Bundesnetzagentur

Beschlusskammer 8 Aktenzeichen: BK8-17/1846-81

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 Qualitätselementes

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 Wolfgang Wetzl

gegenüber der EWE Netz GmbH, Cloppenburger Straße 302, 26133 Oldenburg, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

- Netzbetreiber -

am 30.06.2017 beschlossen:

1. Unter Abänderung des Beschlusses vom 30.06.2015 (AZ: BK8-12/1846-11), wird den kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Jahre 2017 und 2018 [redacted]

2. Zur Bestimmung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit werden die Daten aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber herangezogen. Daten von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, die ein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder die in der zweiten Regulierungsperiode am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen

sowie nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind, kommen nicht zur Anwendung.

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 2013, 2014 und 2015 zugrunde gelegt.

7. In der Mittelspannungsebene wird bei der Bestimmung der Kennzahlenvorgabe (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 horizontalen angeschlossen Weiterverteiler (sogenannte Weiterverteiler auf gleicher Spannungsebene) bereinigt, sofern diese Weiterverteiler am Netz angeschlossen sind.

   Die Bestimmung der Lastdichte erfolgt als Durchschnittswert der Kalenderjahre 2013, 2014 und 2015.

   Der netzbetreiberindividuelle Referenzwert in der Mittelspannung wird anhand einer gewichteten Regression in Form eines hyperbolischen funktionalen Zusammenhangs berechnet.

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

mit

$Y_{ind}^{(Ref)}$	netzbetreiberindividuelle Referenzwert für die Mittelspannungsebene
X	durchschnittliche Lastdichte der Jahre 2013, 2014 und 2015
a, b	Regressionskonstanten
c	konstanter Regressionsexponent

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

Für die Niederspannungsebene gilt

$$Y^{(Ref)} = \frac{\sum_{i=1}^{190} (SAIDI_i \cdot LV_i^{(NS)})}{\sum_{i=1}^{190} (LV_i^{(NS)})}$$

mit

$y^{(Ref)}$	Referenzwert für die Niederspannungsebene
$LV_i^{(NS)}$	Anzahl der an die Niederspannungsebene angeschlossene Letztverbraucher des Netzbetreibers i
$SAIDI_i$	durchschnittlicher SAIDI für die Jahre 2013, 2014 und 2015

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 2013 bis 2015 und mit dem Monetarisierungsfaktor entsprechend der Ziffer 11 multipliziert. Es gilt folgende Berechnungsmethode:

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

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 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 makrookonomischen Ansatzes auf Basis der Daten der Kalenderjahre 2013 bis 2015 berechnet. Der Monetarisierungsfaktor m beträgt 0,21 €/min/Letztverbraucher/a.

11 Die Kappung der Erlösauswirkung wird bei 4 % der Erlösobergrenze des Kalenderjahres 2015 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 Qualitätselementes eingeleitet.

Hiermit wird die nähere Ausgestaltung und das Verfahren der Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV (hierzu unter III.) und das sich für die Jahre 2017 und 2018 ergebende individuelle Qualitätselement (hierzu unter IV.) festgelegt.

Die Bundesnetzagentur hat am 16.02.2017 die Landesregulierungsbehörden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert und diesen gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme zu der beabsichtigten Festlegung gegeben.

Dem Bundeskartellamt wurde am 28.03.2017 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme zu der beabsichtigten Festlegung gegeben.

Am 16.02.2017 wurde der Festlegungsentwurf in der Sitzung des Länderausschusses vorgestellt. Dem Länderausschuss wurde im Nachgang mit E-Mail vom 08.03.2017 gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

Für die Bestimmung des Qualitätselementes hat die Bundesnetzagentur bereits im Jahr 2016 eine Festlegung zur Datenerhebung getroffen. Alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG der zweiten Regulierungsperiode, die kein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder die in der zweiten 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 Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom (AZ. BK8-15/001) vom 06.06.2016 aufgefordert, die Kennzahlen zu den Versorgungsunterbrechungen sowie zusätzliche Daten zur Bestimmung der Referenzwerte und der Bestimmung der monetaren Auswirkung (Bonus/Malus) auf die individuelle Erlösobergrenze bis spätestens zum 22.06.2016 elektronisch an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Zusätzlich wurden die betroffenen Netzbetreiber mit dem Anschreiben vom 21.07.2016 dazu aufgefordert, zusätzliche Strukturparameter für die Mittelspannungsebene bei der Bundesnetzagentur einzureichen. Im Rahmen dieser Zusatzabfrage waren Angaben zur Stromkreislänge und zu den Anschlusspunkten der Mittelspannungsebene zu erfassen und an die Bundes-

netzagentur zu übermitteln. Zusätzlich waren sowohl für die Nieder- als auch für die Mittelspannungsebene korrigierte zeitgleiche Jahreshöchstlasten einzureichen. Mit dem Ziel der Herstellung eines Gleichlaufs zwischen dem Strukturparameter zeitgleiche Jahreshöchstlast und der Netzzuverlässigkeit war die zeitgleiche Jahreshöchstlast um die Anteile zeitgleicher Entnahmen von horizontal angeschlossenen Weiterverteilern (Weiterverteiler auf gleicher Spannungsebene) zu bereinigen. Die Erhebung der genannten Großen war notwendig, um den geeignetsten Strukturparameter bzw. die geeignetste Parameterkombination identifizieren zu können und diesen/diese anschließend als Referenzwert heranziehen zu können. Mit Schreiben der Bundesnetzagentur vom 19.01.2017 wurden die betroffenen Netzbetreiber ergänzend gebeten, zusätzlich Angaben zur Anzahl der Anschlusspunkte von nachgelagerten eigenen Umspannebenen der Mittelspannungsebene für die Kalenderjahre 2013, 2014 und 2015 einzureichen. Diese Nacherhebung war zum Vervollständigen der Datenbasis und für die umfassende Analyse der Strukturparameter notwendig.

Hiermit wird die nähere Ausgestaltung und das Verfahren der Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV (hierzu unter III.) und das sich für die Jahre 2017 und 2018 ergebende individuelle Qualitätselement (hierzu unter IV.) festgelegt. Dass eine Festlegung des Qualitätselements für die Jahre 2017 und 2018 erst im Frühjahr 2017 erfolgt, ist unschädlich, da die Beschlusskammer aufgrund des Eintritts neuer Tatsachen im Jahr 2016 an einer früheren Anpassung der Methodik und somit auch der unternehmensindividuellen Festlegung gehindert war.

