



## Beschlusskammer 8

Aktenzeichen BK8-23/006-A

### Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV

wegen **Festlegung über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die vierte Regulierungsperiode (Jahre 2024 bis einschließlich 2028 – Methodikbeschluss)**

hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch den Vorsitzenden Karsten Bourwieg,  
den Beisitzer Bernd Petermann  
und der Beisitzerin Natalie Krank

am 28.11.2023 beschlossen:

1. Das in der Erlösbergrenzenformel der Anlage 1 ARegV enthaltene Qualitätselement wird für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit ab dem 01.01.2024 bis einschließlich 31.12.2028 nach Maßgabe der in Tenor Ziffer 2 bis 12 angeordneten Methodik jährlich auf Grundlage aktualisierter Daten neu bestimmt (rollierendes Verfahren).
2. Zur Bestimmung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit werden die Daten aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber herangezogen. Daten von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, die ein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder die in der vierten Regulierungsperiode am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen sowie nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind, werden nicht herangezogen.
3. Netzebenen oberhalb der Mittelspannungsebene werden in die Ermittlung der Netzzuverlässigkeit nicht einbezogen.
4. Die Netzzuverlässigkeit wird für die Niederspannungsebene anhand der Kennzahl SAIDI (System Average Interruption Duration Index) und für die Mittelspannungsebene anhand der Kennzahl ASIDI (Average System Interruption Duration Index) bewertet.
5. Für die Ermittlung der Kennzahlen sind geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von mehr als drei Minuten heranzuziehen. Hinsichtlich der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen sind Versorgungsunterbrechungen mit den Unterbrechungsanlässen „atmosphärische Einwirkungen“, „Einwirkungen Dritter“ und „Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass“ berücksichtigt. Hinsichtlich der geplanten Versorgungsunterbrechungen sind Versorgungsunterbrechungen mit dem Unterbrechungsanlass „Sonstiges“ berücksichtigt. Die geplanten Versorgungsunterbrechungen werden mit einem Faktor von 0,5 gewichtet.

6. Aus den ermittelten Kennzahlen wird für die Niederspannungsebene und die Mittelspannungsebene jeweils jährlich ein individueller, arithmetischer Mittelwert über drei Kalenderjahre gebildet. Dabei werden die Kennzahlen der jeweils letzten abgeschlossenen drei Kalenderjahren zugrunde gelegt.
7. In der Mittelspannungsebene wird bei der Bestimmung der Kennzahlvorgabe (Referenzwert) zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede der Strukturparameter Lastdichte herangezogen.
8. Die Lastdichte ist für die Mittelspannungsebene definiert als der Quotient aus der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen und der geografischen Fläche. Die Jahreshöchstlast wird hierbei um den Anteil der Lasten der horizontal angeschlossenen Weiterverteiler (sogenannte Weiterverteiler auf gleicher Spannungsebene) bereinigt, sofern diese am Netz angeschlossen sind.

Die Bestimmung der Lastdichte erfolgt als Durchschnittswert der jeweils letzten abgeschlossenen drei Kalenderjahre.

Der netzbetreiberindividuelle Referenzwert in der Mittelspannung wird anhand einer mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten Regression in Form eines hyperbolischen funktionalen Zusammenhangs berechnet:

$$y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})} = \frac{b}{x^c} + a$$

mit:

$y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})}$	netzbetreiberindividueller Referenzwert für die Mittelspannungsebene
x	durchschnittliche gewichtete Lastdichte
a, b, c	Regressionskoeffizienten

9. In der Niederspannungsebene entspricht die einheitliche Kennzahlenvorgabe (Referenzwert) dem mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten, arithmetischen Mittelwert der Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI.

Für die Niederspannungsebene gilt:

$$y^{(\text{Ref})} = \frac{\sum_{i=1} \text{SAIDI}_i \cdot \text{LV}_i^{(\text{NS})}}{\sum_{i=1} \text{LV}_i^{(\text{NS})}}$$

mit:

$y^{(\text{Ref})}$ : Referenzwert für die Niederspannungsebene

$\text{LV}_i^{(\text{NS})}$ : Anzahl der an die Niederspannungsebene angeschlossenen Letztverbraucher des Netzbetreibers  $i$

$\text{SAIDI}_i$ : durchschnittliche Zuverlässigkeitskennzahl

10. Zur Ermittlung der Zuschläge (Bonus) und Abschläge (Malus) auf die zulässige Erlösobergrenze wird jährlich die Differenz zwischen dem errechneten Referenzwert und der individuellen Kennzahl der entsprechenden Netzebene des Netzbetreibers mit der durchschnittlichen Anzahl der Letztverbraucher der jeweils letzten abgeschlossenen drei Kalenderjahre und mit dem Monetarisierungsfaktor (vgl. Ziffer 11) multipliziert. Es gilt folgende Berechnungsmethode:

$$\text{Bonus}_i/\text{Malus}_i = \left[ \left( y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})} - \text{ASIDI}_{\text{ind}} \right) \cdot \text{LV}_{\text{ind}}^{(\text{MS}+\text{NS})} + \left( y^{(\text{Ref})} - \text{SAIDI}_{\text{ind}} \right) \cdot \text{LV}_{\text{ind}}^{(\text{NS})} \right] \cdot m$$

mit:

$y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})}$ : errechneter individueller Referenzwert der Mittelspannungsebene

$\text{ASIDI}_{\text{ind}}$ : individuelle Zuverlässigkeitskennzahl der Mittelspannungsebene

$y^{(Ref)}$ : errechneter einheitlicher Referenzwert der Niederspannungsebene

$SAIDl_{ind}$ : individuelle Zuverlässigkeitskennzahl der Niederspannungsebene

$LV_{ind}^{(MS+NS)}$ : Anzahl der an der eigenen Nieder- und Mittelspannungsebene angeschlossenen Letztverbraucher

$LV_{ind}^{(NS)}$ : Anzahl der an der eigenen Niederspannungsebene angeschlossenen Letztverbraucher

$m$ : Monetarisierungsfaktor

11. Der Monetarisierungsfaktor wird unter Verwendung eines makroökonomischen Ansatzes auf Basis der jeweils letzten abgeschlossenen drei Kalenderjahre berechnet.
12. Es wird eine Kappung der Erlösauswirkung von 2 bis 4 % des Ausgangsniveaus nach § 6 ARegV für die vierte Regulierungsperiode abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und – falls vorhanden – abzüglich der Kosten für die Netzebenen Höchstspannung, Umspannebene HöS/HS, Hochspannung und die Umspannebene HS/MS vorgenommen. Wichtig für die Bestimmung der Kappungsgrenze ist dabei die Minimierung der Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität. Dies bedeutet, dass sich die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösobergrenze über die Gesamtheit aller betroffenen Verteilernetzbetreiber möglichst ausgleichen sollen (Erlösneutralität).
13. Die Festlegung ist bis zum 31.12.2028 befristet.

## Gründe

### I.

- 1 Die Beschlusskammer hat gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 und 6 ARegV von Amts wegen ein Verfahren zur methodischen Ausgestaltung des Qualitätselements eingeleitet.
- 2 Hiermit wird die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die vierte Regulierungsperiode in den Jahren 2024 bis 2028 festgelegt.
- 3 Für die Bestimmung des Qualitätselements hat die Bundesnetzagentur am 01.03.2023 eine Festlegung zur Datenerhebung getroffen (BK8-23/001-A). Alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG, die kein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder die in der vierten Regulierungsperiode nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen sowie nicht nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind, wurden gemäß der Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom aufgefordert, die Kennzahlen zu den Versorgungsunterbrechungen sowie zusätzliche Daten zur Bestimmung der Referenzwerte und der Bestimmung der monetären Auswirkung (Bonus/Malus) auf die individuelle Erlösbergrenze elektronisch an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.
- 4 Diese Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom berücksichtigt die Erkenntnisse aus den vorangegangenen Qualitätsregulierungsverfahren. Zudem werden die Erkenntnisse aus vier Gutachten, welche im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellt wurden, berücksichtigt:
- 5 Gutachten zur Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselementes (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in

die Erlösobergrenze“ der Consentec GmbH in Kooperation mit der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. und Frontier Economics Limited<sup>1</sup> (im Folgenden Ausgangsgutachten genannt) und

6 „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017–2018“ der Consentec GmbH (im Folgenden Folgegutachten genannt),

7 „Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselements“ der E-Bridge Consulting GmbH, des ZEW – Leibniz-Zentrums für Europäische Wirtschaftsforschung und der FGH – Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (im Folgenden E-Bridge-Gutachten genannt).<sup>2</sup>

8 „Gutachten zur Konzeptionierung des Qualitätselements: Weiterführende Analysen“ der E-Bridge Consulting GmbH und der FGH – Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (im Folgenden **Anlage 2** genannt)

9 Den Netzbetreibern und den von dem Verfahren berührten Wirtschaftskreisen wurde Gelegenheit zur Stellungnahme zu dem Entwurf des Festlegungstextes bis zum 03.11.2023 gegeben. Es wurden vier Stellungnahmen abgegeben (BDEW, Regensburg Netz GmbH; NRM GmbH, E.ON SE).<sup>3</sup> Die Stellungnahmen thematisieren im Wesentlichen folgende grundsätzliche Aspekte:

### 1) Methodik

10 Die Fortführung der Methodik wird grundsätzlich begrüßt, diese habe sich bewährt. Jedoch habe mit der Datenfestlegung BK8-23/001-A bereits eine Eingrenzung der methodischen Untersuchung (insbesondere mit Blick auf die Auswahl von Parametern zur Beschreibung gebietsstruktureller Unterschiede) stattgefunden, die weiterhin kritisiert wird.

11 Verbesserungen der Netzzuverlässigkeit dürften nicht durch anspruchsvollere Qualitätsvorgaben „abgestraft“ werden. Es solle nicht allein eine rein statistische Betrachtungsweise vorgenommen werden. Es wird die Einführung eines

---

<sup>1</sup> Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de).

<sup>2</sup> Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de).

<sup>3</sup> Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de).

„abmildernden Faktors“ gefordert, der die netzbetreiberindividuellen Einwicklungen abbilde.

## 2) Referenzfunktion

- 12 Es werden Zweifel an der Robustheit der Referenzfunktion in deren Randbereichen (Bereiche sehr kleiner/großer Lastdichtewerte) geäußert. So nehme im Bereich hoher Lastdichten die Beobachtungsdichte ab. Es fehle in diesen Randbereichen eine Abwägung, ab welcher Beobachtungsdichte die Schätzung einer Referenzfunktion sachgerecht sei. Ein Grenzwert für die Beobachtungsdichte sei notwendig. Zudem wird ein Grenzwert für den Erklärungsgrad der Referenzfunktion gefordert. Neben dem Bestimmtheitsmaß seien weitere Gütekriterien zu analysieren (z. B. Analyse der Residuen).
- 13 In der **Anlage 1** (Bericht zum Qualitätselement der 4. Regulierungsperiode) sei beispielsweise der Lastdichtebereich von 2.800 kW/km<sup>2</sup> nicht dargestellt, dabei nehme die Abbildungsgüte in Bereichen höherer Lastdichte ab. Daher sollen alle Daten in dem Analyseschritt auf Seite 10 des Berichtes zum Qualitätselement der 4. Regulierungsperiode berücksichtigt werden. So seien tatsächliche Ausreißer identifizierbar und deren Berücksichtigung gegebenenfalls abzuwägen.
- 14 Zudem wird ausgeführt, dass die statische Vorgehensweise zur Ermittlung der Referenzfunktion zu genauen, aber gegebenenfalls nicht richtigen Ergebnissen führe. Die Belastbarkeit solle dahingehend geprüft werden, ob sie im Einklang mit der materiellen Wirkung steht. Das Bestimmtheitsmaß sei gering und die Robustheit der Regressionsfunktion daher, insbesondere im Bereich keiner Lastdichtewerte, anzuzweifeln. Folgende Sicherheitsmechanismen sollten daher geprüft werden:
- Die Lastdichte sollte auf ganzzahlige Werte abgerundet, die Referenzwerte demgegenüber auf zwei Nachkommastellen aufgerundet werden.
  - Es seien Totbänder oder Trichter zu definieren.
  - Um den Erklärungsgehalt der Referenzfunktion zu verbessern, seien zusätzliche Parameter zu überprüfen.

