

Stellungnahme

zur Konsultation der Datenerhebung für den Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Strom für die 4. Regulierungsperiode

Berlin, 17. Dezember 2021

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
Telefon +49 30 300 199-0
Telefax +49 30 300 199-3900
E-Mail info@bdew.de
www.bdew.de

**VKU Verband kommunaler Unternehmen
e. V.**
Invalidenstraße 91
10115 Berlin
Telefon +49 30 58 580-0
Telefax +49 30 58 580-100
E-Mail info@vku.de
www.vku.de

GEODE
Magazinstraße 15-16
10179 Berlin
Telefon +49 30 611 28 40 70
Telefax +49 30 611 28 40 99
E-Mail info@geode.de
www.geode.de

Inhaltsverzeichnis

HINTERGRUND	3
ZUSAMMENFASSUNG	4
1. ALLGEMEINE HINWEISE	5
1.1. ZEITRAUM DER DATENERHEBUNG	5
1.2. ALTDATENVERGLEICH	5
1.3. CORONA-SONDEREFFEKTE	6
1.4. DETAILABFRAGE DER MESSLOKATIONEN UND KOSTENTREIBENDE WIRKUNG	6
2. HINWEISE ZUM ERHEBUNGSBOGEN	7
3. HINWEISE ZU DATENDEFINITIONEN	7

Hintergrund

Die Beschlusskammer 8 (BK) der Bundesnetzagentur (BNetzA) hat ein Festlegungsverfahren hinsichtlich von Vorgaben für die Erhebung von Daten zur Durchführung des Effizienzvergleichs der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber i. S. d. § 3 Nr. 7 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) für die vierte Regulierungsperiode nach § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV und § 27 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 ARegV eingeleitet.

Gemäß § 6 Abs. 1 ARegV muss die Regulierungsbehörde das Ausgangsniveau der Erlösobergrenzen für die vierte Regulierungsperiode ermitteln. Zu den Vorgaben zu den Datenerhebungen zur Kostenprüfung wird ein gesondertes Festlegungsverfahren durch die Beschlusskammer ergehen. In Vorbereitung auf die Modellfindung für das Effizienzbenchmarking der 4. Regulierungsperiode werden der Beschlusssentwurf, der Erhebungsbogen (EHB) sowie eine Liste mit Strukturdaten konsultiert. Die Regulierungsbehörde ist gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i. V. mit § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV und § 27 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 ARegV zu einer entsprechenden Festlegung befugt.

Nach Festlegung der Datendefinitionen und des Erhebungsbogens durch die Regulierungsbehörde haben die Stromverteilernetzbetreiber ihre Strukturdaten gemäß dieser Liste bis zum 30. April 2022 einzureichen. In einem nächsten Schritt sollen diese Daten als Grundlage für eine Kostentreiberanalyse bzw. für das Benchmarking-Modell dienen.

Die Mitgliedsunternehmen der Verbände BDEW, VKU und GEODE sind von dem Beschlusssentwurf der Bundesnetzagentur intensiv betroffen.

Den Vertretern der betroffenen Wirtschaftskreise wird von der Bundesnetzagentur die Möglichkeit eingeräumt, zu dem Beschlusssentwurf mit Datenlisten und -definitionen bis zum 17. Dezember 2021 Stellung zu nehmen.

Für diese Möglichkeit danken BDEW, VKU und GEODE und machen wie folgt davon Gebrauch.

Zusammenfassung

Strukturparameter sind Grundlage für die Findung eines Modells für den Effizienzvergleich, der von enormer wirtschaftlicher Bedeutung für alle Netzbetreiber ist: Für die Netzbetreiber im regulären Verfahren ist er Grundlage für die Ermittlung der Erlösobergrenze der folgenden Regulierungsperiode, für die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren fließt er in die Durchschnittsbildung des Effizienzwertes für die darauffolgende Regulierungsperiode ein.