Die Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselementes 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 Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. und Frontier Economics Limited[1] und
- „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017 – 2018" der Consentec GmbH[2].

[1] Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: www.bundesnetzagentur.de
[2] Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: www.bundesnetzagentur.de

Das Gutachten „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017-2018" der Consentec GmbH wurde am 27.03.2017 den Netzbetreibern zur Konsultation übermittelt und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 27.03.2017 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern. Der Netzbetreiber hat mit Schreiben vom 11.04.2017 Stellung genommen.

Die Stellungnahmen der Netzbetreiber thematisierten im Wesentlichen folgende grundsätzliche Aspekte:

1. Rückwirkung

   Seitens der Netzbetreiber wurde teilweise vorgetragen, dass eine rückwirkende Festlegung nach § 4 Abs. 5 ARegV unzulässig sei und erst zum 01. Januar des folgenden Kalenderjahres, also erst zum 01.01.2018 erfolgen dürfte.

2. Zusammenfassung des Methodikbeschlusses und des individuellen Qualitätselementes

   Zudem wurde vorgetragen, dass es bei einer gemeinsamen Festlegung der konkreten Ausgestaltung und der individuellen Bestimmung in einem Beschluss fraglich sei, ob Änderungen zur Ausgestaltung überhaupt Berücksichtigung finden könnten. Außerdem sei der Verzicht auf eine separate Konsultation nicht nachvollziehbar, da die Referenzwertfunktion in der Mittelspannung erheblich von den Vorperioden abweichen würde.

3. Verkabelungsgrad

   Hinsichtlich der Strukturparameter wurde seitens der Netzbetreiber ausgeführt, 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, hatte jedoch einen Einfluss auf die Zuverlässigkeit in der Mittelspannung mit einer durchaus nennenswert nachgewiesenen statistischen Bestimmtheit. Weiterhin würde der Verkabelungsgrad beim Effizienzvergleich die Erlöshöhe bestimmen und sollte daher zwingend, wenn statistisch relevant, auch beim Q-Element herangezogen werden.

4. Referenzwertermittlung in der Mittelspannung

   Darüber hinaus wurde bemängelt, dass die Entwicklung der Referenzkurve nicht nachvollziehbar sei. Weiterhin sei die Verschärfung des Referenzwertes sachlich

nicht gerechtfertigt, da sich die Ausfallzeiten insgesamt positiv entwickelt hatten. 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 widersprache dem Gedanken der Erhaltung der Versorgungsqualität, vielmehr ergibt sich ein Anreizsystem zur ständigen Verbesserung. Der Grundsatz der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit sei nicht gegeben.

Insbesondere bei einer Lastdichte von weniger als 143kW/km² ergäbe die Funktion keine validen Ergebnisse, so dass die Verteilungsgerechtigkeit der aktuellen Referenzkurve bezweifelt wird.

Darüber hinaus sei die Ermittlung der Regressionskonstanten „a" und „b", sowie des Koeffizienten „c" nicht transparent dargestellt und nicht nachvollziehbar. Die Funktionsparameter seien geschätzt worden, der Beweis jedoch, dass die Schätzung richtig sei würde fehlen. Es wurde bemängelt, dass für den Regressionsparameter „a" kein Wertebereich im Consentec-Gutachten angegeben wurde. Weiterhin wurde vermutet, dass die Berechnung des Koeffizienten nicht wie im Beschluss BK8-13-002 unter Punkt 10 beschrieben vorgenommen wurde, da eine Intervalluntersuchung im Gutachten nicht beschrieben sei.

Ferner erscheine es unplausibel, dass mehrere Netzbetreiber mit ASIDI-Werten im arithmetischen Mittel kleiner 1 min/a in die Berechnung eingeflossen sind.

Hinsichtlich der Verwendung der Lastdichte als gebietsstrukturelle Besonderheit wurde seitens der Netzbetreiber vorgetragen, dass hiermit weiterhin die strukturellen Nachteile von Netzbetreibern mit langen Übertragungswegen nicht abgebildet werden würden. Im Gegensatz zu Gebieten mit hohem Windkraftanteil sei in Regionen mit schwerpunktmäßiger PV-Einspeisung die Wirkung auf die Jahreshöchstlast eher gering. Zudem hätten geologische Nachteile im Süden Auswirkungen auf den Verkabelungsgrad, der berücksichtigt werden musste. Somit würde die Funktion als nicht sachgerecht erachtet, um die in der ARegV geforderte Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Besonderheiten mit geringer Lastdichte abzubilden. Dem Netzbetreiber mit niedriger Lastdichte wäre es systemimmanent unmöglich, sich langfristig am Referenzwert zu orientieren.

Um Benachteiligungen zu vermeiden, wurde teilweise gefordert, die Weiterverteiler auf gleicher Spannungsebene bei der installierten Leistung sowie bei den Versorgungsunterbrechungen zu berücksichtigen.

Nach Auffassung der Netzbetreiber hätte eine mehrstufige Ausreißeranalyse durchgeführt werden müssen, um extreme Einflüsse auf die Referenzkurve zu eliminieren.

5 Referenzwertermittlung in der Niederspannung

Bezüglich der Referenzwertermittlung in der Niederspannung wurde seitens der Netzbetreiber vorgetragen, dass davon auszugehen sei, dass ein statistischer Zusammenhang zwischen Strukturparametern und der Netzzuverlässigkeit bestünde. Die große Bandbereite der SAIDI-Kennzahlenwerte würde diese Annahme stützen. Alternativ sei ein Sicherheitsband einzuziehen.

Weiterhin wurde darauf hingewiesen, dass, wenn kein geeigneter Strukturparameter in der Niederspannungsebene vorhanden sei, eine Gruppenbildung zu erfolgen habe. Gemäß § 20 Abs. 2 ARegV seien gebietsstrukturelle Unterschiede zu berücksichtigen oder Vergleichsgruppen zu bilden.

Ferner erscheine es unplausibel, dass mehrere Netzbetreiber mit SAIDI-Werten im arithmetischen Mittel kleiner 1 min/a in die Berechnung eingeflossen sind.

6 Jahreshöchstlast

Die zeitgleiche Jahreshöchstlast des eigenen Mittelspanungsnetzes sollte ohne die Entnahmelasten durch Netze horizontal nachgelagerter fremder Netzbetreiber angesetzt werden. Dieses Vorgehen wurde seitens der Netzbetreiber begrüßt, jedoch wurde darauf hingewiesen, dass dann auch bei der Ermittlung des Bonus/Malus nur die Anzahl der Letztverbraucher der eigenen Mittelspannungsebene ohne die HS/MS –Letztverbraucher heranzuziehen sei.