### 3) Monetarisierungsfaktor

15 Der Monetarisierungsfaktor ist mit zwei Nachkommastellen ausgewiesen. Dies sei zu ungenau, kleinere Änderungen der Eingangsdaten würden zu hohen monetären Auswirkungen führen. Der Monetarisierungsfaktor müsse daher mindestens mit vier Nachkommastellen ausgewiesen werden. Alternativ könne die Einheit auf €/Minute/1.000 Kunden/Jahr umgestellt werden.

Inkonsistenz bestünde auch dahingehend, dass bei der Bestimmung der Referenzwerte die Anzahl der Letztverbraucher und bei der Bestimmung des Monetarisierungsfaktors stattdessen die Anzahl der Kunden zu Grunde gelegt werde. In diesem Zusammenhang wurde auf das Ausgangsgutachten von Consentec verwiesen, welches die Begriffe „Letztverbraucher“ und „Endkunden“ synonym verwende. Weiterhin wurde vorgetragen, dass in der **Anlage 1** selbst empfohlen würde, als Gewichtunggröße für den Umfang der Versorgungsaufgabe die Anzahl der Letztverbraucher zu verwenden, da zwischen der Gewichtunggröße und dem Monetarisierungsfaktor ein enger Zusammenhang bestünde. So sei bei der Bestimmung des Monetarisierungsfaktors anstelle auf die BDEW-Statistik auf die Erhebung nach § 52 EnWG zurückzugreifen, wo die Anzahl der Letztverbraucher abgefragt wird.

### 4) Störungsanlässe „Einwirkung Dritter“ und „höhere Gewalt“

16 Weiterhin wurde vorgetragen, dass die Berücksichtigung von Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Einwirkung Dritter“ nicht sachgerecht sei und im Nachgang zu aufwändigen Zivilverfahren führe. Dieser Störungsanlass sollte aus dem Qualitätselement entfernt oder alternativ mit nur einem Jahr in die Berechnung eingehen.

17 Beim Thema „höhere Gewalt“ habe sich der Prozess der Behörde verbessert. Es bestünde jedoch weiterer Verbesserungsbedarf bei der Nachweisführung.

18 Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG am 26.10.2023 über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt. In seinen Sitzungen am 14.09.2023 und 16.11.2023 wurde der Länderausschuss über die geplante Methodik informiert. Somit wurde dem Länderausschuss gemäß § 60a Abs. 2 S. 1

EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden, in deren Bundesland die Sitze der Netzbetreiber belegen sind, wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

19 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

## II.

20 Der Beschluss beruht auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18. Eine Rechtsgrundlage für den Beschluss liegt vor. Der Beschluss ist formell und materiell rechtmäßig.

### 1. **Vollständige Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18**

21 Die Beschlusskammer hat in rechtmäßiger Weise die Vorgaben des nationalen Rechts in Form der normativen Regulierung, soweit diese im vorliegenden Verfahren Anwendung finden und von der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (Urteil vom 02.09.2021, C-718/18) erfasst werden, für ihre Entscheidung herangezogen. Als „normative Regulierung“ werden im Allgemeinen solche Regeln des nationalen Gesetz- und Verordnungsgebers (z. B. in StromNEV, GasNEV und ARegV) bezeichnet, die konkrete methodische und materielle Vorgaben für die Regulierung durch die Bundesnetzagentur enthalten. Die Pflicht zur Anwendung dieser nationalen Vorgaben folgt aus Art. 20 Abs. 3 GG und gilt auch angesichts der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs fort, bis sie vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber außer Kraft gesetzt oder neu geregelt werden. Dies hat der Bundesgerichtshof bereits entschieden (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 60 ff., siehe auch OLG Düsseldorf vom 11.02.2021, VI-5 Kart 10/19 [V], S. 10 ff., OLG Düsseldorf vom 28.04.2021, VI-3 Kart 798/19 [V], S. 72 ff., OLG Schleswig vom 11.01.2021, 53 Kart 1/18, S. 27 ff.).

## **1.1 Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs**

22 Der Europäische Gerichtshof hat zwar in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der NRB verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

## **1.2 Reichweite der Entscheidung**

23 Der Europäische Gerichtshof hat aber weder über die Zuständigkeitsfragen hinausgehend einen materiell-rechtlichen Verstoß einzelner Vorgaben der normativen Regulierung gegen EU-Recht gerügt, noch hat er sich ausdrücklich zu der Frage geäußert, ob die normative Regulierung bis zu dem Zeitpunkt, zu dem der nationale Gesetz- und Verordnungsgeber den festgestellten Verstoß beseitigt, weiter anwendbar ist. Der EuGH hat sich insbesondere auch nicht explizit zu der Frage geäußert, ob die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit unmittelbar anwendbar sind.

## **1.3 Keine Nichtigkeit des nationalen Rechts**

24 Die Regelungen der normativen Regulierung sind nicht nichtig. Weder nach den Grundsätzen des europäischen Rechts noch nach nationalem Recht führt der Verstoß einer nationalen Regelung gegen Unionsrecht zu deren Nichtigkeit (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 61 ff.). Vielmehr sind die Grundsätze des Anwendungsvorrangs des Unionsrechts vor nationalem Recht zu beachten.

- 25 Zudem scheidet eine richtlinienkonforme Auslegung der Vorschriften der normativen Regulierung aus. Der Europäische Gerichtshof sieht zwar sowohl in der an die Bundesregierung gem. § 24 EnWG erfolgten Zuweisung von Zuständigkeiten, als auch in den bindenden Vorgaben der normativen Regulierung eine mit den oben genannten Richtlinien unvereinbare Beschränkung der ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde (EuGH a.a.O., Rz. 101 f., 115 f.). Eine Umdeutung der nationalen Vorgaben in nicht bindende Programmsätze, die die ausschließliche Zuständigkeit der Regulierungsbehörde nicht beeinträchtigen, kommt angesichts des eindeutigen Wortlauts, der Systematik und des Regelungszwecks der Vorschriften der normativen Regulierung jedoch nicht in Betracht (Verbot der contra legem-Auslegung, BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 66 ff.).
- 26 Der Grundsatz vom Anwendungsvorrang des Unionsrechts führt indes nicht dazu, die Vorschriften der normativen Regulierung unangewendet zu lassen. Der Anwendungsvorrang besagt, dass eine nationale Regelung, die mit einer unmittelbar geltenden Regelung des Unionsrechts unvereinbar ist, von nationalen Behörden und Gerichten nicht angewendet werden darf (vgl. Streinz, EUV, 3. Aufl. 2018, Art. 4 Rn. 40; Ruffert, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, 5. Aufl. 2016, Art. 288 AEUV, Rn. 69 f.). Dieser Grundsatz gilt jedoch nur, soweit unmittelbar anwendbares Unionsrecht betroffen ist (EuGH, Urteil vom 24.06.2019, C-573/17, Rn. 62). Die normative Regulierung verstößt nicht gegen unmittelbar anwendbares Unionsrecht. Die hier maßgeblichen Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, mit denen die Vorgaben der normativen Regulierung unvereinbar sind, sind nicht unmittelbar anwendbar.

#### **1.4 Keine unmittelbare Anwendbarkeit der Richtlinie**

- 27 Damit eine Richtlinienbestimmung unmittelbar angewendet werden kann, müssen spezifische Voraussetzungen vorliegen (Grabitz/Hilf/Nettesheim, AEUV, 71. EL August 2020, Art. 288 Rn. 149). Der Europäische Gerichtshof geht von der unmittelbaren Anwendbarkeit einer nicht oder nicht ordnungsgemäß umgesetzten Richtlinienbestimmung nach Ablauf der Umsetzungsfrist aus, wenn die Bestimmung hinreichend genau und inhaltlich unbedingt ist. Zudem können die Bestimmungen einer Richtlinie grundsätzlich nur Rechte, aber keine Pflichten eines Einzelnen begründen

(sog. Belastungsverbot). Insofern kommt auch eine objektive unmittelbare Wirkung vorliegend nicht in Betracht. Im Einzelnen:

#### **1.4.1 Unionsvorschriften inhaltlich nicht unbedingt**

- 28 Die Richtlinienvorgaben sind nicht unbedingt. Eine Unionsvorschrift ist inhaltlich unbedingt, wenn sie eine Verpflichtung normiert, die an keine Bedingung geknüpft ist und zu ihrer Durchführung oder Wirksamkeit auch keiner weiteren Maßnahmen der Unionsorgane oder der Mitgliedstaaten bedarf. Die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit sind nicht als inhaltlich unbedingt anzusehen.
- 29 Gegenwärtig fehlt es an den erforderlichen und zureichenden Umsetzungsnormen im nationalen Recht. Das betrifft sowohl die konkrete umfassende Aufgabenzuweisung als auch die für einen Eingriff erforderliche Ermächtigungsgrundlage. Die Bundesnetzagentur hat nach nationalem Recht gegenwärtig (nur) die Befugnis, die Vorgaben der normativen Regulierung anzuwenden und ggf. unter Rückgriff auf § 29 EnWG je nach Festlegungsermächtigung weiter auszugestalten und zu konkretisieren. Sie hat aber mangels entsprechender Aufgabenzuweisung durch den Gesetzgeber nicht die übergeordnete, allgemeine und uneingeschränkte Befugnis, die ihr nach den Richtlinien vorbehaltenen Aufgaben vollumfänglich und selbständig auszuüben (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 105) beispielsweise also die Methoden oder Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang frei festzulegen oder zu genehmigen (vgl. nur § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG).
- 30 Dass es hierzu einer umfassenden mitgliedstaatlichen Aufgabenzuweisung bedarf, entspricht im Übrigen auch dem europäischen Leitbild, wonach die Mitgliedstaaten zur Einrichtung von Regulierungsbehörden mit spezifischen Zuständigkeiten verpflichtet sind (vgl. Erwägungsgrund 33 der Richtlinie 2009/72/EG bzw. Erwägungsgrund 29 der Richtlinie 2009/73/EG). Die Mitgliedstaaten verfügen bei der Organisation und Strukturierung der Regulierungsbehörde zwar über eine Autonomie, haben diese aber unter vollständiger Beachtung der in den Richtlinien festgelegten Ziele und Pflichten auszuüben und insoweit sicherzustellen, dass die Regulierungsbehörde bei der Ausübung der ihr vorbehaltenen Zuständigkeiten ihre Entscheidungen autonom treffen kann (vgl. EuGH, a.a.O., Rz. 119). Dieser Befund wird auch

durch das in der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs mündende Vertragsverletzungsverfahren bestätigt: Gegenstand der Rüge durch die Europäische Kommission war nicht die fehlerhafte Ausübung einer nach nationalem Recht bereits ordnungsgemäß zugewiesenen ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, sondern der Umstand, dass eine den Richtlinien entsprechende umfassende Aufgabenzuweisung an die nationale Regulierungsbehörde im nationalen Recht bislang nicht erfolgt ist (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 88). Vielmehr liegt hier eine fehlerhafte Aufgabenzuweisung vor (EuGH, a.a.O., Rz. 130); diese kann und muss durch den Mitgliedstaat korrigiert werden, der dann die noch möglichen Einfluss- und Kontrollmöglichkeiten vorsehen kann (EuGH a.a.O., Rz. 126, 127).

