



Regulierungskammer im Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung
und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, 40190 Düsseldorf

9. Juni 2021
Seite 1 von 36

Aktenzeichen
(bei Antwort bitte angeben)
VI B 6 – 83.26.02

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970), das zuletzt durch Gesetz vom 21.12.2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist, in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 6 der Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) vom 29.10.2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Verordnung vom 23.12.2019 (BGBl. I S. 2935) geändert worden ist, wegen

MR Dr. Kremm
Telefon 0211 61772-275
Fax 61772-762
berthold.kremm@mwide.nrw

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 Jahre 2021 bis 2023 (Methodik-Beschluss)

legt die Regulierungskammer Nordrhein-Westfalen als Landesregulierungsbehörde folgendes fest:

1. Das in der Erlösbergrenzenformel der Anlage 1 ARegV enthaltene Qualitätselement wird für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit ab dem 01.01.2021 bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode Elektrizität 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, sofern sie nicht ein geschlossenes Verteilernetz nach § 110

Dienstgebäude und Lieferanschrift:
Berger Allee 25
40213 Düsseldorf

Telefon 0211 61772-0
Telefax 0211 61772-777
poststelle@mwide.nrw.de

www.wirtschaft.nrw
www.regulierungskammer.nrw

Öffentliche Verkehrsmittel:
Straßenbahnlinien 706, 708,
709 bis Haltestelle Poststraße

EnWG betreiben, in der dritten Regulierungsperiode am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen oder nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind.

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 sind die Kennzahlen der jeweils letzten abgeschlossenen drei Kalenderjahren zugrunde gelegt.
7. In der Mittelspannungsebene wird bei der Bestimmung der Kennzahlenvorgabe (Referenzwert) zur Berücksichtigung gebietsstruk-

tureller 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:

$Y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})}$: netzbetreiberindividuelle Referenzwert für die Mittelspannungsebene

x: durchschnittliche gewichtete Lastdichte

a, b, c: Regressionskoeffizienten

9. In der Niederspannungsebene entspricht die einheitliche Kennzahlvorgabe (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

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

SAIDI: 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:

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

mit:

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

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

$Y^{(\text{Ref})}$: errechneter einheitlicher Referenzwert der Niederspannungsebene

$\text{SAIDI}_{\text{ind}}$: individuelle Zuverlässigkeitskennzahl der Niederspannungsebene

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

$LV_{\text{ind}}^{(\text{NS})}$: 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 – 4% der Erlösobergrenze des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres 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. Diese Festlegung ist bis zum 31.12.2023 befristet.
14. Diese Festlegung wird gegenüber den Adressaten mit dem Tag der Zustellung wirksam. Unabhängig davon wird diese Festlegung gem. § 74 EnWG auch im Ministerialblatt des Landes Nordrhein-Westfalen und auf der Internetseite der Regulierungskammer NRW veröffentlicht.

Der Bericht der Bundesnetzagentur vom 14.10.2020 zur Bestimmung der Qualitätselemente 2021 bis 2023 ist als Anlage Bestandteil dieser Festlegung.

Gründe

I.

Die Regulierungskammer NRW trifft mit der vorliegenden Festlegung eine Entscheidung über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die Jahre 2021 bis 2023.

Für die Bestimmung des Qualitätselements hat die Bundesnetzagentur am 26.02.2020 eine Festlegung zur Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom (Az. BK8-20/00001-A) getroffen. Alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG, die kein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben, die in der dritten Regulierungsperiode nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen oder nicht nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind, wurden gemäß der genannten Festlegung aufgefordert, die Kennzahlen zu den Versorgungsunterbrechungen sowie zusätzliche Daten zur Bestimmung der Referenzwerte und der Bestimmung der monetären Auswirkung (Bonus/Malus) auf die individuelle Erlösobergrenze elektronisch an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.

Die Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom berücksichtigt die Erkenntnisse aus den vorangegangenen Qualitätsregulierungsverfahren. Zudem werden die Erkenntnisse aus drei Gutachten, welche im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellt wurden, berücksichtigt:

- „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 Limited¹ (im Folgenden Ausgangsgutachten genannt) und

- „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017–2018“ der Consentec GmbH (im Folgenden Folgegutachten genannt),
- "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).² Das Gutachten wurde am 10.01.2020 auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Der bisherige Ansatz zur Umsetzung des Qualitätselements wurde durch die Gutachter einer kritischen Überprüfung unterzogen. Des Weiteren wurden Vorschläge für eine mögliche Weiterentwicklung dargelegt. Die Kernaspekte wurden der Branche am 22.07.2019 vorgestellt. Die Möglichkeit, hierzu Stellung zu nehmen, wurde intensiv genutzt; die eingegangenen Stellungnahmen wurden in der Endfassung des Gutachtens berücksichtigt. Im Ergebnis ist festzuhalten, dass das Konzept, wie es bisher zur Ermittlung der Qualitätselemente angewendet wurde, nach wie vor dem Stand der Wissenschaft entspricht und grundsätzlich fortgesetzt werden kann.