Gegenüber der dritten Regulierungsperiode (3. RP) ist der Aufbau des konsultierten EHB an verschiedenen Stellen angepasst worden; ebenso gab es Veränderungen bei den Definitionen. Die Änderungen sind durchaus sachgerecht, allerdings in einigen Fällen nicht auf Anhieb erkennbar.

BDEW, VKU und GEODE sehen insbesondere für folgende Punkte Anpassungsbedarf:

- Die Datenabgabefrist sollte um einen Monat auf den 31. Mai 2022 verschoben werden.
- Eine Nachlieferung der Daten, die zum geplanten Abgabetermin noch nicht vollständig vorliegen (z.B. Daten aus EEG- und KWKG-Testaten), soll zu einem späteren Zeitpunkt möglich sein.
- Mit Blick auf eine hohe Datenqualität wäre es für die Befüllung des EHB wichtig, die Änderungen gegenüber der 3. Regulierungsperiode für den EHB und die Definitionen sichtbar zu machen („Änderungsmanagement“). Dieses kann z. B. in Form eines Leitfadens außerhalb des Festlegungsverfahrens erfolgen. Dieser Leitfaden sollte aber zeitgleich mit der Festlegung veröffentlicht werden.
- Der Eintrag von geschätzten Daten sollte durch die Netzbetreiber markiert werden. Dieses wäre eine wichtige Information für den Fall, dass der Parameter im Rahmen des Effizienzbenchmarks Verwendung findet, da der Anteil der Schätzungen zu ermitteln wäre und somit eine Aussage zur Datenqualität gemacht werden kann.
- Es sollte geprüft werden, ob aufgrund der Corona Maßnahmen Auswirkungen auf den Effizienzvergleich bestehen.
- Die Weiterentwicklung der Abfrage zu Messlokationen ist im Abgleich zum Pre-Test zu begrüßen. Mit Blick auf die Abfrage im Detail regen wir an, z.B. die Abfrage der Messlokationen nach dem Verbrauchsintervall durch eine Abfrage nach SLP und RLM-Messlokationen zu ersetzen.
- Ferner sollte die Abfrage von steuerbaren bzw. nicht-steuerbaren Ladepunkten nicht ausschließlich über Messlokationen, sondern zusätzlich separat erfasst werden.

1. Allgemeine Hinweise

1.1. Zeitraum der Datenerhebung

Der aktuell konsultierte Beschlussentwurf zur Festlegung von Vorgaben für die Erhebung von Daten zur Durchführung des Effizienzvergleichs der Stromnetzbetreiber für die vierte Regulierungsperiode sieht eine Frist zur Datenübermittlung bis spätestens 30.04.2022 für die Netzbetreiber vor. Die Daten zum Konzessionsgebiet, der versorgten Fläche und der Bevölkerungszahl (Erhebungsbogen Abschnitt 4.1 und 5.2 im Tabellenblatt „Unternehmensdaten“) sind bis zum 15.10.2022 bei der Bundesnetzagentur einzureichen. In Anbetracht der zahlreichen parallelen regulatorischen Datenabfragen im ersten Halbjahr 2022 (z. B. Monitoring-Abfrage, Meldung der Versorgungsunterbrechungen zum 30.04., Datenerhebung zum Qualitätselement zum 30.04., Datenerhebung zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Gas zum 15.04., geplante ergänzende Datenerhebung zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Gas zum 30.03., Antrag Kapitalkostenaufschlag zum 30.06.) wäre eine Verlagerung der Frist zur Datenmeldung im Rahmen des Effizienzvergleichsverfahrens Strom auf den 31.05.2022 aus Sicht der Branche zu begrüßen, da so zumindest eine gewisse Entzerrung der Fristen erfolgen würde.