#### **1.4.2 Belastung Einzelner verboten**

- 31 Mit der unmittelbaren Anwendung der Richtlinien wären Belastungen Einzelner verbunden, sodass eine solche ausscheidet. Zwar ist die Einräumung subjektiver Rechte keine Voraussetzung für eine unmittelbare Anwendbarkeit (woran es vorliegend wegen des Verstoßes gegen objektiv geprägte Zuständigkeitsnormen auch fehlen würde), allerdings gilt das Belastungsverbot. Wenn der Bundesnetzagentur aus einer unmittelbaren Anwendung der Richtlinie weitergehende oder jedenfalls anders ausgestaltete Kompetenzen zukämen, könnte sich dies je nach Einzelfall zugunsten, aber auch zu Lasten bestimmter Beteiligter auswirken. Daraus wiederum könnten sich Belastungen ergeben, die nach Auffassung des Bundesgerichtshofs nur durch das europäische Primärrecht oder durch EU-Verordnungen begründet werden können, nicht aber durch Richtlinien (vgl. BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 73).
- 32 Eine Belastung würde sich zudem bereits aus dem Heranziehen der Richtlinien als Ermächtigungsgrundlage ergeben. Dies wäre europarechtlich unzulässig. Sofern die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit als inhaltlich unbedingt anzusehen wären, müssten sie von der Bundesnetzagentur unmittelbar als Ermächtigungsgrundlage auch für belastende Regulierungsentscheidungen herangezogen werden. Anders als in den vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fällen, in denen er eine unmittelbare Belastung durch Richtlinienrecht verneinte, weil die Belastung erst durch ein Verwaltungsverfahren auf Basis nationalen

Rechts eintrat, würden vorliegend die Richtlinienbestimmungen als solche unmittelbar gegenüber den Betroffenen herangezogen werden und als materiell-rechtliche Befugnisnormen für belastende Verwaltungsverfahren und Regulierungsentscheidungen fungieren. Soweit ersichtlich existiert bislang keine hier einschlägige Judikatur, in der der EuGH es für europarechtskonform eingestuft hätte, dass eine Richtlinienbestimmung als eigenständige Ermächtigungsgrundlage für Eingriffe in Rechte des Einzelnen herangezogen werden darf.

#### **1.4.3 Keine objektive unmittelbare Wirkung des Unionsrechts**

- 33 Eine ausnahmsweise objektive unmittelbare Wirkung der Richtlinienbestimmungen bezogen auf die ausschließliche Zuständigkeit scheidet ebenfalls aus. Der Europäische Gerichtshof hat eine objektive unmittelbare Wirkung von Richtlinienbestimmungen anerkannt, aus denen sich für staatliche Stellen eindeutige Pflichten ergeben. Konkret ging es beispielsweise um die nicht rechtzeitig in nationales Recht umgesetzte Pflicht der zuständigen Behörde zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens für die Errichtung eines Wärmekraftwerks (EuGH, Urteil vom 11.08.1995, C-431/92 – Wärmekraftwerk Großkrotzenburg).
- 34 Zwar mag sich vorliegend aus den Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde die Verpflichtung ergeben, von dieser Zuständigkeit auch Gebrauch zu machen, um den Zielsetzungen der Richtlinien hinreichend Rechnung tragen zu können. Anders als im Fall des Wärmekraftwerks Großkrotzenburg ist diese Verpflichtung vorliegend jedoch nicht inhaltlich unbeding. Im vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fall konnte die zuständige Behörde der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung ohne Weiteres nachkommen, weil diese als unselbstständiger Bestandteil des nach nationalem Recht vorgesehenen und ihr bereits zugewiesenen Genehmigungsverfahrens durchzuführen war. Demgegenüber kann die Bundesnetzagentur die ihr nach den Richtlinienbestimmungen zugewiesene ausschließliche Zuständigkeit erst ausüben, wenn ihr entsprechende Befugnisse nach nationalem Recht eingeräumt werden (siehe oben).

## 1.5 Interessenabwägung

- 35 Ungeachtet der Tatsache, dass die Richtlinienbestimmungen nicht unmittelbar anwendbar sind, sprechen aus Sicht der Beschlusskammer weitere erhebliche Gründe dafür, die Vorgaben der normativen Regulierung in der Übergangszeit zur Anwendung zu bringen. Die Nichtanwendung der normativen Regulierung in der Übergangszeit würde zu einem Zustand führen, der mit den Zielsetzungen der genannten Richtlinien erst recht unvereinbar wäre (so auch BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 76).
- 36 Die Richtlinien verlangen, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Diesem Gebot der ex ante-Regulierung wird in Deutschland gegenwärtig zu einem großen Teil über die Vorgaben der normativen Regulierung Rechnung getragen. Die normative Regulierung strukturiert die Methoden für die Berechnung der Tarife vor und legt ex ante die wesentlichen Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang fest. Sie regelt unmittelbar Rechte und Pflichten für Netzbetreiber und andere Marktakteure und schafft auf diese Weise den von den Richtlinien geforderten transparenten und vorhersehbaren, verlässlichen Regulierungsrahmen. Bestehende Festlegungen und Genehmigungen der Bundesnetzagentur, die sie im Rahmen ihrer bisherigen Zuständigkeiten erlassen hat, tragen zwar ebenfalls zu der erforderlichen ex ante-Regulierung bei, dies jedoch nur in Teilbereichen und in Ergänzung der normativen Regulierung und damit nicht in dem von der Richtlinie geforderten Umfang.
- 37 Ein faktisches Außerkrafttreten der Vorgaben der normativen Regulierung würde daher zu beträchtlichen Regelungslücken und damit einhergehend erheblichen Rechtsunsicherheiten für alle Marktbeteiligten führen. Auch dies wäre mit den genannten Richtlinienvorgaben und den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts schwerlich vereinbar. Beispielsweise dürfte eine derart unklare Rechtslage im Übergangszeitraum kaum Investitionsanreize setzen und Unsicherheiten für die unter-

nehmerische Tätigkeit der regulierten Unternehmen und auch der sonstigen Marktteilnehmer auslösen. Für den Übergangszeitraum ist es daher sinnvoll und angebracht, stabile und berechenbare Verhältnisse zu gewährleisten.

## **2. Zuständigkeit**

38 Die Bundesnetzagentur handelt in eigener Zuständigkeit. Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

## **3. Ermächtigungsgrundlage**

39 Die Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom erfolgt auf Grundlage von § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV.

40 Auf die Erlösobergrenze können gemäß § 19 Abs. 1 ARegV Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit von Kennzahlvorgaben (Referenzwerten) abweichen.

## **4. Datengrundlage**

41 Zur Bestimmung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom werden die Daten aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber herangezogen. Ausgenommen werden Betreiber geschlossener Verteilernetze nach § 110 EnWG, Netzbetreiber, die in der vierten Regulierungsperiode am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen sowie Netzbetreiber, die nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind.

42 Die Bestimmung des Qualitätselements für die Netzzuverlässigkeit in Elektrizitätsverteilernetzen knüpft an die Definitionen der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG vom 22. Februar 2006 (Az. 605/8135) an und an die in diesem Zusammenhang durch die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber vorgenommenen Datenmeldungen zu Versorgungsunterbrechungen. Dies ermöglicht die Bezugnahme auf die seit 2006 durch die Bundesnetzagentur erhobenen Daten nach § 52 EnWG zur Unterbrechungsdauer und Unterbrechungshäufigkeit, die seitdem durch die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber kontinuierlich erfasst werden und diesen auch vorliegen. Um

das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselements möglichst transparent zu gestalten, werden die Netzbetreiber jährlich aufgefordert, die für die Bestimmung des Qualitätselements notwendigen aktuellen Daten zu melden.

- 43 Eine zeitliche Durchschnittsbildung der Struktur- und Zuverlässigkeitsdaten über die letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre, soweit für diesen Zeitraum belastbare Daten vorlagen, wird von der Beschlusskammer weiterhin als methodisch erforderlich und angemessen bewertet. Die dadurch bedingte glättende Wirkung schützt die beteiligten Netzbetreiber vor dem Risiko, dass unvermeidbare Schwankungen der Zuverlässigkeitsdaten zu unverhältnismäßigen Absenkungen der Erlöse führen (vgl. Ausgangsgutachten, S. 25). Die Ermittlung der Durchschnittswerte erfolgt nach der Berechnungsvorschrift für das arithmetische Mittel  $\bar{x} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n x_i$  (vgl. Hedderich/Sachs 2020, „Angewandte Statistik“, 17. Aufl. Springer, S. 92). Dabei steht  $x$  für den Merkmalsträger (Netzstruktur- bzw. Zuverlässigkeitswert) und  $n$  für die Anzahl der Merkmalsträger. Zur Ermittlung der Durchschnittswerte werden nur die vorliegenden Netzstruktur- bzw. Zuverlässigkeitswerte und deren Anzahl berücksichtigt. Dies gilt auch, wenn Netzbetreiber nur einen reduzierten Datensatz beibringen konnten. Für fehlende Daten einzelner Jahre wurden keine Nullwerte eingesetzt, da dies zu Verzerrungen der Referenzwerte und Qualitätselemente führen würde.
- 44 Zur Sicherstellung einer belastbaren Datengrundlage unterzieht die Bundesnetzagentur die übermittelten Daten einer umfangreichen netzbetreiberindividuellen Plausibilitätsprüfung. So wird etwa für jeden Netzbetreiber die Konsistenz der Strukturdaten anhand von Daten, die der Regulierungsbehörde aus anderen Verfahren vorliegen, überprüft. Die Datenplausibilisierung gewährleistet die Sicherstellung einer hinreichend belastbaren Datengrundlage.
- 45 Die Bundesnetzagentur sieht den Umfang der Daten als ausreichend an. Wie bereits in der Festlegung BK8-23/001-A vom 01.03.2023 beschrieben, enthält der Erhebungsbogen ein erforderliches und ausreichendes Maß an Strukturdaten. Dies gilt insbesondere mit Blick auf die gutachterlichen Untersuchungen und den bisher von der Bundesnetzagentur selbst durchgeführten Analysen. Wenn in den Stellungnahmen zu dieser Methodenfestlegung wiederum pauschal der Vorwurf einer Vorfestlegung bezüglich der Auswahl der untersuchten Strukturdaten erhoben wird, ist

dem entgegenzuhalten, dass zunächst die für die Erhebung vorgesehenen Strukturgrößen um die Anzahl der Anschlusspunkte erweitert wurden, um die Modellauswahl auf eine breitere Basis zu stützen. Zur weiteren Begründung verweist die Bundesnetzagentur an dieser Stelle auch auf ihre Ausführungen im Beschluss zur Datenerhebung (vgl. BK8-23/001-A vom 01.03.2023).<sup>4</sup>

- 46 Die mit den Stellungnahmen zu dieser Methodenfestlegung geforderte Berücksichtigung eines zusätzlichen Parameters mit der Bezeichnung „Leitungslänge je Straßenlänge“ ist zu verwerfen. Gegenüber den bereits untersuchten (exogenen) Strukturgrößen zur Beschreibung gebietsstruktureller Merkmale steht die „Leitungslänge je Straßenlänge“ zunächst aufgrund ihrer weitgehend endogenen Eigenschaft sowie deren Beeinflussbarkeit durch die Netzbetreiber selbst zurück. Weiterhin ist die Straßenlänge nicht über alle Netzbetreiber und Erfassungsjahre unmittelbar verfügbar. Diese Größe hat die Bundesnetzagentur selbst und allein für das Basisjahr der vierten Regulierungsperiode (2021) im Zusammenhang mit der Effizienzwertbestimmung ermittelt, indem sie die Gemarkungen der jeweiligen Landesvermessungsverwaltung der Bundesländer verwendet hat. Diese wurden mit dem ATKIS-Basis-DLM des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie verschnitten. Den Netzbetreibern wurden die Daten in Form einer Datenquittung mitgeteilt, deren Veröffentlichung erfolgte nach § 23b Abs. 1 S. 1 Nr. 7 EnWG. Für alle weiteren Erfassungsjahre fehlen jedoch die benötigten Eingangsdaten. Die Bundesnetzagentur geht zurzeit nicht davon aus, dass alle Netzbetreiber in Lage sind, die Straßenlängen selbst abzuleiten, um diese in der erforderlichen Qualität anschließend an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.

