



Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: BK8-18/03010-81

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV sowie in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 1, § 4 Abs. 5 ARegV

wegen **Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselements**

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 den Beisitzer Stefan Albrecht

gegenüber der Stadtwerke Rostock Netzgesellschaft mbH, Schmarler Damm 5, 18069 Rostock, gesetzlich vertreten durch den Geschäftsführer

- Netzbetreiber -

am 19.03.2019 beschlossen:

1. Den kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2019 und 2020 wird jeweils ein Bonus gemäß Anlage 1 hinzugerechnet.
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 dritten 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 ein individueller, arithmetischer Mittelwert über drei Kalenderjahre gebildet. Dabei sind die Kennzahlen der Kalenderjahre 2015, 2016 und 2017 zugrunde gelegt.
7. In der Mittelspannungsebene wird bei der Bestimmung der Kennzahlvorgabe (Referenzwert) zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede der Strukturparameter Lastdichte herangezogen.

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 Kalenderjahre 2015, 2016 und 2017.

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

$$Y_{ind}^{Ref} = \frac{b}{X^c} + a$$

mit:

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

X : durchschnittliche gewichtete Lastdichte der Jahre 2015, 2016 und 2017

a, b, c Regressionskoeffizienten

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

Für die Niederspannungsebene gilt:

$$y^{(Ref)} = \frac{\sum_{i=1} SAIDI_i \cdot LV_i^{(NS)}}{\sum_{i=1} LV_i^{(NS)}}$$

mit:

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

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

SAIDI; durchschnittliche Zuverlässigkeitskennzahl für die Jahre 2015, 2016 und 2017

9. Zur Ermittlung der Zuschläge (Bonus) und Abschläge (Malus) auf die zulässige Erlösobergrenze wird die Differenz zwischen dem errechneten Referenzwert und der individuellen Kennzahl der entsprechenden Netzebene des Netzbetreibers mit der durchschnittlichen Anzahl der Letztverbraucher der Kalenderjahre 2015 bis 2017 und mit dem Monetarisierungsfaktor (vgl. Ziffer 11) multipliziert. Es gilt folgende Berechnungsmethode:

$$Bonus_i/Malus_i = \left[\left(Y_{ind}^{(Ref)} - ASIDI_{ind} \right) \cdot LV_{ind}^{(MS+NS)} + \left(Y^{(Ref)} - SAIDI_{ind} \right) \cdot LV_{ind}^{(NS)} \right] \cdot m$$

mit:

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

$ASIDI_{ind}$: individuelle Zuverlässigkeitskennzahl der Mittelspannungsebene

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

$SAIDI_{ind}$: 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

10. Der Monetarisierungsfaktor wird unter Verwendung eines makroökonomischen Ansatzes, auf Basis der Daten der Kalenderjahre 2015 bis 2017 berechnet. Der Monetarisierungsfaktor m beträgt 0,22 €/min/Letzterverbraucher/a.
11. Die Kappung der Erlösauswirkung wird bei 4 % der Erlösobergrenze des Kalenderjahres 2017 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.

Gründe

I.

Die Beschlusskammer hat gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 und 6 ARegV von Amts wegen ein Verfahren zur methodischen Ausgestaltung und gleichzeitig netzbetreiberindividuellen Bestimmung des Qualitätselements eingeleitet.

Hiermit wird die nähere Ausgestaltung und das Verfahren der Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV (hierzu unter III.) und das sich für die Jahre 2019 und 2020 ergebende individuelle Qualitätselement (hierzu unter IV.) festgelegt.

Dem Bundeskartellamt wurde am 22.11.2018 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme zu der beabsichtigten Festlegung gegeben.

Für die Bestimmung des Qualitätselements hat die Bundesnetzagentur am 20.02.2018 eine Festlegung zur Datenerhebung getroffen. Alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG, die kein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder die in der dritten 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 (AZ. BK8-17/0011-A) vom 20.02.2018 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 bis spätestens zum 30.04.2018 elektronisch an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.

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

- „Gutachten zur Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elementes (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze“ der Consentec GmbH in Kooperation mit der Forschungsgemein-

schaft 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)²,

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 26.11.2018 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der Netzbetreiber hat mit Email vom 07.12.2018 auf eine Stellungnahme verzichtet.

Die Stellungnahmen der Netzbetreiber thematisierten im Wesentlichen folgende grundsätzliche Aspekte:

1. Transparenz

Seitens der Netzbetreiber wurde bemängelt, dass der Beschluss nicht hinreichend hätte geprüft werden können, da die relevanten netzbetreiberspezifischen Daten nicht veröffentlicht wurden. Dieses Vorgehen würde eine unvollständige Anhörung nach § 67 EnWG darstellen, da insoweit erst zu einem späteren Zeitpunkt die Möglichkeit der Berechnung geschaffen würde.

2. Datenbasis

Zudem wurde die Datengrundlage in Frage gestellt, da eine Vielzahl von Parametern nicht plausibel wäre. Es sei weiterhin unklar, wie diejenigen Netzbetreiber berücksichtigt wurden, für die keine vollständigen Datensätze vorlagen. Um eine sachgemäße Berücksichtigung dieser Netzbetreiber sicher zu stellen, sei eine Ausreißeranalyse notwendig.

3. Versorgungsunterbrechungen 2015

Darüber hinaus wurde angemerkt, dass die Versorgungsunterbrechungen eines Kalenderjahres genau einmal im Qualitätselement abzubilden seien, da sonst verzerrende Effekte entstünden. Ein gegebenenfalls schlechter Wert aus dem Kalenderjahr 2015 würde doppelt berücksichtigt. Dies sei nicht sachgerecht. In diesem Zusammenhang würde es an einem Hinweis fehlen, wie sich

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

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

die Versorgungsunterbrechungen des Kalenderjahres 2015 stochastisch auswirkten.

4. Strukturparameter

Hinsichtlich der Strukturparameter wurde seitens der Netzbetreiber dargelegt, dass es als nicht sachgerecht erachtet würde, dass der Verkabelungsgrad im Constentec-Gutachten als stark endogener Faktor bezeichnet wird. Der Verkabelungsgrad sei für einen Netzbetreiber nur sehr eingeschränkt beeinflussbar, hätte jedoch einen Einfluss auf die Zuverlässigkeit in der Mittelspannung mit einer durchaus nennenswert nachgewiesenen statistischen Bestimmtheit. Aus Sicht der Netzbetreiber habe der Strukturparameter Verkabelungsgrad einen maßgeblich exogenen Charakter und hätte bei der Bestimmung des Qualitätselements berücksichtigt werden müssen.

Zudem wurde bemängelt, dass die dezentrale Einspeisung bislang nicht betrachtet wurde.

5. Referenzwertermittlung in der Mittelspannung

Darüber hinaus wurde darauf hingewiesen, dass die Entwicklung der Referenzkurve nicht nachvollziehbar sei. Weiterhin sei die Verschärfung des Referenzwertes sachlich nicht gerechtfertigt, da sich die Ausfallzeiten insgesamt positiv entwickelt hätten. Die aktuelle Systematik hätte zur Folge, dass durch die von den Netzbetreibern unternommenen Maßnahmen zur Verbesserung der Qualität auch immer eine weitere Verschärfung der Referenzwerte erfolgt. Dies widerspräche dem Gedanken der Erhaltung der Versorgungsqualität. Vielmehr ergäbe sich ein Anreizsystem zur ständigen Verbesserung. Der Grundsatz der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit sei nicht gegeben.