Es ist in diesem Zusammenhang noch zu berücksichtigen, dass nicht alle Daten mit Stand 31.12.2021 Anfang des Jahres 2022 bei allen Netzbetreibern in der erforderlichen Detailtiefe der Datenabfrage zu den Strukturparametern vollumfänglich in den unterschiedlichen Systemen gepflegt bzw. implementiert sind, so dass eine initiale Erhebung der benötigten Strukturdaten erst zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen kann. Auch liegen die geforderten Daten bis zum geplanten Abgabetermin am 30.04.2022 noch nicht vollständig und qualitätsgesichert vor. Beispielhaft sei hier insbesondere auf die EEG- und KWKG-Testate verwiesen. Da diese im Nachgang für die Strukturdatenerhebung noch aufbereitet und validiert werden müssen, sollte aus diesem Grund die Datenabgabe zeitlich verlagert werden.

Zudem wurde die Datenabfrage gegenüber der 3. Regulierungsperiode nochmals deutlich erweitert, da die damalige Zusatzabfrage der Höchstlasten nunmehr in die jetzige Datenabfrage integriert sowie die umfangreiche Konsistenzprüfung neu aufgenommen wurde.

Vorschlag:

Verschiebung der Datenabgabefrist auf den 31. Mai 2022. Darüber hinaus sollte die Aufzählung der zum 15.10.2022 nachzureichenden Datenblöcke insbesondere um die Parameter auf Basis der EEG-Testate und KWKG-Testate erweitert werden.

1.2. Altdatenvergleich

Der Datenvergleich mit der Strukturdatenerhebung zum Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode liefert nur dann sinnvolle Ergebnisse, wenn das Netzgebiet seit dem letzten Effizienzvergleich unverändert geblieben ist. Bei Netzübergängen oder Fusionen mit anderen Netzbetreibern, die in der dritten Regulierungsperiode z. B. nicht Teil des regulären Verfahrens waren, ist eine Plausibilisierung mit den Altdaten nicht sinnvoll möglich.

1.3. Corona-Sondereffekte

Die Entwicklungen in der Corona-Krise ab März 2020 stellen nicht nur eine gesellschaftliche Herausforderung dar, sondern sind auch für die deutschen Netzbetreiber spürbar gewesen. Wenngleich die Auswirkungen der Corona-Krise unternehmensindividuell unterschiedlich stark ausgeprägt gewesen sein mögen, so besteht in der Folge jedoch die Möglichkeit, dass dieser exogene Einfluss auch auf die Kosten- und Strukturparameter Auswirkungen hatte.

So können u.a. Lastparameter und Jahresarbeit aufgrund von Absatzrückgängen und Anschlusspunkte oder Messstellen aufgrund von möglichen Verschiebungen bei Bauprojekten beeinflusst sein.

Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, nach Vorliegen der Unternehmensdaten, diese auf mögliche Einflüsse der Corona-Situation zu analysieren, um derartige exogenen Einflüsse nicht als Ineffizienz der Netzbetreiber fehl zu interpretieren und um Verzerrungen bei der Ermittlung der Effizienzwerte zu vermeiden.

1.4. Detailabfrage der Messlokationen und kostentreibende Wirkung

Im Kontext des Effizienzvergleichs ist fraglich, welche kostentreibende Wirkung mit der **Detailabfrage 2.2.5-2.2.10** verbunden ist. Im Bereich der Messlokationen geht aus technischer Perspektive die kostentreibende Wirkung u.a. von der technischen Ausführung des Zählers (z.B. SLP, RLM), der Zuordnung zu einer Netz- und Umspannebene, der Anzahl der Messlokationen sowie der Abrechnung aus. Eine Differenzierung nach „Haushalt“ und/oder Verbrauch ≤ 10.000 kWh bzw. > 10.000 kWh erscheint für die Kostenerklärung der Versorgungsaufgaben fraglich, da hier keine Verbindung zur einzusetzenden Messtechnik herstellbar ist bzw. für die unterschiedlichen abgefragten Sachverhalte derselbe Zählertyp eingesetzt wird. Zudem ist es nicht sachgerecht, dass reine Einspeisezähler unter 2.2.10 ausgewiesen werden müssen, egal welche aufwendige technische Realisierung mit der Messlokation verbunden ist.