Dagegen wurde aber auch vorgetragen, dass die Veränderungen der Definition der Jahreshöchstlast zu einem erheblichen wirtschaftlichen Nachteil für einzelne Netzbetreiber führen würde, was im Rahmen einer konstanten Fortentwicklung nicht sachgerecht wäre.

7 Monetarisierungsfaktor

Ferner wurde angemerkt, dass sich der Monetarisierungsfaktor um mehr als 10 Prozent erhöhen würde, wobei eine inhaltliche, sachgerechte Überprüfung mangels Kenntnis der dazu führenden Erwägungen und Berechnungen nicht möglich sei. Weiterhin wurde gefragt, ob weitere Ermittlungsansätze zu der bisherigen makroanalytischen Methode verfolgt wurden.

Die redaktionellen Hinweise bezüglich der Berechnungsformel und der Anlage 1 sowie die Anmerkungen zu den verwendeten Nachkommastellen wurden entsprechend berücksichtigt.

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

II.

Die Festlegung des Qualitätselementes 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 Qualitätselementes 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 Erlosobergrenze konnen gemaß § 19 Abs 1 ARegV Zu- oder Abschlage vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit von Kennzahlenvorgaben (Referenzwerten) abweichen

1. Geltungszeitraum der Festlegung

Dass eine Festlegung des Qualitatselements fur die Jahre 2017 und 2018 erst im 1. Halbjahr 2017 erfolgt, ist unschädlich, da die Beschlusskammer aufgrund des Eintritts neuer Tatsachen im Jahr 2016, insbesondere auf Grund der im Laufe des Verfahrens bekannt gewordenen Rechtsprechung des OLG Düsseldorf, an einer früheren Anpassung der Methodik und somit auch der unternehmensindividuellen Festlegung gehindert war.

a.) Zulässigkeit der nachträglichen Festlegung für das Jahr 2017

Ungeachtet der Frage, ob die Beschlusskammer im Fall einer rückwirkenden Festlegung des Qualitatselements (hier fur das Jahr 2017) ein Ermessen ausüben muss (so OLG Düsseldorf, VI-3 Kart 155/15, [V]), ist die Festlegung fur die Jahre 2017 und 2018 sachgerecht. Dies zeigt der zeitliche Verlauf des Verwaltungsverfahrens.

Bereits im 4. Quartal 2015 begannen die Vorbereitungen zum Verfahren „Bestimmung der Qualitatselemente 2017-2018". Dies umfasste u. a. die Auswahl der zu erhebenden Daten, Vorbereitungen hinsichtlich der Festlegung der Datendefinitionen, die Erstellung der Erhebungsbögen sowie die Anpassung und Uberarbeitung der Festlegung zur Datenerhebung.

Am 13.01.2016 erfolgte die Veroffentlichung des Beschlussentwurfs zur Datenerhebung, wobei den betroffenen Netzbetreibern und Wirtschaftskreisen eine Frist zur Stellungnahme bis zum 29.01.2016 gesetzt wurde.

Die Entscheidungen des Oberlandesgerichts Düsseldorf vom 17.02.2016 (die Entscheidungsgründe lagen im März 2016 vor) zur Methodik des Qualitatselementes führte schließlich dazu, dass das ursprunglich angedachte methodische Vorgehen angepasst werden musste.

Es war vor diesem Hintergrund erforderlich, ein Beratungsprojekt zur Ermittlung der Referenzwerte auszuschreiben. Dieses Beratungsprojekt beschränkte sich dabei zunächst nur auf die Bestimmung der Referenzwerte fur die Niederspannungsnetzebene. Die Veroffentlichung des erweiterten Ausschreibungstextes zu diesem Beratungsprojekt erfolgte am 21.09.2016. Die Angebotsfrist endete am 04.10.2016.

Am 06.04.2016 erfolgte die endgültige Veröffentlichung des Beschlusses zur Datenerhebung im Amtsblatt mit einer Frist für die Datenlieferung bis zum 30.04.2016. Der Beschluss wurde jedoch nicht wirksam, da im Amtsblatt nur die Anlage 1 zum Beschluss veröffentlicht wurde, nicht jedoch der Tenor. Aufgrund dessen hat die Beschlusskammer die Festlegung am 06.06.2016 erneut erlassen, versehen mit einer Frist zur Datenlieferung bis zum 22.06.2016.

Am 08.06.2016 fand eine weitere mündliche Verhandlung vor dem Oberlandesgericht Düsseldorf statt, in der mündliche und im Nachgang auch schriftliche Hinweise zum Qualitätselement der Jahre 2014 bis 2016 erteilt wurden. Aufgrund der richterlichen Hinweise war es erforderlich, die Ausschreibung des Beratungsprojekts um die Analyse der Mittelspannungsebene zu erweitern. Zudem musste eine weitere Erhebung von Daten zur Bestimmung des Q-Elements erfolgen. Mit der E-Mail der Bundesnetzagentur vom 27.07.2016 waren die beteiligten Netzbetreiber somit dazu aufgerufen, Angaben zur Stromkreislänge der Mittelspannungsebene, zu den Anschlusspunkten der Mittelspannungsebene, zu den korrigierten zeitgleichen Jahreshöchstlasten der Mittelspannungsebene und zu den zeitgleichen Jahreshöchstlasten der Niederspannungsebene einzureichen. Diese Daten waren bis zum 16.08.2016 zu übermitteln.

Bis zum 21.11.2016 wurden die Daten der Netzbetreiber plausibilisiert. Zum Abschluss der Plausibilisierung wurden die in die Analysen eingehenden Daten den Netzbetreibern in Forme einer Datenquittung zur Verfügung gestellt.