Zudem verhielte sich die Veränderung der Referenzkurve für die Lastdichten nicht gleich. Dadurch seien die Netzbetreiber mit geringer Lastdichte gegenüber den Netzbetreibern mit hoher Lastdichte benachteiligt.

6. Regressionsexponent c und R^2

Seitens der Netzbetreiber wurde angemerkt, dass der Regressionsexponent c keinesfalls geringfügig außerhalb der ingenieurwissenschaftlich plausiblen Bandbreite liegen würde. Dies sei nicht nachvollziehbar und hätte insbesondere für Netzbetreiber mit geringer Lastdichte große Auswirkungen. Es würde an

einer wissenschaftlichen Erklärung fehlen, warum der Erwartungsbereich keine scharfen Grenzen bilde. Die Belastbarkeit des Ergebnisses wurde angezweifelt. Das geringe R^2 würde dies stützen.

Eine Vergleichsrechnung des Verbändeprojektes „Benchmarking Transparenz“ würde zeigen, dass ein Modell unter Verwendung des Minimums aus den Jahreshöchstlasten der Umspannebene HS/MS bzw. der Netzebene MS den niedrigsten optimalen Wert des Regressionsexponenten c beim höchsten Bestimmtheitsmaß aufweisen würde.

Es wurde gefordert, dass der Regressionsexponent c zwischen 0,5 und 1 liegen sollte, auf 1 festgesetzt werden müsste bzw. alternative Modelle gesucht werden müssten. Weiterhin wurde eine Klassenbildung zur Anpassung des Modells vorgeschlagen.

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

II.

Die Festlegung des Qualitätselements des Netzbetreibers erfolgt auf Grundlage von § 32 Abs. 1 Nr. 1 und 6 ARegV, § 4 Abs. 5 ARegV und §§ 18 bis 20 ARegV.

1. **Zuständigkeit**

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 1 und 2 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde, soweit Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen betroffen sind, an deren Elektrizitätsversorgungsnetzen mindestens 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind oder deren Elektrizitätsversorgungsnetz über das Gebiet eines Landes hinausreicht. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

2. **Ermächtigungsgrundlage**

Die Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom erfolgt auf Grundlage von § 32 Abs. 1 Nr. 1 und 6 ARegV, § 4 Abs. 5 ARegV und §§ 18 bis 20 ARegV.

III.

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

1. Zulässigkeit der nachträglichen Festlegung für das Jahr 2019

Dass eine Festlegung des Qualitätselements für die Jahre 2019 und 2020 erst im 1. Halbjahr 2019 erfolgt, ist unschädlich.

Die Beschlusskammer sah sich an einer Entscheidung noch im Jahr 2018 und damit vor Beginn des Geltungszeitraums dieses Qualitätselements gehindert, da die Netzbetreiber nach der Ende November 2018 erfolgten Übermittlung der Beschlussentwürfe in großer Anzahl Fristverlängerungsanträge gestellt haben, die in den Januar 2019 reichten. Vor dem Hintergrund, dass sich die Methodik im übermittelten Anhörungsdokument im Vergleich zu den früheren Festlegungen des Qualitätselements nicht wesentlich geändert hat, wäre eine kurzfristige Entscheidung noch im Jahr 2018 möglich gewesen. Die Beschlusskammer hat den Fristverlängerungsanträgen jedoch auch vor dem Hintergrund entsprochen, da die Netzbetreiber zum Jahreswechsel 2018/2019 von einer beträchtlichen Anzahl von Verfahrensfristen- und Abschlüssen in Vorbereitung der dritten Regulierungsperiode Elektrizität betroffen waren.

Da die Methodik der Qualitätsregulierung nur einheitlich gegenüber allen adressierten Netzbetreibern festgelegt werden kann, hat die Beschlusskammer zudem davon abgesehen, die Netzbetreiber, die keine Stellung nehmen wollten oder eine fristgerechte Stellungnahme noch im Jahr 2018 eingereicht haben, vorab zu bescheiden. Die Stellungnahmen aller betroffenen Netzbetreiber zum methodischen Vorgehen bei der Bestimmung des Qualitätselements dieser Entscheidung waren vor endgültiger Beschlussfassung abzuwarten.

Interessen der belasteten Netzbetreiber an einer lediglich in die Zukunft wirkenden Festlegung des Qualitätselements treten gegenüber den Interessen der Allgemeinheit an der Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems zurück.

Gesetzgeberisches Ziel der Festlegung des Qualitätselements nach § 21a Abs. 5 EnWG und § 18 ARegV ist die Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen. Die Festlegung für die Jahre 2019 und 2020 im ersten Halbjahr 2019 ist auch geeignet, diese Ziele zu verwirklichen, da die

Anreizwirkung zur Stärkung der Versorgungsqualität unabhängig vom Zeitpunkt der Bescheidung besteht.

Die Festlegung ist auch erforderlich, da der Grundannahme des Gesetz- und Verordnungsgebers nicht Rechnung getragen würde, wenn der Festlegung des individuellen Qualitätselements durch Zeitablauf die Grundlage entzogen würde. Andere Konzepte, die alternativ zur Festlegung des Qualitätselements herangezogen werden könnten, sieht die ARegV nicht vor. Nach der Konzeption der ARegV ist ein Qualitätselement vorgesehen. Der Verordnungsgeber hat in Umsetzung von § 21a EnWG einen Baukasten an Instrumenten statuiert, die im Regime der Anreizregulierung zur Zielerreichung Anwendung finden. Hierzu gehört in Bezug auf den zentralen Baustein der Versorgungssicherheit das Qualitätselement, das nach § 19 Abs. 2 ARegV in der zweiten Regulierungsperiode, sei es im Ergebnis ein Bonus oder Malus, anzuwenden ist.

Die Festlegung ist zudem angemessen im engeren Sinne. Abzuwägen ist vorliegend das Interesse des mit einem Malus belasteten Netzbetreibers am Absehen von einer nachträglichen Festlegung für das Jahr 2019 mit dem Interesse derjenigen Netzbetreiber, die einen Bonus erwarten und mit dem Interesse der Allgemeinheit an der Zuverlässigkeit der Energieversorgung.

Das Interesse des Netzbetreibers an einem Absehen von der Festlegung für das Jahr 2019 ist in nur eingeschränktem Maße schutzwürdig. Dies folgt zum einen aus dem Umstand, dass den Netzbetreibern spätestens mit Veröffentlichung der Hinweise der Beschlusskammer 8 im September 2018 zur Anpassung der Erlösobergrenzen bewusst war, dass auch für das Jahr 2019 ein Qualitätselement festgelegt wird und auch in den Vorjahren bereits ein Qualitätselement festgelegt worden war. Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber zu keinem Zeitpunkt mitgeteilt, auf die Festlegung eines Qualitätselements verzichten zu wollen.

