicht ermittelt. Aufgrund fehlender Erfahrungen mit dem Parameter und um Vergleichbarkeit unter den VNBs sicherzustellen ist eine Klarstellung hinsichtlich der Definition und Ermittlungsmethodik erforderlich. (Hinweis: Der Bezug aus der eigenen vorgelagerten Netzebene wird sehr selten einzeln gemessen.) Hierbei stellen sich uns folgende Fragen:

› Nach welcher Bewertungsmethodik sind die Daten zu ermitteln: zeitgleiche/zeitungleiche Summe, saldiert/vorzeichengleicher Betrag je Transformator und Leitung?

- Ist der „maximale Betrag vertikaler Netzlast“ der MS die Summe aller Übergaben aus der Umspannebene HS/MS bzw. „die maximale vertikale Netzlast“ der HS die Summe aller Übergaben aus der Umspannebene HöS/HS (unter Berücksichtigung der Klarstellung der davor genannten Fragen)?
- Ist beim maximalen Betrag vertikaler Netzlast die Summe aller ¼- Stundenwerte über alle Übergabetrafos gemeint?
- Es gibt Anschlussvarianten zum vorgelagerten fremden Netzbetreiber auf gleicher Netzebene (vgl. vergleichbare Abfrage im Qualitätselement bzw. Effizienzvergleich). Wie ist mit diesen Fällen umzugehen? Es sei hier vor allem auf Verteilnetzbetreiber hingewiesen, die aus gleicher Umspannebene HöS/HS vom Übertragungsnetzbetreiber beziehen. Die Umspannebenen werden nicht in dem Parameter abgefragt. Der Parameter ,,maximaler Betrag vertikaler Netzlast“ wird für die HS-Ebene und die MS-Ebene abgefragt. In welcher Ebene davon sind Transformatoren einzuordnen, die von HS auf MS umspannen?

› Ein Beispiel für die Ermittlung der vertikalen Netzlast, analog der Datenerhebung für den Effizienzwert Strom (z.B. Effizienzvergleich Definition Parameter Nr. 94 bzw. Nr. 99), würde die Erhebung dieses Parameters und die Vergleichbarkeit erleichtern.

ENTWURF

3 Angeschlossene Leistung nach Technologie

Zu 3.3.5 (Vereinbarte Anschlussleistung aller angeschlossenen Ladeeinrichtungen für Elektromobile in der Mittelspannung)

- Mittelspannungskunden sind nicht verpflichtet, den VNB die Art der angeschlossenen Verbraucher im Kundennetz mitzuteilen. Daher liegen die installierten Leistungen von Ladeeinrichtungen für Elektromobile nicht vollständig vor.

3.3 Vereinbarte Anschlussleistung aller angeschlossenen Wärmepumpen

- Betrifft installierte und vereinbarte Leistung: Von Wärmepumpen, die bis zum 31.12.2023 installiert wurden, haben die VNB meist keine Kenntnis, sofern die Wärmepumpen nicht separat gemessen wurden.
- Die installierte Leistung von Wärmepumpen, die bis Ende des Jahres 2023 angeschlossen wurden, liegt den VNB häufig nicht vor. Separat gemessene Wärmepumpen unterlagen der Anmeldepflicht, die Hauseigentümer waren jedoch nicht verpflichtet, die Leistung der Wärmepumpen anzugeben.
- Mittel- und Hochspannungskunden sind nicht verpflichtet, den VNB die Art der angeschlossenen Verbraucher im Kundennetz mitzuteilen. Daher liegen die installierte Leistung von Wärmepumpen den Netzbetreibern meist nicht vor.
- Wir bitten um eine kurze Klarstellung, dass bei der Anschlussleistung von Wärmepumpen die elektrische Leistung der Wärmepumpe gemeint ist (nicht die thermische).

ENTWURF

6 Redispatch

Zu 6.1 Anzahl der Redispatchmaßnahmen

- Hinsichtlich der Datenermittlung bitten wir um die Ergänzung der Erläuterung zu Redispatch um die Definition aus dem Effizienzvergleich für die vierte Regulierungsperiode (Definition Parameter Nr. 100): „Alle den Ort des Engpasses betreffenden Aktionen des Netzbetreibers, die ohne zeitliche Unterbrechung zur Behebung des Engpasses durchgeführt wurden, sind als eine Maßnahme zu zählen.“
- Die in den Definition A.18 gemachten Angaben der BNetzA sind insofern unsauber, als dass hier der reine (ehemalige) Redispatch-1.0-Prozess beschrieben wird, der vormals ausschließlich für Übertragungsnetzbetreiber anzuwenden war. Seit Oktober 2021 gilt für alle Netzbetreiber der Redispatch-2.0-Prozess. Für Übertragungsnetzbetreiber ist es tatsächlich wichtig, dass bei einem Redispatch-Abruf bei Großkraftwerken im Hinblick auf eine gleichbleibende Netzfrequenz (50 Hz) der Leistungseingriff ausgeglichen wird. Das bedeutet, dass Netzengpässe auf Leitungen durch die Leistungsreduktion vor dem Netzengpass und die gleichzeitige Leistungserhöhung nach dem Netzengpass gelöst werden. Für Verteilnetzbetreiber bzw. bei der VNB-Flexibilitätsnutzung durch die ÜNB

ist die Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichts beim Redispatch 2.0 nicht vorgesehen. Flächennetzbetreiber regeln bei Netzengpässen somit Erzeugungsanlagen ab, ohne an anderer Stelle konventionelle Kraftwerksleistung zu erhöhen. Die Differenzleistung soll zukünftig durch einen bilanziellen Ausgleich rechtzeitig in die ÜNB-Leistungsplanung des Verbundnetzes einfließen (bilanzkreisscharf). Der dargestellte Sachverhalt sollte unbedingt korrigiert werden, da VNB ansonsten gemäß der aktuellen Definition vermutlich eine Nullmeldung abgeben müssen (es erfolgt bei den Redispatch-2.0-Maßnahmen der VNB niemals ein Leistungsausgleich).

7 Digitalisierung im Netz

Zu 7.6.1 (elektronisches Verfahren für unverbindliche Netzanschlussauskunft)

› Die Antwort auf diese Fragen kann für verschiedene Netzebenen unterschiedlich zu beantworten sein. Eine Unterscheidung nach Netzebene könnte daher sinnvoll sein.

8 Zentrale Datenerfassung, -speicherung und -verarbeitung

Zu 8.1.2 (Umspannung MS/NS) und 8.1.4 (Umspannung HS/MS)

› Die prozentuale Angabe eines Längenmaßes ist nicht sinnvoll, da in den Umspannebenen keine Leitungskilometer vorhanden sind.

ENTWURF

Ansprechpartner

[redacted]

[redacted]