Am 24.11.2016 wurden die Daten der Netzbetreiber an den Gutachter übermittelt. Zu diesem Zeitpunkt war absehbar, dass eine Festlegung der individuellen Q-Elemente 2017 - 2018 bis zum 01.01.2017 sehr wahrscheinlich nicht mehr gelingen konnte. Die Beschlusskammer 8 hat daher in ihren Hinweisen zur Anpassung der Erlösobergrenze für das Kalenderjahr 2017, die auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht sind, mitgeteilt, dass die ergangene Rechtsprechung zum Qualitätselement für die Neufestlegung entsprechend berücksichtigt werden soll und die Verteilernetzbetreiber für den 15.10.2016 den Bonus/Malus des Vorjahres anzusetzen haben. Der Netzbetreiber hat dementsprechend für das Kalenderjahr 2017 bei der Netzentgeltberechnung ein Qualitätselement angesetzt. Auch vor diesem Hintergrund ist die Aussage, dass eine Festlegung erst zum 01. Januar des folgenden Kalenderjahres erfolgen dürfe, nicht nachvollziehbar. Die vom Netzbetreiber vertretene Rechtsauffassung konsequent weitergedacht, hätte dieser zum 15.10.2016 bzw. 01.01.2017 davon absehen müssen, das Qualitätselement bei der Kalkulation der Netzentgelte für das Jahr 2017 anzusetzen. Dass er dies nicht getan hat, zeigt eindeutig, dass er auch ein Qualitätselement für das Jahr 2017 gegen sich gelten lassen wollte. Ein Vertrauensschutzproblem ist auch unter diesem Aspekt nicht entstanden.

Am 22 02 2017 wurde das finale Gutachten zur Bestimmung der Referenzwerte 2017-2018 an die Bundesnetzagentur übermittelt

Nachdem die Berechnung der Qualitätselemente und Übermittlung der Ergebnisse an die Landesregulierungsbehörden am 15 03 2015 erfolgte, wurde ebenfalls am 15 03 2017 das Gutachten auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht

b) Vorsorglich: Ermessensausübung

Das OLG Düsseldorf geht in seiner Entscheidung vom 15 02 2017 (Aktenzeichen VI-3 Kart 155/15 (V)) davon aus, dass eine rückwirkende Festsetzung des Qualitätselements nicht grundsätzlich unzulässig sei Dem Gesamtkontext der ARegV sei vielmehr die Wertung zu entnehmen, dass in der Regel eine Anpassung für die Zukunft erfolgen und die rückwirkende Anpassung die Ausnahme bleiben solle Die Regulierungsbehörde habe aber eine Ermessensentscheidung darüber zu treffen, ob eine rückwirkende Anpassung der Erlösobergrenze erfolgen solle oder die Anpassung auf die Zukunft zu beschränken ist Dem stehe auch der Wortlaut des § 4 Abs 5 Satz 1 ARegV nicht entgegen Insoweit sei stets eine Abwägung entsprechend dem Zweck der Ermächtigung auszuüben und die gesetzlichen Grenzen des Ermessens einzuhalten (§ 40 VwVfG)

Der Beschluss des Oberlandesgerichts ist nicht rechtskräftig, gegen die Entscheidung ist ein Rechtsbeschwerdeverfahren anhängig Die Beschlusskammer hält an ihrer Auffassung fest, dass ihr bei der Entscheidung über das „ob" einer Festlegung des Qualitätselementes kein Ermessensspielraum eröffnet ist Gleichwohl nimmt die Beschlusskammer im Folgenden vorsorglich eine Abwägung widerspreitender Interessen vor

Die 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 2017 und 2018 im Laufe des Jahres 2017 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 konnten sieht die ARegV nicht vor Nach der Konzeption der ARegV ist ein Qualitätselement vorgesehen Der Verord-

nungsgeber 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 2017 mit dem Interesse derjenigen Netzbetreiber, die einen Bonus erwarten und mit dem Interesse der Allgemeinheit an Zuverlässigkeit der Energieversorgung.

Das Interesse des Netzbetreibers an einem Absehen von der Festlegung für das Jahr 2017 ist in nur eingeschränktem Maße schutzwürdig. Dies folgt zum einen aus dem Umstand, dass dem Netzbetreiber spätestens mit Veröffentlichung der Hinweise der Beschlusskammer 8 im September 2016 bewusst war, dass auch für das Jahr 2017 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. Insoweit konnte er auf ein Ausbleiben der Qualitätsregulierung für das Jahr 2017 nicht vertrauen, zumal er auch das Qualitätselement mit vorläufigen Werten in seine Anpassung der Erlösobergrenzen für das Jahr 2017 und somit in seine Entgeltbildung einbezogen hat. Würde bei den Netzbetreibern mit einem Bonus auf eine Aussetzung des Qualitätselements verzichtet, würde der methodisch festgelegte Grundsatz der Erlösneutralität, also der Ausgleichs der Bonus- und Malusbeträge über alle Netzbetreiber, aufgegeben. Insofern bestünde nur die Möglichkeit, das Qualitätselement vollständig für das Kalenderjahr 2017 auszusetzen. Hier wären jedoch diejenigen Netzbetreiber insgesamt im gleichen Maße belastet, die für das Kalenderjahr 2018 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 an-

gelegten 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 Interessen der Netzbetreiber an Gewinnmaximierung 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, die für das Jahr 2017 mit einem Malus belastet werden. Das Ziel der Qualitätsregulierung, durch individuelle Anreize ein gesamtwirtschaftliches Optimum zu erreichen (hierzu Herrmann/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 gesonderten 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 (Gutachten, Methodik und individuelle Berechnung) zu würdigen.

Auch eine gesonderte Vorab-Konsultation des Gutachtens unter aktiver Einbeziehung der Verbände nach § 67 Abs. 2 EnWG war nicht erforderlich, zumal an der vorangegangenen Methodikfestlegung (BK8-13/002) zu den Vorgaben zur näheren Ausgestaltung und dem Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV unter Anwendung der zwischenzeitlich ergangenen Rechtsprechung weitestgehend festgehalten wurde. Zusätzlich erfolgte eine

gutachterliche Untersuchung der Strukturparameter hinsichtlich ihrer Eignung für die Bestimmung der Referenzwerte. Erst nach Abschluss der Datenplausibilisierungsphase konnten die entsprechenden Daten zur Untersuchung an den Berater übermittelt werden. Somit hätte die Festlegung zur Berechnungsmethodik nicht, wie in der Vergangenheit geschehen, bereits vor Abschluss dieser Strukturparameteruntersuchung getroffen werden können.

Im Übrigen stand den Verbänden die Möglichkeit einer Beiladung nach § 66 EnWG offen; diese Möglichkeit haben sie trotz Kenntnis der Verfahrenseinleitungen nicht genutzt.