Er konnte auf ein Ausbleiben der Qualitätsregulierung für das Jahr 2019 nicht vertrauen. Mit E-Mail vom 05.10.2018 teilte die Beschlusskammer dem Netzbetreiber mit, dass die Berechnung des Qualitätselements abgeschlossen sei. Das in dieser E-Mail mitgeteilte, individuelle Ergebnis sei der Preisbildung zum 15.10.2018 zugrunde zu legen. Im Dezember 2018 wurde der Netzbetreiber zudem mit den ermittelten Werten durch Übersendung eines Beschlusssentwurfs förmlich angehört. Dem Netzbetreiber war somit der nun festgelegte Wert vorab bekannt.

Würde bei den Netzbetreibern mit einem Bonus auf eine Aussetzung des Qualitätselements verzichtet, würde der methodisch festgelegte Grundsatz der Erlösneutralität, also

der Ausgleich der Bonus- und Malusbeträge über alle Netzbetreiber, aufgegeben. Insofern bestünde nur die Möglichkeit, das Qualitätselement vollständig für das Kalenderjahr 2019 auszusetzen. Hier wären jedoch diejenigen Netzbetreiber insgesamt im gleichen Maße belastet, die für das Kalenderjahr 2019 einen Bonus erwarten.

Hinzu kommt, dass der einzelne Netzbetreiber, der einen Malus erwartet, durch die Qualitätsregulierung keinen übermäßigen Belastungen ausgesetzt wird. Etwaige unangemessene monetäre Wirkungen werden durch die Vorgaben zur Kappungsgrenze methodisch von vornherein ausgeschlossen. Die Vorgaben zur Kappungsgrenze dienen dem Ausschluss etwaiger unbilliger Härten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die entsprechenden Grenzziehungen regelmäßig zugunsten der Netzbetreiber weit oberhalb der in der Rechtsprechung zum Härtefall nach § 4 Abs. 4 Nr. 2 ARegV anerkannten Grenzen (Aufzehrung der Eigenkapitalverzinsung) liegen.

Vor diesem Hintergrund stehen die Interessen des Netzbetreibers auch hinter den Interessen der Allgemeinheit zurück. Die Qualitätsvorgaben dienen der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen (§ 18 ARegV) und damit unmittelbar dem Gemeinwohl. Sie sollen dafür sorgen, dass die Versorgungsqualität bei allem Bemühen um Kosteneffizienz im Fokus der Netzbetreiber bleibt (Herrmann/Westermann, in: Holznagel/Schütz, § 18 ARegV, Rn. 3).

Die Vorgaben zur Qualitätsregulierung folgen dabei unmittelbar aus den Zielen des EnWG. Nach § 1 Abs. 1 EnWG ist Zweck des Gesetzes u.a. eine möglichst sichere leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität. Daran anknüpfend dient die Regulierung der Elektrizitätsnetze nach § 2 Abs. 2 EnWG der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen. Nach § 2 Abs. 1 EnWG sind Energieversorgungsunternehmen zudem zu einer Versorgung im Sinne des § 1 verpflichtet, so dass umso mehr etwaige Einbußen in Form eines Malus hinzunehmen sind und die finanziellen Interessen der Netzbetreiber insoweit zurücktreten.

Das Interesse an einer fortlaufenden Qualitätsregulierung ist aufgrund dieser gesetzgeberischen Zielsetzungen als besonders hoch einzuschätzen, zumal erhöhte Risiken von Netzausfällen bei Wegfall des Qualitätselements, sei es auch nur für einzelne Jahre, im Rahmen der Daseinsvorsorge in keinem Verhältnis stehen zu den finanziellen Vorteilen der Netzbetreiber mit einem Malus, die durch das Absehen von einer Festlegung des Qualitätselements für das Jahr 2019 entstünden. Das Ziel der Qualitätsregulierung, durch individuelle Anreize ein gesamtwirtschaftliches Optimum zu erreichen (hierzu Herr-

mann/Westermann, in: Holznagel/Schütz, § 19 ARegV, Rn. 8) würde so gefährdet. Gerade im Falle von Netzbetreibern mit einem verhältnismäßig „schlechten“ Qualitätselement und damit einhergehend einem höheren Malusbetrag wäre es unverhältnismäßig, die Qualitätsregulierung vor diesem Hintergrund für ein Jahr auszusetzen.

2. Zusammenfassung der Beschlüsse

Die separate Festlegung der Berechnungsmethodik und des individuellen Qualitätselements in jeweils gesonderte Entscheidungen war nicht erforderlich. Die gemeinsame Festlegung dient der Effizienz des Verfahrens und der zeitlichen Beschleunigung. Insbesondere ist kein Anhörungsmangel ersichtlich, da die Netzbetreiber im Rahmen der Anhörung gemäß § 67 Abs. 1 EnWG zur Stellungnahme aufgefordert wurden, den übermittelten Entscheidungsentwurf hinsichtlich aller Bestandteile (Bericht, Methodik und individuelle Berechnung) zu würdigen.

3. Datengrundlage

Zur Bestimmung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom wurden die Daten aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber herangezogen. Ausgenommen wurden Betreiber geschlossener Verteilernetze nach § 110 EnWG, Netzbetreiber, die in der dritten Regulierungsperiode am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen sowie Netzbetreiber, die 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 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, wurden die Netzbetreiber mit der Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV vom 20.02.2018 (Aktenzeichen BK8-17/0011-A) aufgefordert, die Kennzahlen für die Jahre 2016 und 2017 zu melden. Somit erhielten die Netzbetreiber die Möglichkeit, ihre in der Vergangenheit gemeldeten Daten nach § 52 EnWG erneut zu überprüfen und gegebenenfalls Korrekturen im Rah-

men der Datenerhebung zur Bestimmung des Q-Elementes vorzunehmen. Die Daten zum 31.12.2015 lagen der Bundesnetzagentur aufgrund der Festlegung BK8-15/001 bereits vor.

Eine zeitliche Durchschnittsbildung der Struktur- und Zuverlässigkeitsdaten über drei Kalenderjahre wird von der Beschlusskammer als methodisch zweckmäßig und notwendig 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). Zum Zeitpunkt der Datenerhebung konnten zusätzlich zu den in der Vergangenheit übermittelten Daten nur die Versorgungsunterbrechungen der Kalenderjahre 2016 und 2017 erhoben werden. Für eine Durchschnittsbildung über drei Kalenderjahre war es somit notwendig, die Versorgungsunterbrechungen des Kalenderjahres 2015 auch für die Bestimmung des Qualitätselements für die Kalenderjahre 2019 und 2020 einzubeziehen. 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 geführt hätte.

Bei der Entscheidung der Beschlusskammer, dass die Versorgungsunterbrechungen des Jahres 2015 in das vorliegende Qualitätselement einzubeziehen waren, war zudem die Erwägung tragend, dass die Alternative, eine Betrachtung von lediglich zwei Jahren, zahlreiche Netzbetreiber mit nachteiligen Zuverlässigkeitsdaten in diesen Jahren besonders belastet hätte, da die oben beschriebene Glättung entfallen wäre.