Die Regulierungskammer Nordrhein-Westfalen als Landesregulierungsbehörde hat durch Bekanntmachung im Ministerialblatt des Landes Nordrhein-Westfalen vom 19.03.2021 und gleichzeitig auf ihrer Internetseite ein Verfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 6

¹ Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: www.bundesnetzagentur.de

² Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: www.bundesnetzagentur.de

ARegV über die **nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die Jahre 2021 bis 2023** eingeleitet. Zugleich hat die Regulierungskammer im Rahmen der Mitteilung auf ihrer Internetseite den Entwurf eines Festlegungstextes veröffentlicht und die Konsultation desselben eingeleitet. Die Bundesnetzagentur wurde am 28.04.2021 per E-Mail über die Einleitung des Verfahrens unterrichtet.

Den betroffenen Unternehmen und ihren Verbänden wurde mit E-Mail vom 19.03.2021 Gelegenheit zur Stellungnahme zu dem Entwurf des Festlegungstextes bis zum 17.04.2021 gegeben. Es sind zwei Stellungnahmen des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft – Landesgruppe Nordrhein-Westfalen – (BDEW NRW) und des Verbandes kommunaler Unternehmen – Landesgruppe Nordrhein-Westfalen – (VKU NRW). Der BDEW NRW billigt die beabsichtigte Methodik im Grundsatz, hält jedoch zur Reduzierung von Schwachstellen eine zielgerichtete Überprüfung und Weiterentwicklung für notwendig. Daneben plädiert er dafür, geplante Versorgungsunterbrechungen künftig mit einem Faktor 0,25 (anstatt 0,5) zu gewichten. Der VKU NRW hat eine gemeinsame Stellungnahme vom 11.02.2021 des BDEW und des VKU zur Festlegung Datenerhebung Qualitätselement der Bundesnetzagentur (BK8-21/001-A) übersandt, die sich jedoch nicht zur Methodik des Qualitätselements verhält.

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

1. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Regulierungskammer NRW als Landesregulierungsbehörde ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Satz 1, Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG. Die Festlegung im Rahmen der Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang im Wege der Anreizregulierung nach § 21a EnWG fällt gemäß § 54 Abs. 1 und Abs. 2 Nr. 2 EnWG in die Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörde, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Elektrizitätsverteilernetze weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind und das Elektrizitätsverteilernetz nicht über das Gebiet eines Landes hinausreicht.

2. Rechtsgrundlage

Die 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 Jahre 2021 bis 2023 erfolgt auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV. Danach kann die Regulierungsbehörde Festlegungen über den Beginn der Anwendung, die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselements nach den §§ 19 und 20 ARegV treffen. Auf die Erlösobergrenze können gemäß § 19 Abs. 1 ARegV Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit von Kennzahlenvorgaben (Referenzwerten) abweichen.

3. Formelle Anforderungen

Die formellen Anforderungen an die Rechtmäßigkeit der Festlegung sind erfüllt. Die Regulierungskammer NRW hat den betroffenen Netzbetreibern und den Verbänden gemäß § 67 Abs. 1, 2, § 28 Abs. 2 Nr. 3 VwVfG NRW Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

4. Materielle Anforderungen

Die Voraussetzungen für den Erlass dieser Festlegung liegen vor. Die 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 Jahre 2021 bis 2023 erfüllt die Voraussetzungen des § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV und ist geeignet, erforderlich und angemessen.

- a) Nach § 32 Abs. 1 ARegV kann die Regulierungsbehörde Festlegungen im Rahmen der Anreizregulierung treffen, wenn sie der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke dienen.

Die vorliegende 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 Jahre 2021 bis 2023 dient der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs gemäß § 32 Abs. 1 ARegV sowie §§ 20 - 21a EnWG, indem sie Anreize zur Steigerung der Netzzuverlässigkeit unter Berücksichtigung des Effizienzgedankens setzt. Damit wird dem Ziel eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen Rechnung getragen. Ferner wird der Ansatz des § 21 Abs. 2 EnWG, Anreize für eine effiziente Leistungserbringung zu setzen, konsequent angewendet. Gleichzeitig erfüllt die Festlegung den Zweck, gem. § 1 Abs. 1 EnWG auf eine preisgünstige, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Energieversorgung hinzuwirken.

Bei der Entscheidung, ob die Regulierungskammer NRW von ihrem Aufgreifermessen Gebrauch macht, hat sie berücksichtigt, dass die Festlegung erforderlich und geboten ist, um einen bundeseinheitlichen Vollzug des Regulierungsrechts sicherzustellen, weil auch auf

der Bundesebene sowie in anderen Ländern bei der Festlegung der netzbetreiberindividuellen Erlösobergrenzen für Elektrizitätsverteilernetze ein Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit zur Anwendung kommt.

Datengrundlage

Zur Bestimmung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom werden die Daten aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber herangezogen, die kein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben, in der dritten Regulierungsperiode nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen oder nicht nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind.