3. Datenplausibilisierung

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

Die Bestimmung des Qualitätselementes 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 Qualitätselementes möglichst transparent zu gestalten, wurden die Netzbetreiber mit der Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV vom 06.06.2016 (Aktenzeichen BK8-15/001) aufgefordert, die ihrerseits anzuwendenden Kennzahlen zu melden. Somit erhielten die Netzbetreiber die Möglichkeit, ihre in der Vergangenheit gemeldeten Daten nach § 52 EnWG erneut zu überprüfen und gegebenenfalls Korrekturen im Rahmen der Datenerhebung zur Bestimmung des Q-Elementes vorzunehmen.

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 Prufung der im Rahmen der Datenabfrage zum Qualitatselement ubermittelten Kennzahlen SAIDI und ASIDI erfolgte anhand der gemaß § 52 EnWG von den Netzbetreibern in den Jahren 2013 bis 2015 an die Bundesnetzagentur übermittelten Versorgungsunterbrechungsdaten. Traten Abweichungen bezüglich der Angaben im Rahmen der Datenübermittlung zum Qualitatselement und den nach § 52 EnWG übermittelten Daten auf, so mussten diese Abweichungen von den Netzbetreibern anhand der einzelnen Versorgungsunterbrechungsdaten erlautert werden. In Einzelfallen wurden darüber hinaus Daten zu Versorgungsunterbrechungen korrigiert.

Insbesondere die Zuordnung zum Störungsanlass „Höhere Gewalt" bedurfte einer genauen Prufung. Hierzu wurde regelmaßig jede einzelne, seinerzeit gemeldete Versorgungsunterbrechung des Storungsanlasses „Hohere Gewalt" entsprechend den Anforderungen der Allgemeinverfugung 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 Qualitätselementes 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 zusätzliche Informationen des Deutschen Wetterdienstes (Sturmauswertungen der Jahre 2013-2015) und des Bundesamtes für Gewässerkunde bzw. der zuständigen Landesämter (Hochwasserauswertungen der Jahre 2013-2015) herangezogen.

Jeder Netzbetreiber erhielt nach Abschluss der Datenplausibilisierung der aufgrund der Festlegung BK8-15/001 übermittelten Daten eine Datenquittung. Diese diente zur Information und abschließenden Überprüfung seines zuletzt übermittelten Erhebungsbogens, der zur Berechnung der Qualitatselemente herangezogen wurde.

4. Methodik

Die Vorgaben zur näheren Ausgestaltung und dem Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV entsprechen im Wesentlichen der bereits zuvor getroffenen Entscheidung (BK8-13/002). Hinsichtlich der Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden wurden jedoch zusätzlich für die Mittel- und Niederspannung die Strukturparameter Stromkreislänge, Anschlusspunkte, Anzahl der Letztverbraucher und Bemessungsscheinleistung untersucht. Es wurde hierbei überprüft, welcher Parameter am besten geeignet ist, gebietsstrukturelle Unterschiede nach § 20 Abs. 2 S. 2 ARegV hinreichend abzubilden, oder ob die Verwendung der Lastdichte als alleiniger Strukturparameter noch ausreichend ist. Dies wurde im

Rahmen eines Beratungsprojektes und mit Unterstützung der Consentec GmbH im Rahmen des Gutachtens zur „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017 – 2018" untersucht.

5. Kennzahlenermittlung

Entsprechend der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG vom 22. Februar 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 Kennzahlen SAIDI/ASIDI (Nichtverfügbarkeitsindex) berechnet werden, die zu den international üblicherweise verwendeten DISQUAL-Kenngrößen[3] bzw. zu den Kennzahlen gemäß IEEE Standard 1366-2003[4] 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.

[3] DISQUAL, Distribution Study Committee, UNIPEDE Group of Experts 50.05 DISQUAL, Availability of Supply Indices, UNIPEDE, Ref. 05005Ren9733, Paris, 1997.
[4] IEEE-Standard 1366-2003, IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Power Engineering Society, May 2004.

Zur Bestimmung des Qualitätselementes 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 Qualitätselementes ein.

Weiterhin werden die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Höhere Gewalt" bei der Bestimmung des Qualitätselementes 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 Qualitätselementes 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 sich wiederum auf die Erlösobergrenzen der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber in Form von Zuschlägen oder Abschlägen 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 Hochstspannungsebene berechnet werden. Für diese Netzebenen wird folglich kein Qualitätselement erlöswirksam.

Der SAIDI/ASIDI (Nichtverfügbarkeitsindex) 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 Kennzahlenvorgaben (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. Das Gutachten „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017-2018" der Consenstec GmbH hat untersucht, ob ein hinreichend belastbarer Zusammenhang zwischen der Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI bzw. ASIDI und einem oder mehrerer Strukturparameter vorliegt.

Der Verkabelungsgrad wurde neben weiteren Parametern mit endogenem Charakter hinsichtlich seiner Eignung als gebietsstruktureller Parameter untersucht. Der Gutachter kommt zu dem Ergebnis, dass dieser nicht geeignet ist, für die Referenzwertbestimmung verwendet zu werden. Dies gilt selbst für den Fall, dass sich der Verkabelungsanteil als statistisch signifikant erweist. Die Ergebnisse der statistischen Analysen zum Verkabelungsgrad sind im Anhang des Gutachtens dargestellt (vgl. Tabelle A7 für die Niederspannung sowie die Tabellen A16 und A17 sowie Bild 8 für die Mittelspannung). Die statistischen Ergebnisse zeigen, dass der Kabelanteil im Vergleich zu den anderen getesteten Parametern nicht bzw. nicht besser geeignet ist, gebietsstrukturelle Unterschiede abzubilden.
Hinzu kommt, dass der Verkabelungsgrad ein Beispiel für eine maßgeblich durch den Netzbetreiber beeinflussbare, endogene Größe ist. Es liegt in der Entscheidung des Netzbetrei-