Es ist auch nicht ersichtlich, warum die doppelte Berücksichtigung eines Kalenderjahres bei der Bildung eines dreijährigen Durchschnitts methodisch nicht zulässig sein sollte. Aus dem reinen Befund einer Doppelberücksichtigung folgt keine methodische Schwäche der gefundenen Ergebnisse. Dabei fließt in die Bewertung ein, dass Sonderereignisse aus Höherer Gewalt ohnehin nicht bei den Kennzahlen enthalten sind und durch die Kapazitätsgrenze eine Sicherung gegen als unverhältnismäßig empfundene Ergebnisse eingezogen ist. Auch in anderen Zusammenhängen, z.B. bei Investitionen, wirken die Ent-

scheidungen eines Unternehmens fort, so dass die Entwicklung der Qualität einmal mit den zwei Jahren zuvor und einmal mit den zwei Jahren danach immer noch ein richtiges Bild über die Qualität eines Netzbetreibers vermittelt.

Im konkreten Fall kommt in der Gesamtschau aller Netzbetreiber hinzu, dass nachteilige Effekte durch die Berücksichtigung der Daten aus dem Jahr 2015 nicht erkennbar sind. Das Jahr 2015 weist eine vergleichsweise hohe durchschnittliche Zuverlässigkeit auf, wie die Veröffentlichung nach § 52 EnWG (vgl. die Veröffentlichung unter <https://www.bundesnetzagentur.de> → Sachgebiet: Elektrizität und Gas → Versorgungssicherheit → Versorgungsunterbrechungen) zeigt. Demnach stieg der SAIDI_{EnWG} in 2016 gegenüber 2015 um 0,8 % und in 2017 gegenüber 2015 um 19,2 % an.

Zur Sicherstellung einer belastbaren Datengrundlage hat die Bundesnetzagentur die übermittelten Daten einer umfangreichen netzbetreiberindividuellen Plausibilitätsprüfung unterzogen. So wurde etwa für jeden Netzbetreiber die Konsistenz der Strukturdaten anhand von Daten, die der Regulierungsbehörde aus anderen Verfahren vorliegen, überprüft. Die Datenplausibilisierung diente 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 konkreten Fall der Kennzahlen zur Netzzuverlässigkeit wurden diese den seinerzeit im Rahmen der Berichtspflichten nach § 52 EnWG vom Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur übermittelten Angaben gegenübergestellt. Anlass zu einer näheren Überprüfung bestand immer dann, wenn konkrete Anhaltspunkte vorlagen, die Zweifel an der Richtigkeit der übermittelten Daten begründeten. Zur näheren Überprüfung der Netzbetreiberangaben zählte z. B. die Einholung weiterer Auskünfte, Erläuterungen oder entsprechender Nachweise beim jeweiligen Netzbetreiber. Darüber hinaus wurde eine Gesamtschau über alle vom jeweiligen Netzbetreiber zur Verfügung stehenden Informationen durchgeführt. So konnte etwa festgestellt werden, dass auch von einzelnen Netzbetreibern mit einem durchschnittlichen SAIDI-/ASIDI-Wert von kleiner 1 min/a plausible Angaben übermittelt wurden.

Insbesondere die Zuordnung zum Störungsanlass „Höhere Gewalt“ bedurfte einer genaueren Prüfung. Hierzu wurde regelmäßig jede einzelne, seinerzeit gemeldete Versorgungsunterbrechung des Störungsanlasses „Höhere Gewalt“ entsprechend den Anforderungen der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG zu Vorgaben zur formellen Gestaltung des Berichts nach § 52 S. 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 vom 21.04.2011 überprüft. Wurden die Anforderungen nicht erfüllt, wurde der Netzbetreiber aufgefordert, seine Angaben entsprechend zu korrigieren. Zur Plausibilisierung dieser Störungskategorie wurden u.a. zusätzliche Informationen des Deutschen Wetterdienstes (Sturmauswertungen der Jahre 2015-2017) und des Bundesamtes für Gewässerkunde bzw. der zuständigen Landesämter (Hochwasserauswertungen der Jahre 2015 bis 2017) herangezogen.

Jeder Netzbetreiber erhielt nach Abschluss der Datenplausibilisierung eine Datenquittung. Diese diente zur Information und abschließenden Überprüfung der zuletzt übermittelten Daten, die zur Berechnung der Qualitätselemente herangezogen wurden.

Soweit einzelne Netzbetreiber anmerken, dass der Beschluss nicht hinreichend hätte geprüft werden können, da relevante netzbetreiberspezifische Daten nicht veröffentlicht wurden, ist darauf hinzuweisen, dass es sich hierbei im Wesentlichen um Netz- und Strukturdaten der Netzbetreiber handelt. Eine kurzfristige Datenbereitstellung wäre diesbezüglich nicht möglich gewesen. Bei den in Rede stehenden Daten ist davon auszugehen, dass es sich nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs im Wesentlichen um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Netzbetreiber handelt (vgl. BGH, Beschluss vom 11.12.2018, EnVR 21/18). Der Versuch einer Offenlegung etwaiger Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse in Bezug auf eine Vielzahl von Daten der einzelnen Netzbetreiber hätte zudem den Verfahrensabschluss zur Festlegung des Qualitätselements 2019-2020 unverhältnismäßig verzögert, zumal davon auszugehen ist, dass dies umfangreiche Beschwerdeverfahren vor den Oberlandesgerichten, verbunden mit Eilverfahren, nach sich gezogen hätte. Vor dem Hintergrund, dass auch in den vorangegangenen Qualitätselementen die Datengrundlage nicht vorab offengelegt wurde und dies in der Branche keinen grundlegenden Bedenken begegnete, ist das weitere Betreiben einer Datenoffenlegung seitens der Bundesnetzagentur nicht erforderlich. Ein Anhörungsmangel ist insoweit nicht ersichtlich.

4. Methodik

Die Vorgaben zur näheren Ausgestaltung und dem Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV entsprechen im Wesentlichen der bereits zuvor getroffenen Entscheidung für die Jahre 2017 und 2018. Die Beschlusskammer sieht die Notwendigkeit, die methodischen Ansätze für die zukünftige Anwendung des Qualitätselements (Strom) regelmäßig zu überprüfen. Die damit verbundene Datenerhebung und Beteiligung der Branche hat die Beschlusskammer im Jahr vor Beginn der 3. Regulierungsperiode und

den damit verbundenen Arbeiten auch in Verbänden und Unternehmen als unverhältnismäßig betrachtet.

Auch vor diesem Hintergrund wird das vorliegende Qualitätselement lediglich für die ersten beiden Jahre der dritten Regulierungsperiode festgelegt, also für die Jahre 2019 und 2020. Im Juli 2018 hat die Bundesnetzagentur ein Gutachten zur Weiterentwicklung der bestehenden Qualitätsregulierung auf Basis der Netzzuverlässigkeit der Elektrizitätsverteilernetze vergeben. Die Erkenntnisse aus diesem Gutachten sollen in die Datenabfrage und sodann in die Festlegung des fünften Qualitätselements (Strom) ab dem Jahr 2021 einfließen.