Die Bestimmung des Qualitätselements für die Netzzuverlässigkeit in Elektrizitätsverteilernetzen knüpft an die Definitionen der Allgemeinverfügung der Bundesnetzagentur nach § 52 Satz 5 EnWG vom 22. Februar 2006 (Az. 605/8135) und die in diesem Zusammenhang von den Elektrizitätsverteilernetzbetreibern vorgenommenen Datenmeldungen zu Versorgungsunterbrechungen an. Dies ermöglicht die Bezugnahme auf die seit 2006 durch die Bundesnetzagentur erhobenen Daten nach § 52 EnWG zur Unterbrechungsdauer und -häufigkeit, die seitdem von den Elektrizitätsverteilernetzbetreibern kontinuierlich erfasst werden und diesen somit 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 an die Bundesnetzagentur zu melden.

Eine zeitliche Durchschnittsbildung der Struktur- und Zuverlässigkeitsdaten über die letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre, soweit für

diesen Zeitraum belastbare Daten vorlagen, wird von der Regulierungskammer weiterhin als methodisch zweckmäßig 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 folgte der Berechnungsvorschrift für das arithmetische Mittel:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n x_i$$

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.

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 ihr aus anderen Verfahren vorliegen, überprüft. Die Datenplausibilisierung dient der Sicherstellung einer hinreichend belastbaren Datengrundlage. Insofern wurde u. a. die Konsistenz der Daten im übermittelten Datensatz mit den bislang vom Netzbetreiber zu Regulierungszwecken an die Regulierungsbehörden gemeldeten Daten überprüft. Im Fall der Kennzahlen zur Netzzuverlässigkeit wird diese den seiner-

zeit im Rahmen der Berichtspflichten nach § 52 EnWG vom Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur übermittelten Angaben gegenübergestellt.

Die beteiligten Netzbetreiber haben nach der Prüfung der von ihnen eingereichten Erhebungsbögen von der Bundesnetzagentur eine sog. Datenquittung erhalten, die den finalen Stand der in die Methodik-Ermittlung eingehenden Daten enthielt. Spätere Datenmeldungen sind grundsätzlich nicht mehr zu berücksichtigen (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17.02.2016, VI-3 Kart 245/12 [V]). Somit enthält die vorliegende Festlegung die von einzelnen Netzbetreibern geforderten „abschließend geprüften Daten“ im Sinne einer belastbaren Datengrundlage.

Insbesondere der Zuordnung zum Störungsanlass „Höhere Gewalt“ bedarf einer genauen Prüfung. Hierzu wird regelmäßig jede einzelne, seinerzeit gemeldete Versorgungsunterbrechung des Störungsanlasses „Höhere Gewalt“ entsprechend den Anforderungen der Allgemeinverfügung der Bundesnetzagentur nach § 52 Satz 5 EnWG zu Vorgaben zur formellen Gestaltung des Berichts nach § 52 Satz 1 EnWG (605/8135) vom 22.02.2006 bzw. den Hinweisen zur Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zum Störungsanlass „Höhere Gewalt“ im Rahmen der Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV (Stand Januar 2020) überprüft.

Hinsichtlich der zugrundeliegenden Definitionen der Strukturgrößen wurden keine Änderungen vorgenommen. Dies betrifft insbesondere die geografische Fläche. Hier wurde ausschließlich eine redaktionelle Klarstellung vorgenommen, da Netzbetreiber hierzu in der Vergangenheit Rückfragen gestellt hatten. Dadurch war den Netzbetreibern eine Hilfestellung an die Hand gegeben, welche Flächenanteile sie bei der Bestimmung der geografischen Fläche einzustellen hatten.

- b) Mit den Tenor-Ziffern 1. bis 9. wird die Methodik zur Ermittlung des Qualitätselements festgelegt.

Das in der Erlösobergrenzenformel der Anlage 1 ARegV enthaltene Qualitätselement soll für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit ab dem 01.01.2021 in einem rollierenden Verfahren angewendet werden. Auf Basis der vorliegenden Methodik-Festlegung ist folglich zunächst in jedem Kalenderjahr der verbleibenden dritten Regulierungsperiode ein netzbetreiberindividuelles Qualitätselement zu bestimmen. Die Methodenbestimmung betrifft dabei die Auswahl der Modellparameter, konkret die Auswahl ingenieurwissenschaftlich sinnvoller Einflussvariablen (Strukturgrößen) sowie die Auswahl der Netzzuverlässigkeitskennzahlen (SAIDI/ASIDI) und bleibt für den relevanten Zeitraum unverändert. Der Auswahl der Modellparameter liegt eine umfangreiche Datenerhebung (vgl. Beschluss BK8-20/00001-A vom 26.02.2020) und deren Analyse zugrunde. Auch im Hinblick auf eine mögliche Parameterauswahl mithilfe der zeitlich unmittelbar vorausgegangenen Erstellung des E-Bridge-Gutachtens wurden umfangreiche Untersuchungen durchgeführt.