Darüber hinaus ist die Anzahl von steuerbaren Ladeeinrichtungen nach § 14a EnWG extrem gering, so dass eine kostentreibende Wirkung nicht messbar ist. Zudem ist fraglich, ob sich die für einen Netzbetreiber kostentreibende Wirkung eines Ladepunktes durch eine Abfrage der Messlokationen von Ladepunkten identifizieren lässt. Der überwiegende Teil der Ladeeinrichtungen im Privatbereich verfügt über keinen separaten Zähler, so dass sich die kostentreibende Wirkung nicht aus dem Kriterium „Vorhandensein einer Messlokation“ ergibt, sondern vielmehr von der technischen Ausgestaltung des Ladepunktes (wie Leistung des Ladepunktes, Anlagenanzahl und regionale Konzentration usw.) bestimmt wird. Daher wäre eine von den Messlokationen losgelöste Abfrage der Ladepunkte zu begrüßen.

Im Folgenden gehen wir detailliert auf Einzelaspekte der Abfrage ein.

2. Hinweise zum Erhebungsbogen

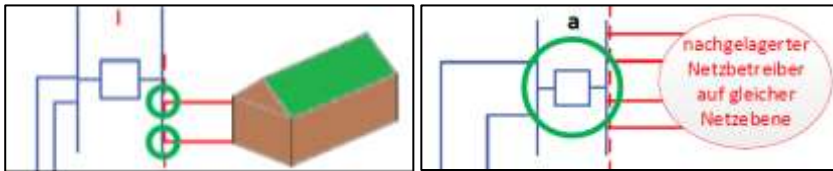
- Das **Tabellenblatt GMK und AGS** könnte analog zum Gas-EHB abgefragt werden (Shape-Dateien ohne Attribute). Eine Differenzierung nach Netzebenen ist nicht erforderlich.
- In den hinterlegten Plausibilitätsprüfungen sollte eine gewisse **Toleranz bezüglich der Nachkommastellen** berücksichtigt werden, um zusätzlichen Prüfaufwand durch Rundungsdifferenzen zu vermeiden (Beispiel: +/- 1 kWh beim Energieflussschema).
- Zu **Tabellen 2.5.2 / 2.5.4 / 2.5.6 / 2.5.8:**
In diesen Punkten werden die prozentualen Fremdnutzungsanteile automatisiert eingetragen. Diese beziehen sich jedoch nicht auf die Anzahl, wie sie als Absolutzahlen in den jeweils vorhergehenden Zeilen abgefragt werden, sondern auf die jeweiligen Bemessungsscheinleistungen, wie sie unter 2.6 abgefragt werden.
Diese Ziffern sollten gestrichen werden, da sie zum einen keine neuen Informationen liefern (die Daten sind 1:1 noch einmal in Ziffer 2.6 enthalten) und zum anderen im Zusammenhang mit der Ziffer 2.5 - ohne die Definitionen in Ziffer 36 ff. zu kennen - zu falschen Rückschlüssen führen. Sie wären nur dann auch richtig, wenn entweder alle Transformatoren den gleichen Fremdnutzungsanteil hätten oder bei unterschiedlichen Bemessungsscheinleistungen durch Zufall sich das gleiche Ergebnis einstellen würde. In den allermeisten Fällen wären die Ergebnisse aber unterschiedlich.
- Unter 3.6 werden Daten für das **Einspeisemanagement gemäß § 13a Abs. 1 EnWG auf eigene Anforderung im Basisjahr** abgefragt. In den Datendefinitionen betrifft dies die Parameter 101 bis 104. Dieser Bezug auf die Gesetzgebung müsste korrigiert werden, da der aktuelle § 13a Abs. 1 EnWG erst seit 01.10.2021 gilt und damit ggf. unvollständige Daten (drei Monate) erfasst werden.
In den vergangenen Datenabfragen wurden alle Einspeisemanagementmaßnahmen eines Basisjahres erfasst. Von daher sollte man den Bezug weiter detaillieren und für die ersten 9 Monate den Bezug zum ehemaligen § 14 EEG und für die letzten drei Monate den Bezug auf den nunmehr geltenden § 13a Abs. 1 EnWG (explizit nur Einspeisemanagementmaßnahmen) herstellen. Somit kann sichergestellt werden, dass wie in der Vergangenheit alle Einspeisemanagementmaßnahmen des Basisjahres erfasst werden.