Ein Qualitätselement für die Jahre 2019 und 2020 erfüllt mithin die Anforderungen an die Verhältnismäßigkeit des Qualitätselements und folgt zudem verwaltungspraktischen Erwägungen, die eine angemessene Vorlaufzeit für die sorgfältige Überprüfung und nachfolgende Konsultation der ggf. modifizierten Methodik erfordern.

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 S. 2 ARegV hinreichend abzubilden. Die Bundesnetzagentur hat zum Zwecke der Referenzwertermittlung Auswertungen vorgenommen, die im Bericht zur Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2019 – 2020 (Anlage 3) 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 des Ausgangsgutachtens. Weiterhin wurden die Erfahrungen aus den zuvor ermittelten Qualitätselementen berücksichtigt. Die Anlage 3 zur Festlegung dokumentiert ausführlich die getroffenen Abwägungen und einzelnen Zwischenschritte zur Ermittlung der Referenzwerte bzw. der Qualitätselemente.

5. Kennzahlenermittlung

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:

- 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- Kenngrößen³ bzw. zu den Kennzahlen gemäß IEEE Standard 1366-2003⁴ 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.

Zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze werden grundsätzlich Versorgungsunterbrechungen nur in der Netzebene ihres Entstehens berücksichtigt. Somit sind Versorgungsunterbrechungen demjenigen Elektrizitätsverteilernetzbetreiber 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

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

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

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 verursacht werden können, vermieden werden.

Die „sonstigen“ geplanten Versorgungsunterbrechungen werden mit einem Faktor von 0,5 gewichtet. Auf geplante Versorgungsunterbrechungen können sich die Netzkunden vorbereiten, so dass diese geringere Unterbrechungskosten bei den Netzkunden verursachen.

Versorgungsunterbrechungen unterliegen im zeitlichen Verlauf stochastischen Schwankungen, die die Kennzahl eines Kalenderjahres beeinflussen und dadurch auf die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösbergrenzen der Elektrizitätsverteilternetzbetreiber 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 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.

6. 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 Bestimmung des Referenzwertes ergibt sich aus Anlage 3.

Die Ausgestaltung des nach §§ 19, 20 ARegV zu bestimmenden Qualitätselements ist nicht abschließend. Das Energiewirtschaftsgesetz und die Anreizregulierungsverordnung geben hinsichtlich der zu berücksichtigenden Kennzahlen, hinsichtlich der Ermittlung der Kennzahlenwerte und der Kennzahlvorgaben und 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).

Für die Niederspannung wurde kein hinreichend belastbarer Zusammenhang zwischen dem SAIDI und einem der untersuchten Strukturparameter im Hinblick auf die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede festgestellt. Insofern wird der Referenzwert in der Niederspannungsebene als mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteter Mittelwert der SAIDI-Kennzahlen ermittelt.

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.

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

$$Y_{ind}^{Ref} = \frac{b}{X^c} + a$$

mit:

- $Y_{ind}^{(Ref)}$: netzbetreiberindividueller Referenzwert für die Mittelspannungsebene
X: individuelle Lastdichte des Netzbetreibers in kW/km²
a, b: Regressionskonstante
c: konstanter Regressionsexponent.

Die Lastdichte ist für die Mittelspannungsebene definiert als der Quotient aus der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen [in kW] und der geografischen Fläche [in km²]. Die Jahreshöchstlast wird hierbei um den Anteil der Lasten der horizontal angeschlossenen 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“ und „b“ ergeben sich auf Basis der zu Grunde liegenden Daten. Der Parameter „c“ wurde in der jetzigen Analyse frei bestimmt, so dass sich der optimale Wert für den Koeffizienten „c“ ergeben konnte. Im Gegensatz zu den Regressionskoeffizienten „a“ und „b“ besteht für den Koeffizienten „c“ ein ingenieurwissenschaftlicher Wertebereich.

Zur Bestimmung der gebietsstrukturellen Unterschiede ist der Strukturparameter Lastdichte als Mittelwert der Kalenderjahre 2015, 2016 und 2017 heranzuziehen. Eine Mittelung 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.

Insofern sind Parameter, die im Vergleich zum Verkabelungsgrad eher auf äußere Einflüsse zurückzuführen sind, diesem vorzuziehen. So sah der Gutachter die Gefahr, dass bei einer Verwendung des Verkabelungsgrades die ermittelten Referenzwerte Wirkungen der für die Versorgungsqualität relevanten Entscheidungen vorweg nehmen (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 nachvollziehbar ist. Die dort getroffenen Aussagen gelten 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 Zuverlässigkeitskenngößen 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 ihre Netze nicht oder nur geringfügig ausbauen oder umstrukturieren. Von einem plausiblen und signifikanten Zusammenhang zwischen der dezentralen Einspeisung und der Zuverlässigkeit kann weiterhin nicht ausgegangen werden.

Im Ergebnis wurde 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.

Der Vorwurf der Ungleichbehandlung, insbesondere solcher Netzbetreiber mit geringer Lastdichte, kann mit Blick auf die Punktwolke mit resultierender kontinuierlicher Regressionsfunktion (vgl. Anlage 3, Abbildung 6, Seite 17) nicht nachvollzogen werden. Auch dass 135 der 196 teilnehmenden Netzbetreiber mit überdurchschnittlicher Zuverlässigkeit, unabhängig von ihrer Lastdichte, einen Bonus erhalten, zeigt, dass die Qualitätsvorgaben erreicht und übertroffen werden können.

Das von der Beschlusskammer gefundene Ergebnis stellt sich gegenüber den von einzelnen Netzbetreibern im Rahmen der Anhörung vorgeschlagenen Alternativen als vorzugswürdig dar. Dabei hat sie alle wesentlichen Belange miteinander abgewogen und kommt zu dem Ergebnis, dass die Alternativvorschläge, wie unten aufgezeigt wird, an beachtlichen methodischen Mängeln leiden. Demgegenüber ist das von der Beschlusskammer gewählte Vorgehen methodisch stringent und sachgerecht.

Für die Gewichtung der Referenzwertfunktion wurde die Summe der Letztverbraucher der Mittel- und Niederspannungsebene (inkl. Umspannebenen) angewandt, da sich diese Größe als die geeignetste herausgestellt hat.

Dabei wurden die nachstehenden Werte für die Regressionskonstanten für die verwendete Regressionsfunktion ermittelt:

$$y_{Ref} = f(x) = \frac{1.316,6340}{x^{1,1816}} + 5,7962$$

Der Regressionskoeffizient c liegt hierbei im Optimum bei 1,1816 und somit geringfügig außerhalb der bislang aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht als plausibel diskutierten Bandbreite von 0,5 bis 1. Zur Bestimmung der optimalen Regressionskonstanten c wurde das Bestimmtheitsmaß R^2 maximiert. Das Bestimmtheitsmaß beschreibt den Anteil der Streuung innerhalb der Netzzuverlässigkeit (y -Variable), der durch Regressionsfunktion erklärt werden kann und beträgt $R^2 = 0,5760$. Zur Beurteilung der Schätzergebnisse ist eine Gesamtschau des Regressionskoeffizienten „ c “ und des Bestimmtheitsmaßes „ R^2 “ erforderlich. Zwar liegt der optimale Wert für den Regressionskoeffizienten „ c “ geringfügig außerhalb der als ingenieurwissenschaftlich plausibel beschriebenen Bandbreite. Jedoch liegt das Bestimmtheitsmaß mit einem Wert von 0,5760 so hoch, dass aus statistischer Sicht ein belastbarer Einfluss des Strukturparameters Lastdichte auf die Netzzuverlässigkeit deutlich gegeben ist. Insofern ist der Ansatz der Lastdichte als Strukturparameter nach wie vor sachgerecht. Dieser Befund wird durch folgende Erwägungen der Beschlusskammer getragen:

Die Grenzen des Erwartungsbereiches wurden seinerzeit vom Gutachter nicht als „scharfe“ Grenzen betrachtet (Folgegutachten, S. 15). Die Belastbarkeit der modellhaften Betrachtungen ist insoweit 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 klargestellt, 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. 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).