Hinsichtlich der Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden wurden wiederum für die Mittel- und Niederspannung die Strukturparameter Stromkreislänge, Anschlusspunkte, Anzahl der Letztverbraucher und Bemessungsscheinleistung zusätzlich zur zeitgleichen Jahreshöchstlast und der geografischen bzw. versorgten Fläche untersucht. Es wurde hierbei überprüft, welche Parameter bzw. welche Parameterkombinationen am besten geeignet ist, gebietsstrukturelle Unterschiede nach § 20 Abs. 2 Satz 2 ARegV hinreichend abzubilden. Die Bundesnetzagentur hat zum Zwecke der Referenzwertermittlung Auswertungen vorgenommen, die im Bericht zur Bestimmung der Re-

ferenzwerte für das Qualitätselement 2021-2023 (Anlage 1) dokumentiert werden. Der Bericht ist veröffentlicht unter <https://www.bundesnetzagentur.de> → Sachgebiet: Elektrizität und Gas → Netzentgelte → Stromnetzbetreiber → Qualitätselement → 3. Regulierungsperiode.

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.

Das Ziel der Qualitätsregulierung besteht darin, durch individuelle Anreize ein gesamtwirtschaftliches Optimum zu erreichen (hierzu Herrmann/Westermann, in: Holznagel/Schütz, § 19 ARegV, Rn. 8). Im Rahmen der Qualitätsregulierung werden weder Zielvorgaben gesetzt noch Entwicklungspfade vorgegeben. Jedes Unternehmen kann entscheiden, ob Maßnahmen zu ergreifen oder Investitionen zu tätigen sind, um die Qualität nachhaltig zu verbessern, oder ob ein individuell optimaler Zustand hergestellt ist. Dadurch soll sich langfristig ein gesamtwirtschaftlich optimales 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). Somit stellt sich die Frage der Erreichbarkeit aus Sicht der Regulierungskammer nicht.

In der Gesamtbewertung der Erfahrungen der letzten Jahre sowie des aktuellen Gutachtens kommt die Regulierungskammer zu dem Ergebnis, dass eine methodische Festlegung, bei gleichzeitiger jährlicher Anpassung der Datengrundlage (rollierendes Verfahren), für die

nächsten drei Jahre zu einer sinnvollen Weiterentwicklung des Qualitätselements beiträgt. Die grundlegenden methodischen Ansätze haben sich als sehr stabil erwiesen und sollen zukünftig in größeren Abständen überprüft werden. Darüber hinaus geht die Regulierungskammer davon aus, dass die rollierende Erhebung aktueller Strukturparameter und die Festlegung individueller Qualitätskennzahlen zu einer höheren Aktualität und Abbildung der tatsächlichen Verhältnisse in den Netzen führt. Zudem wird vermieden, dass einzelne Erfassungsjahre ungleich häufig in das Qualitätselement einbezogen werden, da nun alle Jahre im rollierenden Verfahren das gleiche Gewicht haben. Die administrativen Belastungen der Unternehmen sinken aufgrund der längerfristigen Methodik-Festlegung ebenfalls.

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. Die Berechnungen selbst sind jährlich auf Grundlage der Daten der jeweils letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre durchzuführen. Zu diesem Zwecke werden in den Jahren 2021 und 2022 weitere Festlegungen der Bundesnetzagentur zur Datenerhebung und zur Bestimmung des individuellen Qualitätselements erforderlich sein. Dieses Vorgehen dient dem Ziel einer Qualitätsregulierung auf möglichst aktueller Datenbasis.

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.

Kennzahlenermittlung

Entsprechend der Allgemeinverfügung nach § 52 Satz 5 EnWG vom 22.02.2006 (Az. 605/8135) werden geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechungen, bei denen Letztverbraucher oder Weiterverteilern 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:

- a) „Atmosphärische Einwirkung“
- b) „Einwirkung Dritter“
- c) „Zuständigkeit des Netzbetreibers / Kein erkennbarer Anlass“
- d) „Rückwirkungsstörungen“
- e) „Höhere Gewalt“

Bei geplanten Versorgungsunterbrechungen werden zwei Kategorien unterschieden:

- a) „Zählerwechsel“
- b) „Sonstiges“

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 bzw. zu den Kennzahlen gemäß IEEE Standard 1366-2003 zählen. Die Beschränkung auf die Unterbrechungsdauer erfüllt die Voraussetzung des § 20 Abs. 1 ARegV und reduziert gleichzeitig den Erhebungsauf-

wand. Auf eine separate Berücksichtigung der Unterbrechungshäufigkeit wird weiterhin verzichtet, da diese implizit in der Kennzahl SAIDI/ASIDI berücksichtigt ist.

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 bei 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.

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.

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.