bers, wie er sein Netz realisiert, ob er beispielsweise verkabelt oder dieses als Freileitungsnetz auslegt. Der Untersuchung zur Bestimmung der Referenzwerte war eine ganzheitliche ingenieurwissenschaftliche und statistische Analyse zu Grunde zulegen. Insofern sind Parameter, die im Vergleich zum Kabelanteil eher auf äußere Einflüsse zurückzuführen (also exogen) sind, dem Kabelanteil vorzuziehen. Bei einer Berücksichtigung des endogenen Kabelanteils bestunde die Gefahr, dass Fehlanreize gesetzt werden.
Die Beschlusskammer sieht keine tragfähigen Gründe, die eine vollständige Kongruenz zwischen den Strukturparametern zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede in der Effizienzbewertung im Rahmen des Effizienzvergleichs einerseits und einer Qualitätsbewertung im Rahmen der Bestimmung des Qualitätselements andererseits zwingend gebieten. Dies begründet sich darin, dass die Kostenwirkung einzelner Strukturparameter – und damit deren Relevanz für die Effizienzbewertung – völlig unterschiedlich ausfallen kann im Vergleich zu den Auswirkungen auf die Versorgungsqualität. Geographische oder topographische Gegebenheiten, welche die Kosten der Leitungsverlegung, insbesondere der Verkabelung, ganz erheblich beeinflussen, müssen keinen Einfluss auf die Zuverlässigkeit der Netze haben. Umgekehrt wirken Witterungseinflüsse spürbar auf die Versorgungszuverlässigkeit ein, während die Kostenwirkung von Witterungseinflüssen zumindest fraglich ist. Die kostentreibende Wirkung des Verkabelungsgrades ist unmittelbar nachvollziehbar, dessen Wirkungen auf die Netzzuverlässigkeit konnte jedoch nicht festgestellt werden. Eine höhere Leitungslänge führt einerseits zu höheren Störungszahlen und damit tendenziell zu einer geringeren Versorgungszuverlässigkeit, andererseits bei Erhöhung von Redundanzen durch die höhere Leitungslänge aber auch zu einer höheren Versorgungszuverlässigkeit. Bereits sachlich müssen Kostentreiber also nicht gleichzeitig auch Qualitätstreiber sein.

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.

Sowohl für die Nieder- als auch für die Mittelspannungsebene wurden im Rahmen einer gutachterlichen Untersuchung alle sinnvollen und sachgerecht erscheinenden Strukturparameter hinsichtlich ihrer Eignung als gebietsstrukturelle Parameter bei der Bestimmung der jeweiligen Referenzwerte analysiert. Darüber hinaus wurden auch solche Parameter und Parameterkombinationen untersucht, die weniger sinnvolle gebietsstrukturelle Unterschiede beschreiben. Für eine ganzheitliche Untersuchung waren dabei sowohl ingenieurswissenschaftliche als auch statische Methoden anzuwenden. Das Gutachten kommt im Ergebnis zu der eindeutigen Empfehlung, dass keiner der getesteten Parameter bzw. Parameterkombinationen geeignet ist, gebietsstrukturelle Unterschiede eindeutig abzubilden. Dies bedeutet,

dass Unterschiede in den Datenpunkten nicht durch einen der getesteten Parameter erklärt werden können. Insofern stellt sich auch die Frage, wie eine von den Netzbetreibern geforderte Gruppenbildung erfolgen soll. Die durchgeführten Analysen weisen darauf hin, dass für alle Netzbetreiber ein einheitlicher Referenzwert anzusetzen ist, da eine unterschiedliche Bestimmung von Referenzwerten nicht begründet werden kann. Letztlich ist somit der mit der Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher gewichtete Mittelwert aus den SAIDI-Kennzahlenwerten aller beteiligten Netzbetreiber die einzig sachgerechte Größe, die als Referenzwert der Niederspannungsnetzebene heranzuziehen war.

Zur Dämpfung von Schwankungen ein Sicherheitsband einzuziehen, also einer Bandbreite von Abweichungen um den Referenzwert ohne Bonus oder Malus einzuführen, ist aus mehreren Gründen nicht zielführend. Eine eindeutige Bestimmungsmöglichkeit für die Grenzen eines Sicherheitsbandes ist nicht gegeben, somit steht ein Sicherheitsband im Widerspruch zum Ziel einer möglichst einfachen Struktur des Qualitätselementes. Jedes Sicherheitsband zieht unweigerlich deutliche Ergebnisänderungen des Qualitätselements nach, je nachdem, ob ein Netzbetreiber die Grenzwerte eines Totbandes gerade überschreitet oder nicht. Wesentlich spricht gegen ein Sicherheitsband, dass seine Dämpfungswirkung nur unter zwei Voraussetzungen gegeben wäre.

- Möglich wäre zunächst ein sehr breites Sicherheitsband, das mit hoher Wahrscheinlichkeit die typische Schwankungsbreite der Qualitätskenngrößen überdecken würde. Dieses Sicherheitsband hätte zwar eine dämpfende Wirkung. Es würde jedoch den gewünschten Anreizeffekt des Qualitätselementes gleichzeitig – bis zur Wirkungslosigkeit – dämpfen.
- Ein engeres Sicherheitsband könnte um die historische individuelle Qualität eines jeden Netzbetreibers definiert werden. Ein solches Band wäre nur dann dämpfend wirksam, wenn diese historische individuelle Qualität als Bezugswert verwendet würde.

Demgegenüber ist die Mittelwertbildung über mehrere Jahre in Verbindung mit einer möglichst linearen Qualitäts-Erlös-Funktion, die die Auswirkungen von stochastischen Einflüssen vermindern, eindeutig vorzuziehen.

Dem Wortlaut der Vorschrift des § 20 Abs. 2 ARegV ist zu entnehmen, dass bei einer Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede eine Gruppenbildung erfolgen kann. Da hier jedoch gebietsstrukturelle Unterschiede nicht berücksichtigt werden konnten, war eine Gruppenbildung nicht vorzunehmen. Der Referenzwert der Niederspannungsnetzebene ist mit der Anzahl der angeschlossen Letztverbraucher gewichtet. Somit ist auch in der Niederspannungsnetzebene bereits eine Differenzierung bei der Zielwertvorgabe vorgenommen worden, die Netzbetreiber beeinflussen den einheitlichen Referenzwert entsprechend der Anzahl der an ihrem Niederspannungsnetz angeschlossen Letztverbraucher.

Wie in der Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV (BK8-15/001) vom 06.06.2016 angekündigt, waren die übermittelten Angaben der beteiligten Netzbetreibern zu

plausibilisieren. Dies diente vornehmlich der Sicherstellung einer hinreichend belastbaren Datengrundlage. Demzufolge war u. a. die Konsistenz der Daten im übermittelten Datensatz mit den bislang vom Netzbetreiber zu Regulierungszwecken an die Regulierungsbehörden gemeldeten Daten zu überprüfen. Im konkreten Fall der Kennzahlen zur Netzzuverlässigkeit wurden diese den seinerzeit im Rahmen der Berichtpflichten 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 bspw. die Einholung weiterer Auskünfte, Erläuterungen oder entsprechender Nachweise beim jeweiligen Netzbetreiber. Darüber hinaus war eine Gesamtschau über alle vom jeweiligen Netzbetreiber zur Verfügung stehenden Informationen durchzuführen. Somit wurde hinreichend sichergestellt, dass nur belastbare Daten verwendet wurden. Im Ergebnis konnte festgestellt werden, das diese einzelnen Netzbetreiber mit einem durchschnittlichen SAIDI-Wert von kleiner 1 min/a plausible Angaben übermittelt hatten.