3. Hinweise zu Datendefinitionen

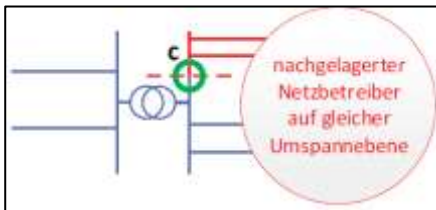
Parameter Nr. 13 – 17: Anzahl von Anschlusspunkten

- Prinzipskizzen sind sehr gut und hilfreich. Häufig lassen Skizzen und Definitionen aber unterschiedliche Interpretationen zu. In den Skizzen sollte nach Netz- und Umspannebene sowie nach Kategorien (Letztverbraucher, nachgelagerte eigene bzw. fremde Netze und gleiche Netzebenen) sortiert werden und um die Angabe der Netz- und Umspannebenen ergänzt werden. Gern stehen wir für eine Diskussion im weiteren Konsultationsprozess zur Verfügung.

- Die Abbildungen **3** und **7a** bezeichnen dieselbe Anschlusskonfiguration für Letztverbraucher und für fremde Netze auf gleicher Netzebene, jedoch mit unterschiedlicher Zählweise der Anschlusspunkte. Dies ist hinsichtlich der gleichen kostentreibenden Wirkung nicht sachgerecht. Im Ergebnis sind in der linken Abbildung zwei Anschlusspunkte und in der rechten Abbildung vier Anschlusspunkte zu zählen.



- Abbildung 8c zeigt einen nachgelagerten Netzbetreiber auf gleicher Umspannebene mit einem eingezeichneten Anschlusspunkt an der Sammelschiene. Die Skizze enthält jedoch zwei weitere Anschlüsse, die entweder aus der Skizze entfernt oder - in Abgrenzung zu Anschlusspunkten an die Umspannebene - als Anschlusspunkte an die Netzebene dargestellt werden sollten.



- In Abbildung **9** sind die Varianten **a** bis **f** dargestellt. Im Bilderläuterungstext wird auch eine Variante **g** genannt, welche nicht in der Darstellung enthalten ist.

Parameter Nr. 19: Messlokationen mit Leerstand (bezogen auf Parameter 18)

- Wir geben zu bedenken, dass die Abbildung der Leerstände bei den verschiedenen Netzbetreibern unterschiedlich erfolgt. Dementsprechend sind einige Netzbetreiber auf Schätzungen angewiesen, um die Datenmeldepflicht zu erfüllen. Vielfach ist nicht bekannt, in welchem Zustand sich eine Messlokation mit Leerstand befindet und ob und wann diese wieder in Betrieb genommen werden könnte.
- Im Sinne einer einheitlichen Erfassung **sollte die Definition insofern präzisiert werden**, dass an dieser Stelle auch Messlokationen zu erfassen sind, an denen in den vergangenen 12 Monaten kein oder nur ein sehr geringer Verbrauch stattfand (sogenannte Eigentümereinzüge).

Parameter Nr. 23 bis 28: Detailabfragen zu den Messlokationen

Unter 2.2.5 bis 2.2.10 soll eine Detailabfrage zu Messlokationen erfolgen, die jedoch hinsichtlich ihrer Komplexität und Eignung zur Beschreibung einer kostentreibenden Wirkung (siehe dazu unter 1.4. *Unterteilung der Abfrage der Messlokationen und kostentreibende Wirkung*) viele Fragen aufwerfen.