Die „sonstigen“ geplanten Versorgungsunterbrechungen werden mit einem Faktor von 0,5 gewichtet. Im Rahmen der Konsultation wurde vorgeschlagen, die sonstigen geplanten Versorgungsunterbrechungen nicht mit einem Faktor von 0,5, sondern mit einem Faktor von 0,25 zu gewichten, da die Ausfallkosten bei geplanten Versorgungsunterbrechungen deutlich unter 50% der Ausfallkosten bei ungeplanten Versorgungsunterbrechungen lägen. Gegenwärtig liegen jedoch keine neuen validen Erkenntnisse vor, die eine von 0,5 abweichende Gewichtung zulassen würden. Der Gewichtungsfaktor von 0,5 stellt eine in diversen Festlegungen praktizierte Abwägung zwischen den unterschiedlichen Interessenlagen von Netzbetreibern und Netzkunden dar. Auch wurde der Vorschlag, die geplanten Versorgungsunterbrechungen mit einem Faktor von 0,25 zu gewichten, nicht weiter substantiiert.

Versorgungsunterbrechungen unterliegen im zeitlichen Verlauf stochastischen Schwankungen, die die Kennzahl eines Kalenderjahres beeinflussen und sich dadurch auf die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösbergrenzen der Elektrizitätsverteiler-netzbetreiber auswirken. Um die Auswirkungen dieser stochastischen Schwankungen zu dämpfen, werden Durchschnittswerte aus den SAIDI/ASIDI-Werten über drei Jahre gebildet.

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.

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 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 und anschließend durch die gesamte installierte Bemessungsscheinleistung aller angeschlossenen Netzkuppeltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren dividiert. Die Kennzahlenwerte sind aus den Netzzuverlässigkeitsdaten der letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre, soweit für diesen Zeitraum belastbare Daten vorliegen, jährlich neu zu berechnen.

Referenzwertermittlung

Aus den Kennzahlenwerten sind Kennzahlvorgaben (Referenzwerte) als gewichtete Durchschnittswerte unter Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden zu ermitteln. Die Berücksichtigung

gebietsstruktureller Unterschiede über eine geeignete, kontinuierliche Funktion erhöht die Abbildungsgenauigkeit von Struktureinflüssen.

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 und der anzuwendenden Methode maßgebliche Weichenstellungen vor, es verbleiben bei der näheren Ausgestaltung und dem Verfahren der Bestimmung des Qualitätselements gleichwohl 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).

Der gutachterlichen Empfehlung, auf Basis von Netzbetreiberdaten den Einfluss gebietsstruktureller Merkmale (z. B. der Lastdichte) auf die Netzzuverlässigkeit hinsichtlich eines plausiblen Zusammenhangs regelmäßig einer Überprüfung zu unterziehen, wurde gefolgt.

Für die Niederspannung ist weiterhin kein hinreichend belastbarer Zusammenhang zwischen dem SAIDI und einem der untersuchten Strukturparameter im Hinblick auf die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede festzustellen (vgl. hierzu Anlage). 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 verbleibenden dritten Regulierungsperiode zu bestimmenden individuellen Qualitätselemente ist der Referenzwert für die Niederspannung auf Basis des gewichteten

Mittelwerts aus den SAIDI-Werten jährlich neu zu bestimmen, unter Berücksichtigung der aktualisierten Datengrundlage.

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).

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/km²

a, b: Regressionskoeffizient

c: Regressionsexponent.

Die Lastdichte ist für die Mittelspannungsebene definiert als der Quotient aus der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen [kW] und der geografischen Fläche [km²]. 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.

Die Regressionskoeffizienten a , b und c ergeben sich regressionsanalytisch auf Basis der zu Grunde liegenden Daten. Auch der Exponent c wird in der jetzigen Analyse frei bestimmt, so dass sich der optimale Wert für den Koeffizienten c ergibt. Im Gegensatz zu den Regressionskoeffizienten a und b besteht für den Koeffizienten c ein ingenieurwissenschaftlich plausibler Wertebereich. Für a , b und c besteht weiterhin die Bedingung, dass diese keine negativen Werte annehmen dürfen.

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 mehr erfolgt. Somit ist sichergestellt, dass im jeweiligen Kalenderjahr dem zu betrachtenden Netzgebiet die entsprechenden Strukturparameter zugeordnet sind.

Der Verkabelungsgrad wurde neben weiteren Parametern mit endogenem Charakter hinsichtlich seiner Eignung als gebietsstruktureller Parameter untersucht. Sowohl das Ausgangsgutachten als auch das Folgegutachten der Consentec GmbH kommen übereinstimmend zu dem Ergebnis, dass dieser Parameter aufgrund seiner Endogenität nicht dazu geeignet ist, für die Referenzwertbestimmung verwendet zu werden. Das E-Bridge-Gutachten verzichtete aus diesem Grund auf die Analyse endogener Größen (vgl. E-Bridge Consulting GmbH et al. Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselements vom 10.01.2020, S. 43, 72).

Insofern sind Parameter, die im Vergleich zum Verkabelungsgrad eher auf äußere Einflüsse zurückzuführen sind, diesem vorzuziehen. Ansonsten bestünde die Gefahr, dass bei einer Verwendung des Verkabelungsgrades die ermittelten Referenzwerte Wirkungen der für die Versorgungsqualität relevanten Entscheidungen vorwegnehmen

(Ausgangsgutachten, S. 45 f.). Referenzwerte sollen jedoch ausschließlich die durch äußere Einflüsse bedingten Niveauunterschiede reflektieren. Diese Einschätzung besitzt weiterhin Gültigkeit.