In der Mittelspannung kommt der Gutachter (vgl. Gutachten „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017-2018" der Consenstec GmbH) zu dem Ergebnis, dass der Strukturparameter Lastdichte einen hinreichend belastbaren Zusammenhang mit der Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI aufweist und von den untersuchten Parametern auch am besten geeignet ist, gebietsstrukturelle Unterschiede bei der Referenzwertermittlung für das Qualitätselement abzubilden.
Dabei besteht zwischen dem exogenen Strukturparameter Lastdichte und der Netzzuverlässigkeit ein nicht-linearer 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.

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

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 horizontalen angeschlossen Wei-

terverteiler (sogenannte Weiterverteiler auf gleicher Spannungsebene) bereinigt, sofern diese Weiterverteiler am Netz angeschlossen sind, um so eine Gleichlauf mit den Versorgungsunterbrechungen herzustellen.

Die Referenzwerte werden auf Grundlage der von den Netzbetreibern übermittelten Daten ermittelt. Eine von den individuellen Netzbetreiberdaten unabhängige Ermittlung der Referenzwerte oder ein Einfrieren der Referenzwerte auf das Niveau von vor der Einführung der Anreizregulierung ist nicht sachgerecht und widerspricht den Vorschriften der ARegV. Eine sachgerechte Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede könnte in der Form nicht gewährleistet werden. Bei der Ermittlung des Q-Elements handelt es sich um einen datengetriebenen Prozess. Die Ergebnisse sind insofern abhängig von den zu Grunde liegenden Daten und Annahmen, wie etwa dem Kurvenverlauf. Sowohl der hyperbolische Funktionsverlauf als auch die ermittelten Regressionskoeffizienten erweisen sich insbesondere im Hinblick auf ingenieurswissenschaftliche Aspekte als plausibel. Ein wesentlicher Grund für die Änderungen der Regressionskoeffizienten im Vergleich zu den Vorjahren ist die Verwendung der korrigierten zeitgleichen Jahreshöchstlast zur Berechnung der Lastdichte, d.h. die zeitgleiche Jahreshöchstlast wurde bereinigt um die zeitgleichen Entnahmen von horizontal nachgelagerten fremden Netzen (sog. Weiterverteiler auf gleicher Spannungsebene). Dadurch sinkt die Lastdichte der betroffenen Netzbetreiber, so dass es nicht verwunderlich ist, dass auch der entsprechende Regressionskoeffizient „a" niedriger ist, als in den Vorjahren.

Die von den Netzbetreibern übermittelten Daten waren die Grundlage der Analysen des Gutachters. Die unternehmensspezifischen Daten wurden jedem Netzbetreiber vor Beginn der Analysen in Form von Datenquittungen bereitgestellt. Die Berechnungen des Gutachters wurden ebenfalls noch einmal überprüft. Insofern hat die Beschlusskammer keinen Anlass für Zweifel an den korrekten Berechnungen des Gutachters.

Wie angekündigt, werden die Ausgangsdaten zur Ermittlung der Qualitätselemente 2017-2018 nach Abschluss des Anhörungsverfahrens auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Um eine größtmögliche Transparenz hinsichtlich des Verfahrens unter gleichzeitiger Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse sicherzustellen, werden wie in der Vergangenheit neben den in § 31 ARegV genannten Größen weitere Werte, die zur Berechnung der Qualitätselemente erforderlich sind, veröffentlicht. Dabei handelt es sich um die nach §§ 19 und 20 ARegV ermittelten Kennzahlenvorgaben, die Abweichungen der Netzbetreiber von diesen Vorgaben sowie um Daten, die gemäß § 27 Abs. 2 StromNEV und § 17 Abs. 2 StromNZV auf den Internetseiten der Netzbetreiber zu veröffentlichen sind bzw. keine schutzwürdigen Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse darstellen.

Die beiden Regressionskoeffizienten „a" und „b" sind weder vorgegeben noch sind hierfür Wertebereiche vorgesehen, wie dies für den Regressionskoeffizienten „c" der Fall ist. Die Regressionskoeffizienten „a" und „b" ergeben sich einzig auf Basis der zu Grunde liegenden

Daten. Im Gegensatz dazu hat die ingenieurswissenschaftliche Untersuchung von Consentec (Ausgangsgutachten) gezeigt, dass für den Exponenten „c" ein Wertebereich von 0,5 bis 1 angemessen sei. Anders als in den Vorjahren (Intervalluntersuchung) wurde der Parameter „c" in der jetzigen Analyse frei bestimmt, so dass sich der optimale Wert für den Koeffizienten „c" ergeben konnte. Dieser lag bei einem Wert von 0,93 und somit innerhalb des o.g. Wertebereichs.

Eine explizite Ausreißeranalyse wie etwa bei der Durchführung des Effizienzvergleichs ist für das Q-Element nicht gesetzlich vorgesehen. Da zur Bestimmung des Q-Elements regressionsanalytische Ansätze zur Anwendung kommen, ist eine Ausreißerkontrolle sinnvoll. Datenpunkte werden in Regressionsanalysen dann als Ausreißer behandelt, wenn sich das Bestimmtheitsmaß durch das Entfernen eines Datenpunktes stark ändert und es dadurch zu einer Unter- oder Überschätzung des Bestimmtheitsmaßes kommt oder wenn ein Datenpunkt einen dominierenden Einfluss auf den Funktionsverlauf aufweist. Typische mathematische Verfahren (wie etwa Cook-Distanz oder DFBETAS) zur Bestimmung dieser Punkte können hier jedoch nicht angewendet werden, da eine Gewichtung der Datenpunkte vorgenommen wurde. Die Anwendung dieser Methoden würde automatisch zu einer Identifikation der Datenpunkte mit einem hohen Gewicht als Ausreißer führen, da diese die Funktion und das Bestimmtheitsmaß durch das gewählte Vorgehen stark beeinflussen.