## **5. Methodik**

- 47 Das in der Erlösbergrenzenformel der Anlage 1 ARegV enthaltene Qualitätselement wird für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit ab dem 01.01.2021 in einem rollierenden Verfahren angewendet. Auf Basis der vorliegenden Methodikfestlegung ist folglich zunächst in jedem Kalenderjahr der vierten Regulierungsperiode ein netzbetreiberindividuelles Qualitätselement zu bestimmen. Die Methodenbestimmung betrifft dabei die Auswahl der Modellparameter,

---

<sup>4</sup> Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de).

konkret die Auswahl ingenieurwissenschaftlich sinnvoller Einflussvariablen (Strukturgrößen) sowie die Auswahl der Netzzuverlässigkeitskennzahlen (SAIDI/ASIDI) und bleibt für die vierte Regulierungsperiode grundsätzlich unverändert. Der Auswahl der Modellparameter liegt eine umfangreiche Datenerhebung (vgl. Beschluss BK8-23/001-A vom 01.03.2023) und deren Analyse zugrunde.

- 48 Die Bundesnetzagentur hat zum Zwecke der Referenzwertermittlung Auswertungen vorgenommen, die im Bericht zur Bestimmung der Referenzwerte und des Monetarisierungsfaktors für das Qualitätselement 2024 (vgl. **Anlage 1**) dokumentiert werden. Im Zuge der Konsultation der Festlegung haben sich im Bericht keine Änderungen ergeben.
- 49 Der Bericht ist veröffentlicht unter <https://www.bundesnetzagentur.de> → Beschlusskammern → Beschlusskammer 8 → Erlösbergrenzen → Qualitätselement.
- 50 Die Ermittlung der Referenzfunktion und in der Folge die Berechnung der Qualitätselemente orientiert sich an den Vorgaben der in diesem Zusammenhang erstellten Gutachten zur Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements. Weiterhin wurden die Erfahrungen aus den zuvor ermittelten Qualitätselementen berücksichtigt.
- 51 Die konkrete Parametrierung, also die geschätzten Koeffizienten des Regressionsmodells sowie die sich daraus ergebenden individuellen Referenzwerte sind dagegen jährlich – auf Basis einer aktualisierten Datengrundlage – neu festzulegen. Dies trifft auch für die Bestimmung der Referenzwerte für die Niederspannung zu, die auf Basis eines gewichteten Durchschnittswerts der SAIDI-Kennzahlenwerte erfolgt. Die Berechnungen selbst sind jährlich auf Grundlage der Daten der jeweils letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre durchzuführen.
- 52 Dies kann zu Schwankungen der geschätzten Modellvariablen sowie der Gütekriterien zur Modellüberprüfung führen. Dieser Umstand ist jedoch im rollierenden Verfahren hinzunehmen, zumal die Vorteile der jährlichen Aktualisierung gegenüber denkbaren Schwankungen überwiegen. Dies entspricht im Übrigen auch der Forderung der Netzbetreiber nach einer aktuelleren Datenbasis als in der Vergangenheit.

- 53 Die Auswahl der Parameter für die Qualitätselemente der vierten Regulierungsperiode kann mit der Methodenfestlegung fixiert werden. Die Geeignetheit des Strukturparameters Lastdichte zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede bzw. deren grundsätzliche Überlegenheit gegenüber anderen Einflussfaktoren auf die Netzzuverlässigkeit ist erneut untersucht worden. Die Geeignetheit des Strukturparameters Lastdichte wurde bereits durch die ingenieurwissenschaftliche Herleitung mittels Modellnetz- und Referenznetzanalysen, in Verbindung mit analytischen Netzzuverlässigkeitsanalysen sowie der Bestätigung durch statistische Auswertungen zum wiederholten Male belegt (vgl. Ausgangsgutachten, Folgegutachten und E-Bridge-Gutachten). Auch die vorherigen Ergebnisse bei der Bestimmung der Qualitätselemente seit dem Jahr 2012 bestätigen die hier vorgesehene Methodik. Folglich ist gegenwärtig eine Fixierung auf den Strukturparameter Lastdichte zur Abbildung gebietsstruktureller Merkmale und als Einflussfaktor der Netzzuverlässigkeit zur Bestimmung der Kennzahlvorgaben im Fall der Mittelspannung sowie die Anwendung des mittels Anzahl der Letztverbraucher gewichteten Mittelwertes der SAIDI-Kennzahlenwerte zur Bestimmung der Kennzahlvorgaben im Fall der Niederspannung für die vierte Regulierungsperiode gerechtfertigt. Aus Sicht der Bundesnetzagentur stellt sich allein der Parameter Lastdichte für die kommenden Jahre als geeignet dar. Sie wird die Geeignetheit des Parameters im Laufe der vierten Regulierungsperiode fortlaufend überprüfen und – sofern erforderlich – eine nachträgliche Änderung nach § 29 Abs. 2 EnWG vornehmen.<sup>5</sup>
- 54 Die festgelegte Methodik zum Qualitätselement verzichtet zudem bewusst auf die Festsetzung konkreter Zielvorgaben, Anpassungspfade oder Mindeststandards. Die in den Stellungnahmen enthaltene Forderung nach einem „abmildernden Faktor“ impliziert jedoch eine ebensolche konkrete Vorgabe und die Kenntnis des „richtigen“ Qualitätsniveaus. Mit der hier festgelegten Methodik stehen den Netzbetreibern auch weiterhin Optimierungsspielräume offen, innerhalb derer das angestrebte optimale Niveau erreicht werden kann. Jedes Unternehmen kann folglich für sich entscheiden, ob konkrete Maßnahmen zu ergreifen oder Investitionen zu tätigen sind, um die Qualität nachhaltig zu verbessern, oder ob individuell ein optimaler Zustand bereits hergestellt ist. Dadurch soll sich langfristig ein gesamtwirtschaftlich optima-

---

<sup>5</sup> BGH, Beschl. v. 9.4.2019 – EnVR 57/18, Rdnr. 19 ff.

les Qualitätsniveau einstellen, indem die netzseitigen Grenzkosten den kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen. Die Qualitätsregulierung erhebt jedoch gegenüber den Netzbetreibern den Anspruch, dass Versorgungsunterbrechungen unter den gegebenen Rahmenbedingungen nach Möglichkeit zu vermeiden sind und eine aufgetretene Störung so kurz wie möglich zu halten ist (vgl. auch BGH, Beschluss vom 22.07.2014, Az. EnVR 59/12, Rn. 74). Die Aussage, dass „Verbesserungen im Zeitverlauf durch anspruchsvollere Vorgaben abgestraft“ würden, ist nicht haltbar. Auswertungen haben zudem gezeigt, dass sich die Referenzfunktionen der Mittelspannung bzw. der Referenzwert der Niederspannung im Zeitverlauf vergleichsweise konstant verhalten (vgl. Bericht zum Qualitätselement 2023 vom 04.10.2022 (Anlage zu den individuellen Festlegungen zur Bestimmung des Qualitätselements 2023), S. 9, veröffentlicht unter [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) → Beschlusskammern → Beschlusskammer 8 → Erlösobergrenzen → Qualitätselement).

## **6. Kennzahlenermittlung**

55 Entsprechend der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG vom 22.02.2006 (Az. 605/8135) werden geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechungen, bei denen Letztverbraucher oder Weiterverteiler länger als 3 Minuten unterbrochen sind, separat für jede Netzebene erhoben. Im Rahmen der Erfassung gemäß § 52 EnWG werden bei ungeplanten Versorgungsunterbrechungen fünf Störungsanlässe unterschieden:

- „Atmosphärische Einwirkung“
- „Einwirkung Dritter“
- „Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass“
- „Rückwirkungsstörungen“
- „Höhere Gewalt“

Bei geplanten Versorgungsunterbrechungen werden zwei Kategorien unterschieden:

- „Zählerwechsel“
- „Sonstiges“

56 Neben der Unterbrechungsdauer und der Unterbrechungshäufigkeit können nach § 20 Abs. 1 ARegV für die Bewertung der Netzzuverlässigkeit auch die Kennzahlen „Menge der nicht gelieferten Energie“ oder die „Höhe der nicht gedeckten Last“ herangezogen werden. Diese Kennzahlen werden bislang jedoch nicht im Rahmen der Datenerhebung nach § 52 EnWG erfasst und sind auch nicht anderweitig verfügbar. Aus den seit 2006 erhobenen Daten können dagegen die Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI/ASIDI berechnet werden, die zu den international üblicherweise verwendeten DISQUAL-Kenngrößen<sup>6</sup> bzw. zu den Kennzahlen gemäß IEEE-Standard 1366-2003<sup>7</sup> zählen. Die Beschränkung auf die Unterbrechungsdauer erfüllt die Voraussetzung des § 20 Abs. 1 ARegV und reduziert gleichzeitig den Erhebungsaufwand. Auf eine separate Berücksichtigung der Unterbrechungshäufigkeit wird weiterhin verzichtet, da diese implizit in der Kennzahl SAIDI/ASIDI berücksichtigt ist.

57 Zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze werden grundsätzlich Versorgungsunterbrechungen nur in der Netzebene ihres Entstehens berücksichtigt. Somit sind Versorgungsunterbrechungen demjenigen Elektrizitätsverteilerbetreiber und der entsprechenden Netzebene zuzuordnen, bei dem bzw. in der ihre Ursache liegt. Kommt es in Netzen zu Versorgungsunterbrechungen auf Grund von Störungen in vor- oder nachgelagerten Netzen, in Anlagen von Letztverbrauchern oder den einspeisenden Kraftwerken, so kann es in dem Netz des betrachteten Netzbetreibers zu einer Rückwirkungsstörung kommen. Da die Versorgungsunterbrechungen jedoch nur in der Netzebene ihres Entstehens berücksichtigt werden, fließen die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Rückwirkungsstörung“ nicht in die Bestimmung des Qualitätselements ein.