Bereits im Ausgangsgutachten wurde nachgewiesen, dass ein Zusammenhang zwischen dem Ausbau dezentraler Erzeugung und der Netzzuverlässigkeit nicht erkennbar ist. Zu dieser Einschätzung gelangt auch das Gutachterkonsortium im aktuellen E-Bridge-Gutachten. Demnach konnte weder aus ingenieurwissenschaftlichen Referenznetzanalysen noch auch aus der statistischen Untersuchung ein systematischer Zusammenhang mit der Netzzuverlässigkeit identifiziert werden (vgl. E-Bridge-Gutachten, S. 90). Die hierzu in der Vergangenheit getroffenen Aussagen gelten somit weiterhin uneingeschränkt. Es ist davon auszugehen, dass die durch den Zubau dezentraler Erzeugung erforderlichen Aus- und Umbaumaßnahmen der Mittel- und Niederspannungsnetze lediglich punktuell und geringfügig die Zuverlässigkeitskenngrößen beeinflussen. Dies gilt insbesondere für die einzelnen Netze, welche vom Zubau dezentraler Erzeugung stark betroffen sind. Die Mehrzahl der für das Qualitätselement berücksichtigten Netze sind von einem Zubau jedoch weniger stark betroffen und mussten somit nicht oder nur geringfügig ausgebaut oder umstrukturiert werden. Von einem plausiblen und signifikanten Zusammenhang zwischen dezentraler Einspeisung und der Zuverlässigkeit ist derzeit nicht auszugehen. Für die Bestimmung der Qualitätselemente der dritten Regulierungsperiode wird folglich auf eine Analyse von Strukturgrößen wie dezentrale Einspeisung, EE-Arbeit oder EE-Leistung zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Merkmale verzichtet.

Im Ergebnis wird für die Mittelspannungsebene die Verwendung der Lastdichte als einziger Parameter in der Gesamtschau als beste Lösung identifiziert. Dieses Ergebnis bestätigt die Analysen, die seit Beginn der Qualitätsregulierung gemacht werden konnten. Auch im

aktuellen 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 f.). Gleiches gilt für die aktuellen Analysen auf Basis der zuletzt erhobenen Daten (vgl. Anlage).

Bei der regressionsanalytischen Bestimmung der Referenzwertfunktion ist ein Gewichtungsfaktor zu berücksichtigen, u. a. um die (ausgefallene) Kundenstruktur sachgerecht zu approximieren. Als Gewichtungsfaktor wird die Anzahl der Letztverbraucher der Mittel- und Niederspannungsebene (inkl. Umspannebenen) 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 hergestellt ist und um in der Summe über alle festgelegten Qualitätselemente die angestrebte Erlösneutralität herzustellen (s.u.).

Die Grenzen des Erwartungsbereiches von c wurden seinerzeit vom Gutachter nicht als „scharfe“ Grenzen betrachtet (Folgegutachten, S. 15). Die Belastbarkeit der modellhaften Betrachtungen ist insoweit auf abstrakte und kostenoptimale Modellnetze begrenzt. Wird ein optimales Bestimmtheitsmaß ermittelt, setzt dies vielmehr die Freigabe des betrachteten Exponenten 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 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. 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).

Sollte sich für den regressionsanalytisch ermittelten Koeffizient c ein 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. Aufgrund der Erfahrungen der bisherigen Bestimmungen des Qualitätselements ist jedoch nicht davon auszugehen, dass es zu relevanten Abweichungen kommen könnte.

Die Auswahl geeigneter Strukturparameter und die Belastbarkeit der Ergebnisse sind von einer Reihe von Kriterien abhängig. Allein die Höhe des Bestimmtheitsmaßes ist nicht entscheidend für die Auswahl des geeignetsten Strukturparameters. Grundsätzlich sind exogene, durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbare Strukturparameter heranzuziehen. Weiterhin muss ein nachgewiesener 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. Die Durchführung des Kolmogorow-Smirnow-Tests entfällt folglich. Der unterstellte funktionale Zusammenhang sollte auf Basis der tatsächlichen Daten plausibel sein. Bei der Verwendung mehrerer Strukturparameter sind Scheinsignifikanzen (d. h. in gleicher Weise erklärende Parameter) auszuschließen, insbesondere dann, wenn Strukturparameter hohe Korrelationen 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.