Komplexität der Ermittlung

Die unter 2.2.5 bis 2.2.10. genannten Detailabfragen vermischen diverse Aspekte:

- technische Sicht: Ausführung des Zählers (z.B. RLM, SLP), Zuordnung zu Netz- und Umspannebene

- b) Abrechnung: Kriterium „Jahresverbrauch“
- c) „Zweck“ der Messung: Ladepunkt, Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft, ...

Das bedeutet, dass für eine entsprechende Auswertung der Messlokationen im ersten Schritt eine komplexe und aufwendige Zusammenführung der Daten aus unterschiedlichen Quell-Systemen auf Messlokationsebene notwendig ist. Hierzu ist sicherzustellen, dass alle Netzbetreiber die Anforderungen der Abfrage erfüllen können.

Um eine branchenweit einheitliche Ermittlung mit hoher Datenqualität zu gewährleisten, müssen folgende Punkte in den Definitionen berücksichtigt werden:

- Es ist unklar, auf welche Angabe sich die Untergliederung bezieht. Geht man davon aus, dass die Summe aus Parameter 23 - 28 den Wert aus Parameter 18 ergeben soll?
- Bei **Parameter 24** (Anzahl der Messlokationen von nicht steuerbaren Ladepunkten) sollte in der Definition klargestellt werden, ob nur Messlokationen zu berücksichtigen sind, welche „reine“ nicht steuerbare Ladepunkte (die eine eigene Messlokation haben) enthalten, oder ob auch Messlokationen erfasst werden sollten, welche z.B. eine Kombination aus Haushaltskunde und nicht steuerbarem Ladepunkt beinhalten.
- **Parameter 25:** Anzahl der Messlokationen von Haushaltskunden gem. §3 Satz 1 Nr. 22 EnWG
 - Eine Unterscheidung von Messlokationen nach Verbrauchsgruppen ist nicht branchenüblich. Dies ist eher für Marklokationen üblich. Wir schlagen daher eine Unterteilung der Messlokationen in SLP und RLM vor.
 - Der Klammerzusatz (unabhängig davon, ob RLM oder nicht) ist aus unserer Sicht entbehrlich. Es sind keine Fälle bekannt, in denen Haushaltskunden leistungsgemessen werden.
- Problematik der Datenlage bei den Ladepunkten allgemein: Wie bereits im Verbände-Diskussionspapier zum Pretest thematisiert, ist die Mitteilungs- und Zustimmungspflicht zum Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge nach § 19 Abs. 2 NAV erst mit der Verordnung zur Berechnung der Offshore-Netzumlage und zu den Anpassungen im Regulierungsrecht am 22.03.2019 in Kraft getreten (Bundesgesetzblatt Jahrgang 2019 Teil I Nr. 8, ausgegeben zu Bonn am 21.03.2019). Somit ist die Anlagenanzahl nicht genau ermittelbar, da es eine Dunkelziffer von Anlagen im Netzgebiet gibt, die den Netzbetreibern nicht gemeldet wurden. Zudem verfügen zahlreiche Ladeeinrichtungen im Privatbereich über keinen separaten Zähler und werden mit dem restlichen Verbrauch gemeinsam abgerechnet. Eine separate Zählung erfolgt nur, wenn der Anschluss ausschließlich für die Ladeeinrichtung erstellt wurde oder wenn die Ladeeinrichtung als steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14 a EnWG gemeldet wurde.
- Bei der Umstellung der Zählpunkte auf die Messlokationen wurden den Zählpunkten, an denen eine Übergabe zu fremden Netzen stattfindet, keine Messlokationen zugewiesen, da nur Letztverbraucher von der Umstellung betroffen waren. Zählpunkte, bei denen eine Übergabe zu fremden Netzen stattfindet, haben in den Systemen z. B. weiterhin eine Zählpunktbezeichnung. Die Definition sollte diesen Umstand berücksichtigen.
- Reine Einspeisezähler müssen unter „sonstige Messlokationen“ ausgewiesen werden.