---

6 DISQUAL: Distribution Study Committee, UNIPED Group of Experts 50.05.DISQUAL, Availability of Supply Indices. UNIPED, Ref. 05005Ren9733, Paris, 1997.

7 IEEE-Standard 1366-2003: IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Power Engineering Society, May 2004.

- 58 Weiterhin werden die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „höhere Gewalt“ bei der Bestimmung des Qualitätselements nicht berücksichtigt. Unter Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „höhere Gewalt“ sind betriebsfremde, von außen durch außergewöhnliche elementare Naturkräfte oder durch Handlungen Dritter Personen herbeigeführte Ereignisse zu verstehen, die nach menschlicher Einsicht und Erfahrung unvorhersehbar sind, mit wirtschaftlich vertretbaren Mitteln und durch äußerste, nach der Sachlage vernünftigerweise zu erwartende Sorgfalt nicht verhütet und unschädlich gemacht werden können und welche auch nicht wegen ihrer Häufigkeit vom Betriebsunternehmer in Kauf zu nehmen sind. Die Stellungnahmen enthalten auch Vorschläge zum Umgang mit dem Störungsanlass „höhere Gewalt“. Konkret werden darin praktikablere Vorgehensweisen bei der Abgrenzung und eine Aufwandsminimierung bei der Nachweispflicht gefordert. Den Vorschlägen kann die Bundesnetzagentur aus mehreren Gründen nicht folgen. Mit der angewandten Prüfroutine, in Verbindung mit einem strengen Maßstab, orientiert sich die Bundesnetzagentur am Normzweck der Qualitätsregulierung. Sie kann nur solche ungewöhnlichen Ereignisse unberücksichtigt lassen, die nachweislich einen singulären Charakter haben. Bestimmte Wetterereignisse (wie Orkane, Hochwasser oder Schneeereignisse) treten regelmäßig auf. Zudem bestehen vielfältige Möglichkeiten deren Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit zu beeinflussen. Die geforderten Vereinfachungen sind auch deshalb unangemessen, da Wetterphänomene nicht unbedingt flächenübergreifend gleichmäßig auftreten. Zudem ergäben sich Abgrenzungsschwierigkeiten.
- 59 In mehreren BGH-Entscheidungen wurde bestätigt, dass das pauschale Herausnehmen der Versorgungsunterbrechungen des Störungsanlasses „Einwirkung Dritter“ bei der Bestimmung des Qualitätselementes dessen normativer Intention entgegen steht.<sup>8</sup> Dies ist einerseits damit begründet, dass jede Versorgungsunterbrechung nach Möglichkeit zu vermeiden und die aufgetretene Störung so kurz wie möglich zu halten ist. Andererseits stärkt dies den Anreiz des Netzbetreibers durch öffentliche Informationen, Schulungsmaßnahmen und hochqualifizierte Planauskünfte zur Vermeidung der Störungen durch Dritte beizutragen. Unter dem Störungsanlass „Einwirkung Dritter“ sind dabei alle Versorgungsunterbrechungen an-

---

<sup>8</sup> Vgl. BGH, Beschluss vom 22.07.2014, EnVR 59/12; BGH, Urteil vom 08.05.2018, VI ZR 295/17.

zugeben, deren Ursache auf die Berührungen oder Annäherungen an spannungsführende Teile durch Personen, Tiere, Bäume, Erd- und Baggararbeiten, Brände, Kräne, Flugobjekte (Flugzeuge, Drachen oder Ähnliches) zurückzuführen ist, sofern die Störung einem Dritten zugeordnet werden kann. Der Vorschlag einzelne Versorgungsunterbrechungen mit Zuordnung „Einwirkungen Dritter“ aus der Grundgesamtheit herauszulösen, oder nur einmalig bei der Bestimmung von Qualitätselementen zu verwenden, ist systematisch falsch, da bereits bei der Erfassung Grenz- oder Konfliktfälle zwischen Störungsanlässen „Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass“ und „Einwirkung Dritter“ nicht auszuschließen sind. „Die Festlegung der tatsächlichen Verursachung einer Versorgungsunterbrechung kann im Einzelfall Schwierigkeiten aufwerfen, wenn etwa ein Leitungsschaden zwar unmittelbar auf einem Baggerschaden beruht, dieser aber durch eine unsorgfältige Planauskunft des Netzbetreibers mitverursacht worden oder dies nicht auszuschließen ist“.<sup>9</sup> Den methodischen Abwägungen zur Ausgestaltung des Qualitätselementes gegenüber haben die diesbezüglichen Ausführungen in der Stellungnahme in der Folge zurückzustehen.

- 60 Darüber hinaus fließen geplante Versorgungsunterbrechungen aufgrund von „Zählerwechseln“ nicht in die Bestimmung des Qualitätselements ein. Hierdurch sollen verzerrende Effekte, die durch die Liberalisierung des Messwesens und den Rollout von modernen Messeinrichtungen bzw. intelligenten Messsystemen verursacht werden können, vermieden werden.
- 61 Die „sonstigen“ geplanten Versorgungsunterbrechungen werden mit einem Faktor von 0,5 gewichtet.
- 62 Versorgungsunterbrechungen unterliegen im zeitlichen Verlauf stochastischen Schwankungen, die die Kennzahl eines Kalenderjahres beeinflussen und dadurch auf die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber auswirken. Um die Auswirkungen dieser stochastischen Schwankungen und die daraus resultierenden Risiken der Betroffenen zu dämpfen, werden Durchschnittswerte aus den SAIDI/ASIDI-Werten über drei Jahre gebildet.

---

<sup>9</sup> Vgl. BGH, Beschluss vom 22.07.2014, EnVR 59/12, RdE 2014, 495 Rn. 75 f.; sowie BGH, Urteil vom 08.05.2018, VI ZR 295/17, RdE 2018, 477 Rn. 23.

- 63 Der Bundesnetzagentur liegen für die Höchst- und Hochspannung zurzeit keine Daten vor, die eine Berechnung belastbarer Zuverlässigkeitskenngrößen ermöglichen. Aufgrund des in diesen Netzebenen üblichen Ansatzes des sogenannten „n-1 Kriteriums“, ist die Anzahl der auftretenden Versorgungsunterbrechungen sehr gering, so dass eine sehr hohe Stochastik bei der Ermittlung von Zuverlässigkeitskennzahlen in diesen Netzebenen zu erwarten ist. Daher können zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine belastbaren Zuverlässigkeitskenngrößen (SAIDI/ASIDI) für die Hoch- und Höchstspannungsebene berechnet werden. Für diese Netzebenen wird folglich kein Qualitätselement erlöswirksam.
- 64 Die Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI/ASIDI beschreibt allgemein die mittlere kumulierte Dauer von Versorgungsunterbrechungen für einen Kunden in einem definierten Zeitraum. In der Niederspannungsebene wird zur Berechnung des SAIDI für ein Kalenderjahr die Summe aller Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen multipliziert mit der Anzahl unterbrochener Letztverbraucher gebildet und diese anschließend durch die Anzahl aller angeschlossenen Letztverbraucher dividiert. In der Mittelspannungsebene wird zur Berechnung des ASIDI für ein Kalenderjahr die Summe aller Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen multipliziert mit den installierten Bemessungsscheinleistungen der unterbrochenen Netzkuppeltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren gebildet und anschließend durch die gesamte installierte Bemessungsscheinleistung aller angeschlossenen Netzkuppeltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren dividiert.
- 65 Die Kennzahlenwerte sind aus den Netzzuverlässigkeitsdaten der letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre, soweit für diesen Zeitraum belastbare Daten vorliegen, jährlich neu zu berechnen.

## **7. Referenzwertermittlung**

- 66 Aus den Kennzahlenwerten sind Kennzahlvorgaben (Referenzwerte) als gewichtete Durchschnittswerte, unter der Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden, zu ermitteln. Die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede über eine geeignete, kontinuierliche Funktion erhöht die Abbildungsgenauigkeit von Struktureinflüssen.

- 67 Die Ausgestaltung des nach §§ 19, 20 ARegV zu bestimmenden Qualitätselements ist nicht abschließend. Das Energiewirtschaftsgesetz und die Anreizregulierungsverordnung geben hinsichtlich der zu berücksichtigenden Kennzahlen, der Ermittlung der Kennzahlenwerte und der Kennzahlvorgaben sowie hinsichtlich der anzuwendenden Methode maßgebliche Weichenstellungen vor. Es verbleiben bei der näheren Ausgestaltung und dem Verfahren der Bestimmung des Qualitätselements notwendigerweise erhebliche Spielräume. Der mit der Bestimmung des Qualitätselements betrauten Regulierungsbehörde steht bei der Auswahl der einzelnen Parameter und Methoden ein Spielraum zu, der in einzelnen Aspekten einem Beurteilungsspielraum, in anderen Aspekten einem Regulierungsermessen gleichkommt (BGH, Beschluss vom 22.07.2014, EnVR 59/12 – Stromnetz Berlin, Rn. 13 ff).
- 68 Der gutachterlichen Empfehlung, auf Basis von Netzbetreiberdaten den Einfluss gebietsstruktureller Merkmale auf die Netzzuverlässigkeit hinsichtlich eines plausiblen Zusammenhangs regelmäßig einer Überprüfung zu unterziehen, wurde gefolgt.

### **7.1 Referenzwerte der Niederspannung**

- 69 Für die Niederspannung ist weiterhin kein hinreichend belastbarer Zusammenhang zwischen dem SAIDI und einem der untersuchten Strukturparameter im Hinblick auf die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede ersichtlich (vgl. hierzu **Anlage 1**). Insofern wird der Referenzwert in der Niederspannungsebene als mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteter Mittelwert der SAIDI-Kennzahlen ermittelt. Als Gewichtungsfaktor ist dabei die Anzahl der Letztverbraucher der Niederspannung (inkl. der Umspannebene MS/NS) heranzuziehen. Für die weiteren im Laufe der vierten Regulierungsperiode zu bestimmenden individuellen Qualitätselemente ist der Referenzwert für die Niederspannung auf Basis des gewichteten Mittelwerts aus den SAIDI-Werten jährlich neu und unter Berücksichtigung der aktualisierten Datengrundlage zu bestimmen.

### **7.2 Referenzwerte der Mittelspannung**

- 70 In der Mittelspannung weist der Strukturparameter Lastdichte einen hinreichend belastbaren Zusammenhang mit der Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI auf und ist von

den untersuchten Parametern auch am besten geeignet, gebietsstrukturelle Unterschiede bei der Referenzwertermittlung für das Qualitätselement abzubilden (vgl. hierzu **Anlage 1**).

- 71 Dabei besteht zwischen dem exogenen Strukturparameter Lastdichte und der Netzzuverlässigkeit ein nichtlinearer Funktionszusammenhang. Bei einer sehr geringen Lastdichte beeinflusst eine Veränderung der Lastdichte stark die Netzzuverlässigkeit, während bei einer sehr hohen Lastdichte die Veränderung der Lastdichte die Netzzuverlässigkeit nur wenig beeinflusst wird. Es liegt somit ein hyperbelähnlicher Funktionsverlauf wie nachstehend dargestellt vor.

$$y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})} = \frac{b}{x^c} + a$$

mit:

$y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})}$ : netzbetreiberindividueller Referenzwert für die Mittelspannungsebene

x: individuelle Lastdichte des Netzbetreibers in kW/km<sup>2</sup>

a, b: Regressionskoeffizient

c: Regressionsexponent.