Eine Gruppenbildung im Sinne des § 20 Abs. 2 S. 3 ARegV wird nicht vorgenommen. Strukturklassen sind mit der Gefahr erheblicher Verzerrungen, insbesondere an den Klassengrenzen verbunden (vgl. Consentec et al. Ausgangsgutachten vom 20.10.2010, S. 20). Verstärkt wird dies durch die nicht willkürfreie Wahl der Anzahl der Klassen sowie der Klassengrenzen. Daher wurde - wie auch schon bei den vorherigen Qualitätselementen – auf einen kontinuierlichen funktionalen Zusammenhang zurückgegriffen und auf die Bildung von Strukturklassen verzichtet. Dem Umstand, dass die Versorgungsstruktur eine starke, vom Netzbetreiber nicht beeinflussbare Wirkung auf die Netzzuverlässigkeit hat, ist durch eine von einem kontinuierlichen Strukturparameter abhängige Funktion Rechnung getragen (vgl. BGH, Beschluss vom 22.07.2014, EnVR 59/12).

Die Netzzuverlässigkeit 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 Ziffern 3 und 4 sind Ebenen oberhalb der Mittelspannung für das Qualitätselement nicht zu berücksichtigen, die Zuverlässigkeitsgrößen SAIDI bzw. ASIDI der Nieder- und Mittelspannungsebene heranzuziehen und diese den entsprechenden Strukturparametern gegenüberzustellen.

Die zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebene HS/MS beschreibt keinen gebietsstrukturellen Unterschied der Mittelspannungsebene, so dass sie nicht den Zuverlässigkeitsgrößen der Mittelspannungsebene gegenübergestellt werden kann. Auch der Teilrückgriff auf die zeitgleiche Jahreshöchstlast der Umspannebenen HS/MS und

die anschließende Minimumbildung aus den zeitgleichen Jahreshöchstlasten der Umspannebene HS/MS und der Mittelspannungsebene sind aus Gründen der Vergleichbarkeit zu verwerfen.

Einer zusätzlichen Einführung eines Konfidenzintervalls, eines Trichters oder eines Totbandes bedarf es nicht. Entscheidend gegen die Einführung spricht, dass ein solches Konfidenzband im Widerspruch zum Ziel einer möglichst einfachen Struktur der Qualitäts-Erlös-Funktion steht. An seinen Grenzen würde es unweigerlich Knickstellen für den Funktionsverlauf nach sich ziehen, die zu deutlichen Ergebnisänderungen des Qualitätselements führen können, je nachdem, ob ein Netzbetreiber die Grenzwerte gerade überschreitet oder nicht (vgl. Ausgangsgutachten vom 20.10.2010, S. 33 f.) Auch ist eine eindeutige Bestimmungsmöglichkeit für die Grenzen des Konfidenzbandes nicht erkennbar. Vor allem besteht die Gefahr, dass ein zu breites Konfidenzintervall, ein zu breites Totband bzw. ein zu breiter Trichter typische Schwankungen der Qualitätskenngrößen überdecken und den gewünschten Anreizeffekt des Qualitätselements bis zu seiner Wirkungslosigkeit dämpfen würde (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss v. 26.02.2020, Az. VI-3 Kart 75/17 [V]). Nach den regulatorischen Vorgaben sollen Anreize zu Anstrengungen zur Verbesserung der Versorgungsqualität aber auch bei nur geringer Abweichung vom Referenzwert sichergestellt werden (Herrmann/Westermann in: Holznaegel/Schütz, § 20 Rn. 46). Die Berücksichtigung von Konfidenzintervallen, Trichtern oder Totbändern entspricht auch nicht der gängigen behördlichen oder gerichtlichen Praxis in vergleichbaren Fällen (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 26.02.2020, Az. VI-3 Kart 75/17 [V]).

Ausreißeranalysen wie bei der Durchführung des Effizienzvergleichs sind nach §§ 18 ff. ARegV für das Qualitätselement nicht vorgesehen. Typische mathematische Verfahren wie die Cook-Distanz oder die

DFBETAS zur Bestimmung sogenannter Ausreißer können nicht angewendet werden, da bei der durchgeführten Regressionsanalyse zur Ermittlung der Referenzwerte eine Gewichtung der Datenpunkte vorgenommen wurde. 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 auf diesem Wege ist daher nicht möglich. Ein Ausschluss von Datenpunkten, die sich außerhalb des Hauptfeldes der Punktwolke befinden, ist nicht sachgerecht, solange für deren Lage keine Datenerfassungsfehler verantwortlich sind. Um Verzerrungen durch solche Fehler auszuschließen, wurde ein Robustheitstest durchgeführt. Auffällige Datenpunkte wurden anhand ihres individuellen Betrags an der Gewichtungsgröße dahingehend überprüft, wie stark deren Einfluss auf den Verlauf der Regressionsfunktionen und deren Bestimmtheitsmaße ist. Auch die einzelnen Plausibilisierungsschritte der entsprechenden Netzbetreiber wurden einer Überprüfung unterzogen. Im Ergebnis waren auch die Angaben von Netzbetreibern mit auffälligen Datenpunkten nachvollziehbar.

Die Lastdichte als Strukturparameter zur Bestimmung des Referenzwertes mit dem entsprechenden nichtlinearen Funktionszusammenhang wird für die restlichen Jahre der dritten Regulierungsperiode auf alle noch folgenden Qualitätselemente der Regulierungsperiode (2021 bis 2023) erstreckt und nicht jährlich neu überprüft. Die Referenzfunktion und somit die Regressionskoeffizienten inkl. des Regressionsexponenten 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. Die Erhebung der hierfür erforderlichen Parameter Anzahl der

Letztverbraucher, ASIDI- und Lastdichtewerte erfolgt mittels eines separaten Datenerhebungsbeschlusses.