Für den gefundenen c-Wert trifft dies jedoch nicht zu. Dies zeigt das Ergebnis des statistischen Signifikanztests, wonach sich der c-Wert gerade nicht signifikant von 1 unterscheidet. Der regressionsanalytisch ermittelte c-Wert stellt somit den bestmöglichen Schätzwert dar.

Zudem wird das Ergebnis von $c = 1,1816$ durch das Bestimmtheitsmaß mit einem Wert von $0,5760$ gestützt, der einen hohen Erklärungsbeitrag liefert.

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 den KS- oder Hypothesentests belastbar nachgewiesen. 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 Belastbarkeit des Ergebnisses aus der Signifikanz- und Regressionsanalyse sind auch in Form des ermittelten Bestimmtheitsmaßes mathematisch hinreichend nachgewiesen.

Der regressionsanalytisch ermittelte Koeffizient c wurde mit Hilfe des Hypothesentests dahingehend überprüft, ob sich dieser von Eins signifikant unterscheidet. Dies trifft nicht zu. Eine willkürliche Festlegung im Sinne von $c = 1$ daraus abzuleiten – wie von einzelnen Netzbetreibern gefordert – ist zudem nicht sachgerecht (vgl. hierzu OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17. Februar 2016 – VI-3 Kart 245/12 [V] –, juris, Rn. 92 – 108). Unter Berücksichtigung der zugrunde liegenden Datenbasis stellt hingegen der regressionsanalytisch berechnete Wert die bestmögliche Schätzung dar. Auch müssten durch eine Festsetzung auf 1 die verbleibenden Koeffizienten a und b erneut regressionsanalytisch ermittelt werden. Spürbare Verschiebungen der Referenzwerte sind dadurch nicht zu erwarten.

Dieser Befund widerspricht insbesondere nicht der bereits oben in Bezug genommenen Entscheidung OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17. Februar 2016 – VI-3 Kart 245/12 [(V] (Rn. 92 – 108), wonach gerade das damalige Vorgehen der Beschlusskammer verworfen wurde, die in der Niederspannungsebene einen beschränkten Wertebereich des Exponenten c zwischen 0,5 und 1 angenommen hatte (s.o.). Strukturklassen sind mit der Gefahr erheblicher Verzerrungen, insbesondere an den Klassengrenzen verbunden. 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.

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 Ziffer 3 und 4 waren 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.

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 Punktwolken 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 Beitrags an der Gewichtungsgröße dahingehend überprüft, wie stark deren Einfluss auf den Verlauf der Regressionsfunktionen und die 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.

Des Weiteren ist zu betonen, dass im Rahmen der Qualitätsregulierung weder Zielvorgaben gesetzt, noch Entwicklungspfade vorgegeben werden. Langfristig soll sich vielmehr 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. Der Vortrag einzelner Netzbetreiber, dass die Qualitätsvorgaben durch „schärfere“ Vorgaben nicht mehr erreicht oder übertroffen werden können, lässt sich mit Verweis auf die erlösneutrale Ausrichtung des Qualitätselements entkräften. So werden die Zuschläge auf die individuellen Erlösobergrenzen der beteiligten Netzbetreiber mit einer vergleichsweise hohen Versorgungszuverlässigkeit durch die Abschläge der Netzbetreiber mit einer vergleichsweise geringen Versorgungsqualität ausgeglichen.

7. 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 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.

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 (8760 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 wurde daher 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.

Der Bestimmung des Monetarisierungsfaktors ergibt sich aus Anlage 2. Die Hinweise bezüglich der Berechnung des Monetarisierungsfaktors im Rahmen der Anhörung wurden berücksichtigt und daraufhin die Anlage 2 angepasst.

8. 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.

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. Ausgehend hiervon ist eine Kappung von 4 % anzuwenden, da somit die Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität minimiert wird.

9. 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 berücksichtigt. 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 Mittelung 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.

Die für 2019 und 2020 ermittelten Zu- und Abschläge bzw. Anteile davon können im Wege des Verfahrens nach § 26 ARegV übertragen werden.

IV.

Im Folgenden wird das netzbetreiberindividuelle Qualitätselement für die Kalenderjahre 2019 und 2020 bestimmt. Die Berechnung des Qualitätselements erfolgte mit ungerundeten Werten. In Anlage 1 wurden die Ergebnisse jedoch mit gerundeten Werten ausgewiesen.

1. ermittelte Kennzahlen

Zur Berechnung des Qualitätselements ist für den Netzbetreiber aus den Kalenderjahren 2015 bis 2017 im Mittel ein SAIDI in Höhe von [REDACTED] min/a und ein ASIDI in Höhe von [REDACTED] min/a herangezogen worden (Anlage 1).

2. ermittelter Referenzwert

a) Mittelspannung

In die Regressionsberechnung ist eine Lastdichte des Netzbetreibers von [REDACTED] kW pro km² (Anlage 1) eingegangen.

Auf dieser Grundlage wurde für den Netzbetreiber in der Mittelspannungsebene ein Referenzwert von 6,36634 min/a ermittelt (Anlage 1).

b) Niederspannung

Der Referenzwert in der Niederspannungsebene wurde auf Basis einer einfachen, mit der Anzahl der jeweiligen Letztverbraucher gewichteten Mittelwertbildung ermittelt. Der Referenzwert der Niederspannungsebene liegt bei [REDACTED] min/a.

3. ermittelter Bonus/Malus

Der Bonus bzw. Malus wird unter Anwendung folgender Formel ermittelt:

$$Bonus_i/Malus_i = \left[\left(Y_{ind}^{(Ref)} - ASID_{i,ind} \right) \cdot LV_{ind}^{(MS+NS)} + \left(Y^{(Ref)} - LV_{ind}^{(NS)} \right) \cdot LV_{ind}^{(NS)} \right] \cdot m$$

Für die Mittelspannungsebene ergibt sich somit ein Bonus in Höhe von [REDACTED] €.

Dabei wurden für die Mittelspannungsebene folgende Daten zur Grunde gelegt:

- $Y_{ind}^{(Ref)}$: 6,36634
- $ASID_{i,ind}$: [REDACTED]
- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher (inkl. aller nachgelagerten eigenen Netz- und Umspannebenen) der Kalenderjahre 2015 bis 2017: [REDACTED]

Für die Niederspannungsebene ergibt sich somit ein Bonus in Höhe von [REDACTED] €.