Anstatt der bisherigen Detailabfragen zu den Messlokalationen (2.2.5 bis 2.2.10) schlagen wir folgende Abfrage vor:

- 2.2.5 Anzahl der vom Netzbetreiber und von Dritten betriebenen Messlokalationen mit SLP
- 2.2.6 Anzahl der vom Netzbetreiber und von Dritten betriebenen Messlokalationen mit RLM
- 2.2.7 davon: Anzahl der steuerbaren Ladepunkte gemäß § 19 NAV und § 14a EnWG
- 2.2.8 Sonstige Messlokalationen: Messlokalationen, die nicht unter 2.2.5 bis 2.2.7 erfasst wurden (notwendig, damit Summe aus 2.2.5 bis 2.2.8 dem Gesamtwert aus 2.2.1 entspricht)

Die nicht steuerbaren Ladepunkte sollten ergänzend als eigenständige Position (unabhängig von den Messlokalationen) im Erhebungsbogen erfasst werden.

Parameter Nr. X: Schaltstationen

- Der Strukturparameter „Schaltstationen“ wird nicht mehr abgefragt, sollte allerdings wieder erhoben werden, da diese Anlagen einen hohen Erklärungsgehalt für die zu Grunde liegenden Kosten des Netzbetreibers aufweisen. Dies liegt in deren hohem Komponentenumfang und der Komplexität begründet. Daher sind hohe Investitionen in Schaltstationen notwendig, um die Anbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen an das bestehende Netz zu gewährleisten.

Parameter 68: Installierte Erzeugungsleistung von EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie nach Abzug der reduzierten Wirkleistungseinspeisung gemäß § 9 Abs. 2 Nr. 2 EEG

- Hier scheint ein falscher Bezug zur aufgeführten Gesetzgebung vorzuliegen. Da EEG-Erzeugungsanlagen aus Solarenergie konkret benannt werden, sollte es sich sehr wahrscheinlich um die Erhebung von Daten für Solaranlagen bis 25 kW handeln, bei denen die Wirkleistungseinspeisung auf 70 % begrenzt ist.
- Der Bezug in der Datendefinition für Parameter 68 sowie im EHB unter 3.1.9 sollte daher auf § 9 Abs. 2 **Nr. 3** EEG geändert werden.

Parameter Nr. 69 – 76: Einspeisung aus Erzeugungsanlagen

- Die zusammengefassten Endabrechnungen für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr für jede einzelne EEG-Stromerzeugungsanlage der Netzbetreiber müssen gem. § 75 EEG durch einen Wirtschaftsprüfer, eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, einen genossenschaftlichen Prüfungsverband, einen vereidigten Buchprüfer oder eine Buchprüfungsgesellschaft geprüft werden. Diese Testate sind gem. § 74 EEG bis zum 31. Mai für das Vorjahr zu erstellen. Die finalen testierten EEG-Einspeisemengen liegen den Netzbetreiber somit erst ab dem 31. Mai vor.
- Die KWK-Jahresendabrechnung und somit die testierten KWK-Einspeisungen liegen gem. § 28 Abs. 5 Satz 2 KWK-G sogar erst zum 31. Juli vor.
- Um nachträgliche Datenkorrekturen zu vermeiden, sollte daher die Frist für die Abgabe dieser Daten im Rahmen der Strukturdatenerhebung entsprechend der gesetzlichen Fristen gem. EEG und KWK-G verschoben werden.

Parameter Nr. 77 – 90

- Im Erhebungsbogen der 3. Regulierungsperiode waren hilfreiche Plausibilitätsprüfungen integriert, welche mit roten Feldern auf einfache Eingabefehler hingewiesen haben (z.B. Summe

Einspeisung entspricht nicht Summe Ausspeisung usw.). Hier würde es sich als hilfreich erweisen, wenn einfache Plausibilitätsprüfungen bereits bei der Dateneingabe im Erhebungsboden auf Fehler hinweisen würden.