- 72 Die Lastdichte ist für die Mittelspannungsebene definiert als der Quotient aus der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen [kW] und der geografischen Fläche [km<sup>2</sup>]. Die Jahreshöchstlast wird hierbei um den Anteil der Lasten horizontal angeschlossener Weiterverteiler (sogenannte Weiterverteiler auf gleicher Spannungsebene) bereinigt, sofern diese Weiterverteiler am Netz angeschlossen sind, um so einen Gleichlauf mit den Versorgungsunterbrechungen herzustellen.

- 73 Die Regressionskoeffizienten a, b und c ergeben sich regressionsanalytisch auf Basis der zu Grunde liegenden Daten. Auch der Exponent c wird dabei frei bestimmt, so dass sich der optimale Wert für den Exponenten c ergibt. Im Gegensatz zu den Regressionskoeffizienten a und b besteht für den Exponenten c ein ingenieurwissenschaftlich plausibler Wertebereich [0,5;1]. Für a, b und c besteht weiterhin die Bedingung, dass diese keine negativen Werte annehmen dürfen.

- 74 Zur Bestimmung der gebietsstrukturellen Unterschiede ist der Strukturparameter Lastdichte als Mittelwert der letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre heranzuziehen. Eine Mittelwertbildung über drei Kalenderjahre ist u. a. deswegen geboten, da ansonsten keine Bereinigung von Netzübergängen erfolgt. Somit ist sichergestellt, dass im jeweiligen Kalenderjahr dem zu betrachtenden Netzgebiet die entsprechenden Strukturparameter zugeordnet sind.
- 75 Für die Mittelspannung ist die Verwendung der Lastdichte als einziger Parameter in der Gesamtschau als die beste Lösung identifiziert. Dieses Ergebnis bestätigen die Analysen, die seit Beginn der Qualitätsregulierung gemacht werden konnten. Auch im E-Bridge-Gutachten konnte kein anderer Strukturparameter identifiziert werden, der die Beeinflussung der Netzzuverlässigkeit durch gebietsstrukturelle Merkmale besser beschreibt als die Lastdichte (vgl. E-Bridge-Gutachten S. 98 ff.). Gleiches gilt für die aktuellen Analysen auf Basis der zuletzt erhobenen Daten (vgl. **Anlage 1**). Die aktuellen Analysen der Bundesnetzagentur zeigen weiterhin, dass kein anderer Parameter besser geeignet ist, gebietsstrukturelle Merkmale abzubilden (vgl. **Anlage 1**).
- 76 Bei der regressionsanalytischen Bestimmung der Referenzwertfunktion ist zudem ein Gewichtungsfaktor zu berücksichtigen, u. a. um die (ausgefallene) Kundenstruktur sachgerecht zu approximieren. Als Gewichtungsfaktor wird die Anzahl der Letztverbraucher der Mittel- und Niederspannung (inklusive der Umspannebenen HS/MS und MS/NS) verwendet, da sich diese Größe als die geeignetste herausgestellt hat. Dies erfolgt auch vor dem Hintergrund, dass dadurch ein direkter Bezug zu der Skalierungsgröße des Monetarisierungsfaktors (nach Tenor Nr. 10 ebenfalls die Anzahl der Letztverbraucher) hergestellt ist und um in der Summe über alle Qualitätselemente die angestrebte Erlösneutralität herzustellen (s. u.). Letztverbraucher sind im Ausgangspunkt Kunden, die Energie für den eigenen Gebrauch kaufen (Haushalte, Gewerbe- und Industriebetriebe oder landwirtschaftliche Betriebe).
- 77 Die Grenzen des Erwartungsbereiches von  $c$  wurden dabei gutachterlich nicht als „scharfe“ Grenzen betrachtet (Folgegutachten, S. 15). Die Belastbarkeit der modellhaften Betrachtungen ist insoweit auf abstrakte und kostenoptimale Modell- bzw. Referenznetze begrenzt. Wird ein optimales Bestimmtheitsmaß ermittelt, setzt dies

vielmehr die Freigabe des betrachteten Exponenten  $c$  voraus (vgl. hierzu OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17. Februar 2016 – VI-3 Kart 245/12 [V] –, juris, Rn. 105). Das OLG Düsseldorf hat insoweit festgestellt, dass kein Anlass bestehe, an den Ausführungen des im zitierten Beschwerdeverfahren bestellten Sachverständigen zu zweifeln. Angestrebt wird eine Kongruenz zwischen empirischem Befund und Modellüberlegungen. Der Erwartungsbereich ist das Ergebnis ingenieurwissenschaftlicher Annahmen und Modellüberlegungen, in denen nachrangige, im realen Netz auftretende aber nicht zu vernachlässigende Einflussfaktoren ausgeblendet werden. Diese Einflussfaktoren können jedoch zu Abweichungen von den idealtypischen Ergebnissen für den Erwartungsbereich führen. Dies trifft auch für die analytischen Untersuchungen gebietsstruktureller Einflüsse zu, die im E-Bridge-Gutachten anhand von Referenznetzen durchgeführt wurden. Um sinnvolle Zusammenhänge und Modellansätze zur Beschreibung der Abhängigkeit der Netzzuverlässigkeit von gebietsstrukturellen Merkmalen herleiten zu können, mussten auch diesmal im Rahmen der gutachterlichen Analysen bestimmte, insbesondere endogene Einflüsse ausgeblendet werden, die jedoch reale Netze prägen und den Einfluss gebietsstruktureller Merkmale teils überlagern (vgl. E-Bridge-Gutachten, S. 42). Zu diesen Einflüssen zählen bspw. die Stochastik des Störaufkommens in realen Netzen, die netzbetreiberspezifische Betriebsmittelwahl und deren Altersstruktur, historische Entwicklungen, individuelle Besonderheiten oder Entscheidungen des individuellen Betreibers sowie vermehrt der Einsatz von Fernwirktechniken. In der Folge sind im Rahmen der statistischen Analyse auf Basis der Daten realer Netze Abweichungen von den Ergebnissen der Ingenieursmodelle zu erwarten (vgl. E-Bridge-Gutachten, S. 62). Nur wenn sich  $c$ -Werte ergeben, die deutlich außerhalb des Erwartungsbereiches liegen, ist von nicht hinreichend belastbaren Zusammenhängen auszugehen; dann ergäbe sich für diesen Parameter kein schlüssiges Gesamtbild (vgl. Gerichtsgutachten „Verwendung der Lastdichte als gebietsstrukturelles Unterscheidungsmerkmal für die Niederspannungsebene [...]“, Juni 2015, S. 3). Im seinerzeit entschiedenen Fall betrug der Wert  $c = 2,1$ , der aus einer ingenieurwissenschaftlichen Sicht nicht zu erklären war (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17. Februar 2016 – VI-3 Kart 245/12 [V] –, juris, Rn. 99).

- 78 Sollte sich für den regressionsanalytisch ermittelten Exponenten ein  $c$ -Wert ergeben, der außerhalb der ingenieurwissenschaftlich plausiblen Bandbreite liegt, wird

dieser mit Hilfe des Hypothesentests dahingehend überprüft, ob sich dieser von den Grenzen des Wertebereichs signifikant unterscheidet.

79 Die Bundesnetzagentur hat zur Bewertung des in **Anlage 1** dargestellten c-Wertes und zu dessen Entwicklung erneut gutachterliche Unterstützung geholt. Die Bewertungen der Gutachter sind in **Anlage 2** enthalten. Danach liegt der Wert weiterhin innerhalb seines Erwartungsbereiches. Zusammenfassend werden im Ergänzungsgutachten Schlussfolgerungen getroffen (vgl. **Anlage 2**, S. 18):

- Ein sinkendes Bestimmtheitsmaß  $R^2$  ergibt sich, wenn Netze mit unterschiedlichen endogenen Merkmalen miteinander durchmischt werden. Als wesentlicher Einfluss wird dabei die Ausbringung von Fernwirktechnik identifiziert, dessen Wirkung auf Bestimmtheitsmaß bestätigt wird.
- Die Methodik bleibt korrekt, wenn ausschließlich von exogenen Parametern ausgegangen wird. Auch der Rückgang des Exponenten c ist plausibel, da die Fernwirktechnik eine überproportionale Reduktion der Nichtverfügbarkeit in Netzen mit geringer Lastdichte bewirkt.
- Eine Veränderung der Regressionskoeffizienten stellt nicht die gesamte Methodik in Frage, solange es plausible endogene Erklärungsansätze gibt. Die weiterhin signifikante Bedeutung des gebietsstrukturellen Merkmals Lastdichte unterstreicht die Robustheit der Methode. Die Kongruenz zwischen den ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen und empirischem Befund ist gegeben.

80 Die Auswahl geeigneter Strukturparameter und die Belastbarkeit der Ergebnisse sind von einer Reihe von Kriterien abhängig. Es muss ein signifikanter Einfluss auf die Zuverlässigkeit vorliegen. Dieser wurde mit Hilfe statistischer Testverfahren wie nicht-parametrischer Panel-Regressionen oder Hypothesentests belastbar nachgewiesen. Mit Hilfe nicht-parametrischer Panel-Regressionen werden lokale Polynomfunktionen abschnittsweise an die Datensätze angepasst. Somit können lokal differenzierte Schätzwerte für den Einfluss einer Strukturgröße (z. B. Lastdichte) auf die Netzzuverlässigkeitskennzahl ermittelt werden. Diese Vorgehensweise ermöglicht die Feststellung struktureller Unterschiede über den gesamten Definitionsbereich

der Strukturgröße. Der Funktionsverlauf wird explorativ ermittelt und mit den ingenieurwissenschaftlichen Analysen abgeglichen.