- c) Mit den Tenor-Ziffern 10. bis 12. wird das Verfahren zur Bestimmung der aus dem Qualitätselement folgenden Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösobergrenze festgelegt.

Zunächst wird zur Ermittlung der Zu- und Abschläge auf die zulässige Erlösobergrenze jährlich die Differenz zwischen dem errechneten Referenzwert und der netzbetreiber-individuellen Kennzahl der entsprechenden Netzebene mit der durchschnittlichen Anzahl der Letztverbraucher der jeweils letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre und dem Monetarisierungsfaktor multipliziert. Es gilt die Berechnungsformel gemäß Tenor-Ziffer 10.

Monetarisierungsfaktor

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.

Die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösobergrenze, 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.

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 Input-Faktor 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 Stromverbrauch zu Wirtschaftsleistung bzw. Freizeitnutzen wird der daraus resultierende Wert einer ausgefallenen Kilowattstunde (kWh) ermittelt.

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. Für die Bestimmung der Ausfallkosten im Haushaltsbereich wird wie im Industriebereich die Kernannahme eines linearen Zusammenhangs zwischen dem Wert der Freizeit 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. Der Mittelwert aus dem VoLL der drei Sektoren Land-/Forstwirtschaft/Fischerei, Industrie und Handel/Gewerbe/Dienstleistungen/Transport und des Haushaltsbereiches wird mit dem Stromverbrauch gewichtet.

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.

Der Monetarisierungsfaktor wurde entsprechend den im Gutachten „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements im Bereich der Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösbergrenze“ (Ausgangsgutachten) beschriebenen Vorgaben ermittelt. Die hier beschriebene makroökonomische Analyse stellt nach wie vor den besten Weg dar, die Zahlungsbereitschaft der Kunden zu ermitteln. 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.

Der Monetarisierungsfaktor wird auf Basis der zum Zeitpunkt der Berechnung aktuellen 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.

Die Methodik zur Bestimmung des Monetarisierungsfaktors wird für alle folgenden Qualitätselemente der dritten Regulierungsperiode

(2021 bis 2023) beibehalten. Unter Verwendung dieser Methodik wird auf Basis einer aktualisierte Daten der Monetarisierungsfaktor jährlich neu berechnet.

Kappungsgrenze

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.

Um die maximalen monetären Auswirkungen des Qualitätselements auf die Erlösobergrenze auf ein verhältnismäßiges Maß zu begrenzen, sollen Kappungsgrenzen berücksichtigt werden. Die Kappung wird erst nach Summierung der Bonuszuschläge und Malusabschläge über die betroffenen Netzebenen durchgeführt. Der Bonus- und Malusbereich wird symmetrisch und einheitlich gekappt.

Durch eine symmetrische Kappung kann es zu einer geringfügigen Abweichung vom Ziel einer erlösneutralen Ausgestaltung der Qualitäts-Kosten-Funktion kommen. Aus diesem Grund wird ein 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.

Netzübergänge

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 berücksich-

tigt. Die Daten bilden somit das jeweils zum 31.12. eines Kalenderjahres vorhandene Netzgebiet ab. Eine Bereinigung der Daten um Netzübergänge erfolgt somit nicht.

Netzübergänge werden dadurch berücksichtigt, dass eine Mittellung 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.

III.

Befristung und Zustellung

Gemäß Tenor zu 13. ist die Festlegung bis zum 31.12.2023 und damit für die Dauer der dritten Regulierungsperiode befristet. Dies folgt der seit 2011 geübten Praxis, die Methodik der Bestimmung des Qualitätselements jeweils nach 2 bis 3 Jahren zu überprüfen und neu festzulegen.

Die Zustellung (Tenor zu 14.) erfolgt gem. § 73 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 5 Abs. 5 des Verwaltungszustellungsgesetzes für das Land Nordrhein-Westfalen (LZG NRW) vom 07.03.2006 (GV. NRW. S. 94), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22.03.2018 (GV. NRW S. 172) geändert worden ist, auf elektronischem Wege gegen Empfangsbekanntnis. Die Festlegung wird außerdem auf der Internet-Seite der Regulierungskammer NRW sowie über das Portal „NRW connect extern“ veröffentlicht. Sie wird darüber hinaus jedem Stromverteilnetzbetreiber in der Zuständigkeit der Regulierungskammer NRW per E-Mail übermittelt bzw. in den persönlichen Bereich des Portals „NRW connect extern“ eingestellt.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diese Entscheidung kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Regulierungskammer Nordrhein-Westfalen (Hausanschrift: Berger Allee 25, 40213 Düsseldorf) 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 die Festlegung angefochten und ihre 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).

Dr. Berthold Kremm

Volker Pesch

Jürgen Robbel