Dabei wurden für die Niederspannungsebene folgende Daten zur Grunde gelegt:

- $Y^{(Ref)}$: 4,0998
- $SAID_{i,ind}$: [REDACTED]

- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher der Kalenderjahre 2015 bis 2017: [REDACTED]
- m: 0,22 €/a/min/LV

Für die Nieder- und Mittelspannungsebene ermittelt sich demnach insgesamt ein Bonus in Höhe von [REDACTED] €.

Das Qualitätselement nimmt den von einer Versorgungsunterbrechung betroffenen Kunden und dessen Zahlungsbereitschaft für ein bestimmtes Qualitätsniveau in den Blick. Für die Bemessung des Bonus/Malus sind sämtliche direkt angeschlossene Letztverbraucher zu berücksichtigen. Dies gilt auch für die Letztverbraucher, die in der Sammelschiene der HS/MS-Umspannebene angeschlossen sind, da diese entsprechend den Vorgaben zur Datenerhebung nach § 52 EnWG der Mittelspannung zuzurechnen sind. Da bei der Berechnung des Bonus/Malus in der Mittelspannung zudem sämtliche Letztverbraucher nachgelagerter Spannungsebenen berücksichtigt werden, ist der Anteil der an der Sammelschiene HS/MS angeschlossenen Letztverbraucher sehr gering.

4. Kappungsgrenze

Mit dem ausgewählten Modell und einer Kappung von 4 % der Erlösobergrenze des Kalenderjahres 2017 ergibt sich die minimale Abweichung von der Erlösneutralität in Höhe von [REDACTED] €. Bei jeder anderen Kappungsgrenze war die Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität größer.

Der Netzbetreiber ist von der Kappung nicht betroffen.

5. Anpassung der Erlösobergrenzen

Die Erlösobergrenzen sind in den Jahren 2019 und 2020 um folgende Beträge zu erhöhen.

ERLÖSOBERGRENZEN- ANPASSUNG DES KALENDERJAHRES 2019	ERLÖSOBERGRENZEN- ANPASSUNG DES KALENDERJAHRES 2020
[REDACTED] €	[REDACTED] €

V.

Hinsichtlich der Kosten nach § 91 EnWG ergeht ein gesonderter Bescheid.

VI.

Die beigefügten Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses:

- Anlage 1:** Übersicht der Daten des Netzbetreibers zur Bestimmung des Qualitätselements
- Anlage 2:** Makroökonomische Analyse – Monetarisierungsfaktor
- Anlage 3:** Bericht zur Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2019 – 2020, abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de> → Sachgebiet: Elektrizität und Gas → Netzentgelte → Stromnetzbetreiber → Qualitätselement → 3. Regulierungsperiode

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

Beisitzer

Bourwieg

Petermann

Albrecht

Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom 2019-2020

Netzbetreiber: Stadtwerke Rostock Netzgesellschaft mbH
 Betriebsnummer: 10003010
 Netznummer: 1

Zulässige Erlösobergrenze 2017: ██████████ €

(abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und der Kostenstellen der HöS, HöS/HS, HS und HS/MS)

Der Monetarisierungsfaktor m liegt bei 0,22 €/a/LV/min.

1 Niederspannungsebene**1.1 Eingangsdaten**

Anzahl Letztverbraucher der an der eigenen NS-Ebene angeschlossenen Letztverbraucher (LV NS)

Anzahl der LV NS 2015	138.780
Anzahl der LV NS 2016	140.488
Anzahl der LV NS 2017	141.345
Arithmetisches Mittel der Anzahl LV NS	140.204,3333

Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI

SAIDI _{ARegV} 2015	████████ min/a
SAIDI _{ARegV} 2016	████████ min/a
SAIDI _{ARegV} 2017	████████ min/a
Arithmetisches Mittel der SAIDI	████████ min/a

1.2 Berechnungsergebnisse

Einheitlicher Referenzwert (gewichteter Mittelwert)	████████ min/a
Bonus/Malus der NS-Ebene (vor Kappung)	████████ €/a

2 Mittelspannungsebene

2.1 Eingangsdaten

Anzahl der an der eigenen NS- und der eigenen MS-Ebene angeschlossenen Letztverbraucher (LV gesamt)

Anzahl der LV gesamt 2015	138.979
Anzahl der LV gesamt 2016	140.696
Anzahl der LV gesamt 2017	141.541
Arithmetisches Mittel LV gesamt	140.405,3333

Geografische Fläche

Geografische Fläche 2015	181,00 km ²
Geografische Fläche 2016	181,00 km ²
Geografische Fläche 2017	181,00 km ²

Korrigierte zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen der MS-Ebene (zJHL)

Korrigierte zJHL MS 2015	127.071,00 kW
Korrigierte zJHL MS 2016	128.526,00 kW
Korrigierte zJHL MS 2017	125.760,00 kW

Lastdichte der MS-Ebene

Lastdichte MS 2015	■■■■■ kW/km ²
Lastdichte MS 2016	■■■■■ kW/km ²
Lastdichte MS 2017	■■■■■ kW/km ²
Arithmetisches Mittel der Lastdichte MS	■■■■■ kW/km ²

Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI

ASIDI _{ARegV} 2015	■■■■■ min/a
ASIDI _{ARegV} 2016	■■■■■ min/a
ASIDI _{ARegV} 2017	■■■■■ min/a
Arithmetisches Mittel der ASIDI	■■■■■ min/a

2.2 Berechnungsergebnisse

Referenzwert (auf Basis des Parameters Lastdichte)	■■■■■ min/a
Bonus/Malus der MS-Ebene (vor Kappung)	■■■■■ €/a

3 Gesamtergebnis

Kappungsgrenze	4 %
Anteil Bonus/Malus an der für das Qualitäts- element relevanten Erlösbergrenze 2017	■■■■■ %
Bonus/Malus für die NS- und MS-Ebene nach Kappung	■■■■■ €/a

1 Makroökonomische Analyse - Haushalte

Berechnungen gemäß Kapitel 3.4 Monetarisierung (S. 99 ff.) des Endgutachten "Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elementes (Q-Element) im Bereich Netzverfügbarkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösbegrenze" vom 20. Oktober 2010 von ConsenTec/FGH/Frontier Economics

Berechnungen:

Formel	Bezeichnung	Einheit	2015			2016			2017		
			Erwerbstätige	Erwerbslose & Nicht-Erwerbspersonen	Total	Erwerbstätige	Erwerbslose & Nicht-Erwerbspersonen	Total	Erwerbstätige	Erwerbslose & Nicht-Erwerbspersonen	Total
a	Anzahl Personen	Personen	42.993.000	38.694.000	81.687.000	43.550.000	38.799.000	82.349.000	44.155.000	38.504.000	82.659.000
b	Anteil Freizeit am Jahr	Std.	2.365,20	2.365,20		2.365,20	2.365,20		2.365,20	2.365,20	
c	zusätzl. entfallende Arbeitszeit	Std.		1.369,80			1.362,80			1.360,40	
$d = a * (b + c) / 1.000.000.000$	Gesamtmenge Freizeit	Mrd. Std.	101,69	144,52	246,21	103,00	144,64	247,65	104,44	143,45	247,89
e	Gesamtnettolohn	Mrd. €	837,19			869,11			902,93		
f (=c)	Arbeitsstunden pro Erwerbstätiger	h/Jahr	1.369,80			1.362,80			1.360,40		
$g = a * f / 1.000.000.000$	Gesamtmenge Arbeitszeit	Mrd. Std.	58,89			59,35			60,07		
$h = e / g$	Nettostundenlohn pro Erwerbstätigen	€/h	14,22			14,64			15,03		
i	Verhältnis Wert der Freizeit / Nettostundenlohn		1	0,5		1	0,5		1	0,5	
$j = h * i$	Wert der Freizeit	€/h	14,22	7,11		14,64	7,32		15,03	7,52	
$k = j * d$	Gesamtwert Freizeit	Mrd. €	1.445,55	1.027,24	2.472,79	1.508,39	1.059,07	2.567,45	1.569,84	1.078,15	2.648,00
l	Stromverbrauch Haushalte	Mrd. kWh			128,70			128,20			128,80
$m = k / l$	Value of Lost Load	€/kWh			19,21			20,03			20,56

Formel	Bezeichnung	Einheit	2015	2016	2017	Hinweise
a	Einwohner	Anzahl	81.687.000	82.349.000	82.659.000	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Bevölkerung, Erwerbstätigkeit: Deutschland, Jahre (81000-0011) Stand: 03.09.2018 / 15:41:51 https://www-genesis.destatis.de
a	Erwerbstätige	Anzahl	42.993.000	43.550.000	44.155.000	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Bevölkerung, Erwerbstätigkeit: Deutschland, Jahre (81000-0011) Stand: 03.09.2018 / 15:41:51 https://www-genesis.destatis.de
c	Arbeitsstunden pro Erwerbstätiger	h/Jahr	1.370	1.363	1.360	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Erwerbstätigkeit, Löhne und Gehälter, Arbeitsstunden: Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche (81000-0015) Stand: 03.09.2018 / 15:37:29 https://www-genesis.destatis.de
$n = a * c$	Arbeitsstunden gesamt Erwerbstätige	h/Jahr	5,89E+10	5,93E+10	6,01E+10	
e	Nettolöhne der Arbeitnehmer gesamt	Mrd.€/Jahr	837,19	869,11	902,93	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Arbeitnehmerentgelt, Löhne und Gehälter (Inländerkonzept): Deutschland, Jahre (81000-0007) Stand: 03.09.2018 / 15:40:53 https://www-genesis.destatis.de
$h = 1E+9 * e / n$	Nettostundenlohn pro Erwerbstätigen	€/h/Erwerbstätiger	14,22	14,64	15,03	
$r = h * 0,5$	Nettolohn Nicht-Erwerbstätige	€/h	7,11	7,32	7,52	
s	Share of Leisure time in average per day	%	27	27	27	Quelle: OECD "Society at a Glance 2011"; Chapter 1 (Cooking, Caring, Building and Repairing: Unpaid Work around the World) Stand: 2011 https://www.oecd.org/bertlin/42675407.pdf Hinweis: Bereinigung des Wertes um "lowest country rate of personal care" wie in OECD "Society at a Glance 2009"; Chapter 2 (Special Focus: Measuring Leisure in OECD Countries)
$b = s * 8760$	Freizeit im Jahr Erwerbstätiger	h/Jahr	2.365	2.365	2.365	
$t = b + c$	Freizeit im Jahr Erwerbslose & Nicht-Erwerbsperson	h/Jahr	3735	3728	3725,6	
l	Stromverbrauch Haushalte pro Jahr	Mrd. kWh/Jahr	128,70	128,20	128,80	Quelle: Bundeswirtschaftsministerium - Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren Deutschland, Energiedaten Tabelle A6 Aufgerufen am: 03.09.2018 http://www.bmwi.de/BMWI/Redaktion/Binaer/Energiedaten/energiegewinnung-und-energieverbrauch4-eev-nach-energiekraegern,property=blob,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.xls

3 Makroökonomische Analyse - Gesamt

Berechnungen gemäß Kapitel 3.4 Monetarisierung (S. 99 ff) des Endgutachten "Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elementes (Q-Element) im Bereich Netzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erfösberegrenze" vom 20. Oktober 2010 von Consentec/FGH/Frontier Economics

Ergebnis

	Bruttowertschöpfung 2015; Wert der Freizeit (in Mrd. EUR)	Stromverbrauch 2015 in GWh	Value of Lost Load 2015	Bruttowertschöpfung 2016; Wert der Freizeit (in Mrd. EUR)	Stromverbrauch 2016 in GWh	Value of Lost Load 2016	Bruttowertschöpfung 2017; Wert der Freizeit (in Mrd. EUR)	Stromverbrauch 2017 in GWh	Value of Lost Load 2017
Industrie	710,12	224.881,68	3,16	747,84	226.817,99	3,30	772,52	227.714,14	3,39
Land-, Forstwirtschaft und Fischerei	19,90	0,00	0,00	21,05	0,00	0,00	25,47	0,00	0,00
Handel, Gewerbe, Dienstleistungen, Transport	2.015,32	161.152,21	12,51	1.944,95	162.539,78	11,97	2.156,70	163.181,97	13,22
Haushalte	2.472,79	128.700,00	19,21	2.567,45	128.200,00	20,03	2.648,00	128.800,00	20,56
Gesamt Industrie, Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Handel, Gewerbe, Dienstleistungen, Transport	2.745,34	386.033,89	7,11	2.713,84	389.357,78	6,97	2.954,70	390.896,11	7,56
Gesamt	5.218,13	514.733,89	26,33	5.281,29	517.557,78	27,00	5.602,70	519.696,11	28,12

Durchschnittliche Last

	2015	2016	2017
Stromverbrauch [GWh]	514.733,89	517.557,78	519.696,11
Endkunden Deutschland	46.040.000,00	45.740.000,00	45.840.000,00
Anzahl der Jahresstunden	8.760,00	8.760,00	8.760,00
Durchschnittliche Last pro Endkunde pro	1,28	1,29	1,29

Quellen: Endkunden Deutschland: BDEW - Energiemarkt Deutschland Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom und Fernwärmeversorgung 2016
 Endkunden Deutschland: BDEW - Energiemarkt Deutschland Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom und Fernwärmeversorgung 2017
 Endkunden Deutschland: BDEW - Energiemarkt Deutschland Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom und Fernwärmeversorgung 2018
 Hinweis: Anzahl der Endkunden umfasst Tarifkunden und Kunden mit Sonderabkommen sowie Sondervertragskunden

Monetarisierungsfaktor

	Value of Lost Load	Durchschnittliche Last (kW/Kunde/a)	Monetarisierungsfaktor (€/Stunde/Kunde/Jahr)	Monetarisierungsfaktor (€/Minute/Kunde/Jahr)
2015	10,14	1,28	12,94	0,22
2016	10,20	1,29	13,18	0,22
2017	10,78	1,29	13,95	0,23
Mittelwert			13,36	0,22