- 81 Bei der Verwendung mehrerer Strukturparameter sind Scheinsignifikanzen (d. h. in gleicher Weise erklärende Parameter) auszuschließen, insbesondere dann, wenn die Strukturparameter hohe Korrelationen (lineare Abhängigkeiten) zueinander aufweisen. Weiterhin sollte das verwendete Modell durch analytische Überlegungen begründet sein. Entsprechend den Kriterien zur Auswahl von Strukturparametern wurden alle potentiell geeigneten Kandidaten untersucht. Der Strukturparameter Lastdichte bildet dabei die o. g. Kriterien am besten ab. Der Erklärungsgehalt und die Belastbarkeit des Ergebnisses aus der Signifikanz- und Regressionsanalyse sind auch in Form des ermittelten Bestimmtheitsmaßes mathematisch hinreichend nachgewiesen.
- 82 Der in **Anlage 1** dargestellte Zusammenhang aus den Zuverlässigkeitskennzahlenwerten und der Lastdichte wurde mit den Stellungnahmen aufgegriffen. Hinsichtlich des Bestimmtheitsmaßes  $R^2$  wird darin angemerkt, dass dieses einen zu geringen Wert aufweist bzw. im Zeitverlauf absinkt. Das Bestimmtheitsmaß  $R^2$  beschreibt dabei den Anteil der durch das (Lastdichte-) Modell erklärten Varianz der Zielgröße (vgl. Sachs/Hedderich 2020 „Angewandte Statistik“, 17 Aufl. Springer, S. 825). Je größer das  $R^2$  ist, umso besser kann die Zielgröße in dem Modell beschrieben werden. Das Bestimmtheitsmaß erreicht im Fall des „Lastdichtemodells“ aktuell einen Wert von rd. 40 %. Im ingenieurwissenschaftlichen Teil des E-Bridge-Gutachtens ist  $R^2$  für das „Lastdichtemodell“ auf Basis von Referenznetzen mit 60 % (bzw. 84 %) und im statistischen Teil, auf Basis tatsächlicher Netzdaten, ist es mit 42 % ausgewiesen (vgl. E-Bridge-Gutachten, S. 46, 86). Das Bestimmtheitsmaß erreicht im Ausgangsgutachten demgegenüber lediglich einen Wert von 38 % (vgl. Ausgangsgutachten, S. 90). Dies zeigt, dass der aktuelle Wert des Bestimmtheitsmaßes in einem Bereich liegt, der den gutachterlich bestimmten Größenordnungen entspricht und für die hier zu Grunde liegenden Fragestellungen einen hinreichenden Varianzanteil erklärt. Prinzipiell sind bereits Zusammenhänge mit einem Bestimmtheitsmaß  $R^2$  ab 20 % als bedeutsam anzusehen (vgl. E-Bridge-Gutachten, S. 85). Die so ermittelten Werte erklären sich daraus, dass mit der Lastdichte ein rein exogener

Einflussfaktor zu verwendet ist und endogene Faktoren aus methodischen Abwägungen auszublenden sind (vgl. Ausgangsgutachten, S. 47 – 48). Die Zuverlässigkeit wird jedoch durch diese endogenen Faktoren beeinflusst (vgl. Rn. 77). Als Beispiel für einen solchen endogenen Einfluss auf die Zuverlässigkeitskennzahlen ist der zunehmende Einsatz von „Fernwirktechniken“ zu nennen, der über die Gesamtheit der Netzbetreiber darüber hinaus in nicht gleicher Weise wirkt, im Zeitverlauf aber die sinkende Bestimmtheitsmaße erklärt (vgl. **Anlage 2**, S. 8 ff.).

- 83 Wenn in den Stellungnahmen zudem angemerkt wird, dass das Bestimmtheitsmaß allein nicht geeignet ist, die Geeignetheit eines Modelles festzustellen, ist dem mit Verweis auf **Anlage 1** und der Rn. 80 dieser Festlegung entgegenzuhalten, dass die Bewertung aller untersuchten Modelle auf Grundlage weiterer und in der Praxis üblichen Untersuchungen basieren. Zu nennen sind dabei die Durchführung explorativer Datenanalysen für verschiedene Einflussfaktoren, um mit deren Hilfe fortlaufend für verschiedene Intervalle der Dichteparameter deren Einflüsse auf die Zuverlässigkeitskennzahlenwerte zu schätzen (vgl. E-Bridge-Gutachten, S. 73). Brüche oder nicht erwartbare Funktionsverläufe sind bei Berücksichtigung aller Datenpunkte nicht festzustellen. Zur Absicherung der Ergebnisse zählen – neben der Bestimmung der Bestimmtheitsmaße – Analysen der Fehlerterme sowie die Bestimmung der beiden Informationskriterien AIC (Akaike Information Criterion) und BIC (Bayesian Information Criterion) u. a. um die Modelle untereinander vergleichen zu können. In der Folge sind Ergebnisse nach den üblichen wissenschaftlichen Kriterien bewertet und abgesichert (vgl. E-Bridge-Gutachten, S. 86).
- 84 Die Netzzuverlässigkeitskennzahlen und die zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede verwendeten Strukturparameter sind einander kongruent gegenüber zu stellen. Folgerichtig ist die zeitgleiche Jahreshöchstlast um Entnahmen der Weiterverteiler zu korrigieren. Gemäß Tenor Ziffer 3 und 4 sind Ebenen oberhalb der Mittelspannung für das Qualitätselement nicht zu berücksichtigen. Die Zuverlässigkeitsgrößen SAIDI bzw. ASIDI werden allein aus der Nieder- und Mittelspannung herangezogen und diese den entsprechenden Strukturparametern gegenübergestellt.

- 85 Die Lastdichte als Strukturparameter zur Bestimmung des Referenzwertes mit dem entsprechenden nichtlinearen Funktionszusammenhang wird für die vierte Regulierungsperiode bestimmt und nicht jährlich neu überprüft. Die Referenzfunktion und somit die Regressionskoeffizienten inklusive des Regressionsexponenten  $c$  werden auf Grundlage der jährlich zu aktualisierenden Datenbasis neu ermittelt, so dass auf dieser Basis entsprechend auch die Referenzwerte der Mittelspannung jährlich neu bestimmt werden.
- 86 In den Stellungnahmen wurde teilweise die Robustheit der Regressionsfunktion insbesondere in Bereichen mit sehr kleiner/großer Lastdichtewerte (Randbereiche) angezweifelt und angeregt, weitere Sicherheitsmechanismen zu prüfen. Dem ist entgegenzuhalten, dass die methodische Ausgestaltung des Qualitätselementes in allen vorliegenden Gutachten überprüft und bestätigt wurde. Dessen Belastbarkeit hält auch die Überprüfung hinsichtlich der materiellen Wirkung stand. Über die bereits implementierten Maßnahmen zur Risikodämpfung hinausgehende Sicherheitsmechanismen sind nicht sinnvoll. Als eine Alternative zur Dämpfung von Schwankungen wurde beispielsweise bereits im Ausgangsgutachten die Einführung eines sogenannten Totbandes diskutiert, d. h. einer Bandbreite von Abweichungen vom Referenzwert ohne Zu- oder Abschläge. Überzeugende Gründe sprechen jedoch gegen die Einführung solcher Totbänder, Trichter oder Konfidenzbänder, unabhängig von deren konkreten Konstruktion: Sie stehen im Widerspruch zu einer möglichst einfachen Struktur der Qualitäts-Erlös-Funktion (vgl. Ausgangsgutachten, S. 15, Abb. 2.3). Die geforderten Totbänder führen an ihren Grenzen zu Knickstellen des Funktionsverlaufes, die erheblichen Änderungen der Qualitätselemente zur Folge haben, abhängig davon, ob ein Netzbetreiber die Grenze des Totbandes gerade überscheitert oder nicht. Die eindeutige Bestimmung der Grenzen eines Totbandes ist nicht erkennbar. Eine Dämpfungswirkung bzw. ein weiterer Sicherheitsmechanismus, wie er in diesem Zusammenhang in den Stellungnahmen gefordert wird, hat zudem den Nachteil, dass diese die typischen Schwankungen der Zuverlässigkeitskennzahlenwerte überdecken, eine dämpfende Wirkung entfalten, aber die gewünschte Anreizwirkung des Qualitätselementes – bis hin zur Wirkungslosigkeit – dämpfen. Demgegenüber ist die hier vorgesehene Mittelwertbildung über drei Jahre, in Verbindung mit einer möglichst linearen Qualitäts-Erlös-Funktion vorzuziehen, welche die Auswirkungen stochastischer Einflüsse mindern. Weiterhin sind als

Sicherheitsmechanismen bereits Kappungsgrenzen (zwischen 2 und 4 %, vgl. Abschnitt 9) vorgesehen. Auch bleiben alle Versorgungsunterbrechungen, die nachweislich und definitionsgemäß der höheren Gewalt zuzuordnen sind bei der Bestimmung des Qualitätselementes ausnahmsweise unberücksichtigt. Unter dem Stichwort Sicherheitsmechanismen wird zudem die Nichtberücksichtigung aller Nachkommastellen beim Strukturparameter „Lastdichte“, bei gleichzeitiger Rundung der Referenzwerte auf lediglich zwei Nachkommastellen gefordert. In wieweit sich aus diesem Vorschlag für einzelne Netzbetreiber eine Sicherheit gegenüber Risiken ergibt, ist für die Bundesnetzagentur nicht nachvollziehbar. Im Übrigen ist dieser Vorschlag auch inkonsistent. Er enthält z. B. keine Aussagen zur Vorgehensweise bei der Rundung der Zuverlässigkeitskennzahlenwerte oder anderen Parametern. Die an dieser Stelle angewandte Vorgehensweise ist üblich und sie bedarf keinerlei Anpassungen in den Berechnungsabläufen. Schließlich sind die monetären Auswirkungen als maximal vernachlässigbar einzuschätzen.

- 87 Wenn darüber hinaus in den Stellungnahmen festgestellt wird, dass im Bereich hoher Lastdichtewerte (um 3.000 kW/km<sup>2</sup>) die Beobachtungsdichte abnimmt und daraus geschlussfolgert wird, dass diese Datenpunkte einer besonderen Berücksichtigung bedürfen, kann dem nicht gefolgt werden. Einer gesonderten Untersuchung der statischen Aussagekraft der Ergebnisse des Qualitätselementes bezogen auf einzelne Netzbetreiber bedarf es nicht. Die geforderten Ausreißeranalysen, wie sie beispielsweise bei der Durchführung des Effizienzvergleichs anzuwenden sind, sind nach §§ 18 ff. ARegV für das Qualitätselement nicht vorgesehen. Typische mathematische Verfahren wie die Cook-Distanz oder die DFBETAS zur Bestimmung von Ausreißer können beispielsweise nicht angewendet werden, da bei der durchgeführten Regressionsanalyse zur Ermittlung der Referenzwerte eine Gewichtung der Datenpunkte vorgenommen wurde (vgl. Rn. 76). Die Anwendung der Cook-Distanz oder DFBETAS würde automatisch zur Identifikation von Datenpunkten mit einem hohen Gewicht als Ausreißer führen, da diese die Funktion und das Bestimmtheitsmaß durch das gewählte Vorgehen stark beeinflussen können. Die Bereinigung des Datensatzes um Ausreißer ist auf diesem Wege daher nicht möglich. Auch ist ein Ausschluss von Datenpunkten, die außerhalb des Hauptfeldes der Punktwolke liegen, nicht sachgerecht, solange für deren Lage keine Datenerfassungsfehler verantwortlich sind. Um Verzerrungen durch solche Fehler auszuschließen, wurden

Untersuchungen durchgeführt. Auffällige Datenpunkte wurden anhand ihres individuellen Betrags an der Gewichtunggröße dahingehend überprüft, wie stark deren Einfluss auf den Verlauf der Regressionsfunktionen und deren Bestimmtheitsmaße ist (vgl. **Anlage 2**, S. 4 bis 7). Auch die einzelnen Plausibilisierungsschritte der entsprechenden Netzbetreiber wurden einer Überprüfung unterzogen. Im Ergebnis waren auch die Angaben von Netzbetreibern mit auffälligen Datenpunkten nachvollziehbar.