Parameter Nr. 85: Sonstige entnommene Energiemengen

- Die Position „Sonstige entnommene Energiemengen“ soll je Netz- und Umspannebene erfasst werden. Energiemengen wie Messwerttoleranzen, Stromdiebstahl, Betriebsverbrauch des Stromnetzes etc. lassen sich kaum den Netz- und Umspannebenen sachgerecht zuordnen.

Parameter Nr. 92: Zeitgleicher zweit-, dritt-, viert-, und fünftöchster Lastwert aller Entnahmen

- Neben der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen sollen zudem der zweit-, dritt-, viert- und fünftöchste Lastwert erhoben werden, um damit ergänzende Parameter (z.B. Spannweite) bestimmen zu können.
- Die zusätzliche Abfrage dieser Daten kann zur Datenvalidierung genutzt werden. Inwieweit sich aus diesen neuen Parametern jedoch Aussagen zu kostentreibenden Wirkungen herleiten lassen, erscheint fraglich.

Parameter Nr. 98:

- Ggf. wäre noch eine Klarstellung bei der Abgrenzung der Stationen sinnvoll. Dazu ein Beispiel: An einem UW-Standort wurde die HS-Schaltanlage um einen reinen Windenergie-Transformator erweitert. Dieser hat eine separate Sternpunktterdung und eine eigene Mittelspannungsschaltanlage, welche nicht mit dem übrigen Mittelspannungsnetz verschaltbar ist. Ist dieser Windenergie-Transformator als separate Station zu zählen und hier ebenso separat zu betrachten? Eine Klarstellung der Abgrenzung hätte auch Auswirkungen auf den Parameter Nr. 33.

Parameter Nr. 101 – 104: Einspeisemanagement gemäß § 13a Abs. 1 EnWG

- In der Datenerhebung zum Effizienzvergleich der 3. Regulierungsperiode gab es eine nachträgliche Erläuterung und Ausfüllhilfe zum Thema Einspeisemanagement (Branchenbenachrichtigung vom 26.01.2018).
- Klargestellt wurde wie die Zuordnung zu Netz- und Umspannebenen und zu Energieträgern bei der Abschaltung von mehreren Energieträgern sowohl bei der Anzahl als auch der Ausfallarbeit zu erfolgen hat. Die Klarstellung hat zu teilweise umfangreichen Neuauswertungen geführt.
- Zur Klarstellung und Vermeidung von nachträglichen Korrekturen sollte geklärt werden, ob die Zuordnung der Ausfallarbeit zu den Netz- und Umspannebenen hinsichtlich des überlasteten oder des abgeregelten Netzelementes erfolgen soll.

Parameter Nr. 108: Geografische Fläche der Netzausdehnung

- Grundsätzlich ist es begrüßenswert, wenn die Definitionen in den verschiedenen Verfahren wie bspw. im Qualitätselement und in dem vorliegenden Verfahren einheitlich angewendet werden sollen. Jedoch weisen wir darauf hin, dass die Neudefinition für die HS- und MS-Ebene nicht sachgerecht ist, da der Bezug auf das Konzessionsgebiet zu verzerrenden Angaben führen kann. Es sollte auf die alte Definition zur 3. Regulierungsperiode abgestellt werden.
- Die Netzausdehnung wird durch Tabellenblatt AGS und GMK auf Gemarkungsebene vollständig und unabhängig von Konzessionsgebieten beschrieben.

Parameter Nr. 110: Bevölkerungszahl

- Zu den Nebenwohnsitzen liegen diese Informationen nicht oder nicht in einheitlicher und damit vergleichbarer Weise vor, so dass hier jeder Netzbetreiber eine Abschätzung bzw. grobe Rechnung vornehmen muss.

Ansprechpartner:

BDEW e. V.

Katja Hintz

Telefon: +49 30 300199-1663

katja.hintz@bdew.de

VKU e. V.

Victor Fröse

Telefon: +49 30 585 80-195

froese@vku.de

GEODE

Petra Walter

Telefon: +49 30 6112840-70

info@geode.de