## **8. Monetarisierung**

- 88 Unter Abwägung der Zielsetzungen nach § 1 EnWG ist grundsätzlich eine am Letztverbraucher orientierte Optimierung der Versorgungszuverlässigkeit anzustreben. Dies kann erreicht werden, wenn die Grenzkosten der Netzbetreiber für eine Qualitätsveränderung dem Grenznutzen der Gesellschaft aus einer Qualitätsverbesserung/Qualitätsverschlechterung entsprechen.
- 89 Die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösbergrenze, die in Abhängigkeit vom erreichten Qualitätsniveau ermittelt werden, sollen die Kosten der Gesellschaft aufgrund einer Versorgungsunterbrechung widerspiegeln. Der gesellschaftlich empfundene Wert der Versorgungsqualität muss für die Monetarisierung von Abweichungen der Netzbetreiber von ihren entsprechenden Referenzwerten ausschlaggebend sein. Diese Kopplung des Monetarisierungsfaktors an die Kundensicht eröffnet einen Spielraum für eine integrierte Kosten- und Qualitätsoptimierung durch den einzelnen Netzbetreiber. Das Modell ermöglicht langfristig eine Entwicklung hin zum gesamtwirtschaftlich optimalen Qualitätsniveau, bei dem die netzseitigen Grenzkosten dem kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen.
- 90 Die Ausfallkosten – auch als „Value of Lost Load“ (VoLL) bezeichnet – für Deutschland werden auf Basis eines makroökonomischen Ansatzes, der sogenannten Produktionsfunktionsmethode, ermittelt. Ausgangspunkt für die Ableitung des Monetarisierungsfaktors ist eine Analyse der durch eine Versorgungsunterbrechung zu erwartenden gesellschaftlichen Kosten. Elektrizität wird dabei insbesondere als Inputfaktor für Wertschöpfung in der Produktion, in der Industrie, beim Gewerbe und dem Handels- und Landwirtschaftsbereich sowie als Nutzen stiftend für den Wert

der Freizeit der Haushalte betrachtet. Es wird somit angenommen, dass Versorgungsunterbrechungen zum einen Ausfallkosten in der Industrie, dem Gewerbe und dem Handels- und Landwirtschaftsbereich verursachen und zum anderen die den Haushalten zur Verfügung stehende Freizeit reduzieren und sich daher negativ auf das Nutzenniveau der Haushalte auswirken. Über entsprechende Annahmen bezüglich des Verhältnisses von Stromendverbrauch zu Wirtschaftsleistung bzw. Freizeitnutzen wird der daraus resultierende Wert einer ausgefallenen Kilowattstunde (kWh) ermittelt.

- 91 Kernannahme für die Schätzung von Ausfallkosten der Sektoren Land-/ Forstwirtschaft/ Fischerei, Industrie und Handel/ Gewerbe/ Dienstleistungen/ Transport ist die einer linearen Produktionsfunktion, wonach sich der Wert einer Kilowattstunde innerhalb eines Sektors direkt aus dem Verhältnis der sektoralen Wertschöpfung zu dem Gesamtstromverbrauch dieses Sektors ergibt.
- 92 Für die Bestimmung der Ausfallkosten im Haushaltsbereich wird wie im Industriebereich die Kernannahme eines linearen Zusammenhangs zwischen dem Wert der Freizeit bzw. Wertschöpfung und dem Stromverbrauch zugrunde gelegt. Der Nutzen von Freizeit verhält sich also proportional zum Stromverbrauch. Dies impliziert zudem, dass jede Stunde mit unterbrochener Stromversorgung im Haushalt einer verlorenen Stunde Freizeit entspricht.
- 93 Die Ausfallkosten der drei Sektoren Land-/Forstwirtschaft/Fischerei, Industrie und Handel/Gewerbe/Dienstleistungen/Transport und des Haushaltsbereiches werden mit dem Stromverbrauch in Bezug gesetzt.
- 94 Werden die ermittelten Schadenskosten mit der durchschnittlichen Last pro Endkunde multipliziert und durch 60 min/h dividiert, ergibt sich schließlich der Monetarisierungsfaktor. Die durchschnittliche Last pro Endkunde für das entsprechende Kalenderjahr berechnet sich aus der jährlichen Stromabsatzmenge für Deutschland dividiert durch die Anzahl der Jahresstunden (8.760 h) sowie die Anzahl der Endkunden.
- 95 Die Forderung nach Verwendung der Anzahl an Letztverbrauchern aus der Erhebung zu den Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG wird abgelehnt. Im Ausgangspunkt sind Letztverbraucher zwar Kunden, die Energie für den eigenen

Verbrauch kaufen (z. B. Haushalte, Gewerbebetriebe, Industriebetriebe und land-/forstwirtschaftliche Betriebe, vgl. Anlage zu der Allgemeinverfügung Az. 605/8135, S. 13). Auf Grundlage der Allgemeinverfügung Az. 605/8135 sind definitionsgemäß ausschließlich die unmittelbaren Letztverbraucher in der Niederspannung anzugeben (NS-Netzebene und MS/NS-Umspannebene (vgl. Anlage zur Allgemeinverfügung Az. 605/8135, S. 6). Mit dem Vorschlag verblieben jedoch somit die Kunden der höheren Netz- und Umspannebenen unberücksichtigt. Beim Monetarisierungsfaktor ist auf einen weitergefassten Kundenbegriff abzustellen. Gerade weil er auf einem makroökonomischen Ansatz beruht (vgl. Rn. 89 f.). Gleichwohl ist der Zusammenhang mit den Gewichtungsfaktoren der Nieder- und Mittelspannung gewahrt, da einheitengleiche und kundenbezogene Größen verwendet werden. In den Stellungnahmen wird demnach verkannt, dass der Monetarisierungsfaktor die Ausfallkosten der Endkunden in den Blick nimmt. Die Argumentation in **Anlage 1** betrifft dagegen die Gewichtungsgröße der Referenzwerte, die die Versorgungsaufgabe abbildet. Dies könnte prinzipiell auch durch andere Strukturgrößen, beispielsweise die zeitgleiche Jahreshöchstlast erfolgen. Es liegt aber nahe, an dieser Stelle die Letztverbraucher heranzuziehen, da zwischen der Anzahl der Letztverbraucher und Endkunden ein enger Zusammenhang besteht. D. h. aber nicht, dass sich diese Größen 1:1 entsprechen müssen, eine Inkonsistenz ist daher nicht erkennbar.

96 Der Monetarisierungsfaktor wurde entsprechend den im Gutachten „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements im Bereich der Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösbergrenze“ (vgl. Ausgangsgutachten, S. 99 ff.) beschriebenen Vorgaben ermittelt. Die hier beschriebene makroökonomische Analyse stellt nach wie vor den besten Weg dar, die Zahlungsbereitschaft der Kunden zu ermitteln (vgl. hierzu auch E-Bridge Gutachten, S. 27 ff.). Andere Ansätze, wie etwa eine Kundenumfrage sind im Gegensatz dazu sehr aufwendig und kostenintensiv. Ob die Ermittlung des Monetarisierungsfaktors durch einen derartigen Ansatz verbessert wird, ist zudem unklar.

97 Der Monetarisierungsfaktor wird auf Basis der zum Zeitpunkt der Berechnung aktuellsten Daten der öffentlichen Statistik ermittelt und repräsentiert die gegenwertige Entwicklung bezüglich des Elektrizitätsverbrauchs, der Bruttowertschöpfung sowie

der Gesamtlöhne. Sowohl bei der Bruttowertschöpfung als auch hinsichtlich der Gesamtlöhne ist im betrachteten Zeitraum ein Anstieg der Werte festzustellen, der einen höheren Monetarisierungsfaktor begründet. Sollten Daten zu einem bestimmten Kalenderjahr nicht verfügbar sein, so ist ausnahmsweise auf die zuletzt verfügbaren Daten zurückzugreifen.

- 98 Die Bundesnetzagentur nimmt am Ende der Berechnung eine Rundung des Monetarisierungsfaktors auf zwei Nachkommastellen vor. Innerhalb der Zwischenergebnisse erfolgt demgegenüber die Berücksichtigung aller Nachkommastellen. Diese Vorgehensweise entspricht dem bisherigen Vorgehen und ist auch bei anderen Verfahren üblich. Die Rundung des Monetarisierungsfaktor auf vier Nachkommastellen bzw. die Änderung der Einheit in €/min/1.000 LV/a, wie in den Stellungnahmen ausgeführt, hat jedoch – unter Berücksichtigung der Qualitätselemente aller Netzbetreiber – maximal eine vernachlässigbare monetäre Auswirkung. Die Rundung auf zwei Nachkommastellen ist im Ergebnis praktikabel und führt auch nicht zu unververtretbaren Ergebnissen.
- 99 Die Methodik zur Bestimmung des Monetarisierungsfaktors wird für alle Qualitätselemente der vierten Regulierungsperiode beibehalten. Unter Verwendung dieser Methodik wird auf Basis aktueller Daten der Monetarisierungsfaktor jährlich neu berechnet.

## **9. Kappungsgrenze**

- 100 Im Sinne einer Erlösneutralität der Qualitätsregulierung soll mit der Einführung des Qualitätselements keine generelle Veränderung der Erlössituation der Netzbetreiber insgesamt erreicht werden. Vielmehr sollen sich die Bonus- und Maluszahlungen des Qualitätselements über die Gesamtheit aller betroffenen Netzbetreiber möglichst ausgleichen.
- 101 Um die maximalen monetären Auswirkungen des Qualitätselements auf die Erlösobergrenze auf ein verhältnismäßiges Maß zu begrenzen, sollen Kappungsgrenzen berücksichtigt werden.

- 102 Die Kappung wird erst nach Summierung der Bonuszuschläge und Malusabschläge über die betroffenen Netzebenen durchgeführt. Der Bonus- und Malusbereich wird symmetrisch und einheitlich gekappt.
- 103 Durch eine symmetrische Kappung kann es zu einer geringfügigen Abweichung vom Ziel einer erlösneutralen Ausgestaltung der Qualitäts-Kosten-Funktion kommen. Aus diesem Grund hat die Bundesnetzagentur einen Kappungskorridor von 2 bis 4 % vorgegeben. Eine Kappung innerhalb dieses Korridors ist ausreichend, um die Auswirkung auf die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber angemessen zu begrenzen. Die Kappungsgrenze wird jährlich unter den genannten Prämissen neu bestimmt.
- 104 Sollte sich aufgrund von Netzübergängen das Ausgangsniveau, auf das sich die Kappung nach Tenor Ziffer 12 bezieht, verändern, hat der Netzbetreiber bei der jährlichen Aktualisierung seiner Daten (vgl. Tenor zu Ziffer 10. und Rn. 55) auch die Höhe des Ausgangsniveaus anpassen und die Anpassung erläutern. Nimmt der Netzbetreiber keine Anpassung vor, behält sich die Bundesnetzagentur eine Prüfung vor.

## **10. Netzübergänge**

- 105 Die Daten hinsichtlich der Kennzahlen ASIDI und SAIDI und der Strukturparameter werden für das Netz entsprechend den tatsächlichen Gegebenheiten jeweils zum 31.12. eines Kalenderjahres berücksichtigt. Die Daten bilden somit das jeweils zum 31.12. eines Kalenderjahres vorhandene Netzgebiet ab. Eine Bereinigung der Daten um Netzübergänge erfolgt somit nicht.
- 106 Netzübergänge werden dadurch berücksichtigt, dass eine Mitteilung über einen arithmetischen, nicht gewichteten Mittelwert der im jeweiligen Kalenderjahr tatsächlich dem Netz zuzuordnenden Kennzahlen ASIDI und SAIDI sowie den Strukturparametern zur Bestimmung des Qualitätselements erfolgt.

## **11. Befristung der Festlegung**

- 107 Die Festlegung ist gemäß § 36 Abs. 2 Nr. 1 VwVfG bis zum 31.12.2028 und damit für die Dauer der vierten Regulierungsperiode befristet.

## **12. Bekanntmachung der Entscheidung**

108 Da die Festlegung gegenüber einer Vielzahl betroffener Netzbetreiber erfolgt, nimmt die Beschlusskammer, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Festlegung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

## Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzerin

Bourwieg

Petermann

Krank