Der Gutachter hat daher eine visuelle Ausreißerprüfung bei der Bestimmung der Referenzwerte vorgenommen. Dabei wurde weder die Dominanz auf den Funktionsverlauf eines Netzbetreibers festgestellt noch wurde eine wesentliche Änderung des Bestimmtheitsmaßes durch das Entfernen von visuell auffälligen Datenpunkten festgestellt. Die Bereinigung des Datensatzes um Ausreißer ist daher nicht notwendig.

Im Übrigen wird zur Verminderung des stochastischen Einflusses auf die Unterbrechungsdaten eine Mittelwertbildung über drei Jahre durchgeführt. Um die Zumutbarkeit zu gewährleisten, findet schließlich eine Kappung des Qualitätselements statt.

Von einigen Netzbetreibern wurde eingewandt, die Lastdichte bilde nicht alle strukturellen Nachteile sachgerecht ab. Diese gelte insbesondere für den im Rahmen der Energiewende starken Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen und lange Versorgungswege. Dem ist entgegenzuhalten, dass bereits im Ausgangsgutachten nachgewiesen wurde, dass ein Zusammenhang zwischen dem Ausbau dezentraler Erzeugung und der Netzzuverlässigkeit theoretisch nur in Teilen nachvollziehbar ist und bisher auch in keiner bekannten Untersuchung in Betracht gezogen wurde. Im Übrigen wurde im Rahmen der Analyse zur Bestimmung der Referenzwerte durch den Berater alle sinnvollen und sachgerecht erscheinenden Strukturparameter sowohl ingenieurswissenschaftlich als auch statistisch hinsichtlich ihrer Eignung untersucht. (Vgl. u. a. Consentec, Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017-2018, S. 19.) Im Hinblick auf die Analyse von langen Versorgungswegen wurden im Rahmen der gutachterlichen Untersuchungen auch auf die Stromkreislänge bezogenen Parameter analysiert. Im Ergebnis zeichnen sich jedoch alle auf die Stromkreislän-

ge bezogenen Parameter durch nicht plausible Funktionsverläufe aus und scheiden somit für eine Berücksichtigung bei der Bestimmung des Qualitätselementes letztlich aus. Im Übrigen ergaben die gutachterlichen Analysen, wie bereits im Ausgangsgutachten, einen deutlichen Zusammenhang zwischen dem exogenen Parameter Lastdichte und der endogenen Stromkreislänge, so dass durch die Verwendung der Lastdichte auch lange Übertragungswege berücksichtigt sind.

Darüber hinaus wurden solche Parameter bzw. Kombinationen untersucht, die ingenieurswissenschaftlich weniger sinnvoll erschienen. Im Ergebnis wurde für die Mittelspannungsnetzebene 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.

Festzuhalten ist, dass im Rahmen der Qualitätsregulierung keine Zielvorgaben gesetzt werden, es werden auch keine Entwicklungspfade vorgegeben. 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 des Netzbetreibers, dass die Qualitätsvorgaben durch die Verschärfung nicht mehr erreicht oder übertroffen werden können lässt sich mit Verweis auf die erlösneutrale Ausrichtung des Qualitätselementes 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 finanziert.

Zur Bestimmung der gebietsstrukturellen Unterschiede ist der Strukturparameter Lastdichte als Mittelwert der Kalenderjahre 2013, 2014 und 2015 heranzuziehen. Eine Mittelung über drei Kalenderjahre ist 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.

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 Regressionskostanten für die verwendete Regressionsfunktion ermittelt:

$$Y_{ind}^{(kalk)} = \frac{612{,}3584}{X^{0{,}9262}} + 4{,}8245 .$$

Der Regressionsexponent c liegt hierbei im Optimum bei 0,9262 und somit innerhalb der aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht als plausibel betrachtete Bandbreite von 0,5 bis 1. Zur Bestimmung der optimalen Regressionskonstanten c wurde das Bestimmtheitsmaß R^2 maxi-

miert. Das Bestimmtheitsmaß beschreibt den Anteil der Streuung innerhalb der Netzzuverlässigkeit (y-Variable), der durch Regressionsfunktion erklärt werden kann und beträgt R^2 = 0,612.

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 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 Stromendverbrauch 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 di-

rekt 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 Qualitätselementes im Bereich der Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze" (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.

8. Kappungsgrenze

Im Sinne einer Erlösneutralität der Qualitätsregulierung soll mit der Einführung des Qualitätselementes keine generelle Veränderung der Erlössituation der Netzbetreiber insgesamt erreicht werden. Vielmehr sollen sich die Bonus- und Maluszahlungen des Qualitätselementes über die Gesamtheit aller betroffenen Netzbetreiber möglichst ausgleichen.

Um die monetaren Auswirkungen auf die Erlosobergrenze auf ein verhältnismaßiges Maß zu begrenzen, die einem Netzbetreiber maximal aus dem Qualitätselement entstehen können, 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. Aus Sicht der Beschlusskammer ist eine Kappung innerhalb dieses Korridors ausreichend, um die Auswirkung auf die Erlosobergrenzen der Netzbetreiber angemessen zu begrenzen. Ausgehend hiervon ist eine Kappung von 4 % anzuwenden, da somit die Abweichung von der angestrebten Erlosneutralität 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 berucksichtigt. 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 Qualitätselementes erfolgt.

Die für 2017 und 2018 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 2017 und 2018 bestimmt.

1. ermittelte Kennzahlen

Zur Berechnung des Qualitätselementes ist für den Netzbetreiber aus den Kalenderjahren 2013 bis 2015 im Mittel ein SAIDI in Höhe von 1,84 und ein ASIDI in Höhe von 2,34 herangezogen worden (Anlage 1).

2. ermittelter Referenzwert

a) Mittelspannung

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

Auf dieser Grundlage wurde für den Netzbetreiber in der Mittelspannungsebene ein Referenzwert von [redacted] 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 Niederspannungsnetzebene liegt bei [redacted]

3. ermittelter Bonus/Malus

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

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

Für die Mittelspannungsebene ergibt sich somit ein [redacted]

Dabei wurden für die Mittelspannungsebene folgende Daten zur Grunde gelegt:

- $Y_{ind}^{(Ref)}$ [redacted]
- ASIDI 2,34
- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher (inkl. aller nachgelagerten eigenen Netz- und Umspannebenen) der Kalenderjahre 2013 bis 2015 [redacted]

Für die Niederspannung ergibt sich somit ein [redacted]

Dabei wurden für die Niederspannungsebene folgende Daten zur Grunde gelegt:

- $Y^{I,Ref}$ [redacted]
- SAIDI: 1,84
- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher der Kalenderjahre 2013 bis 2015 [redacted]
- m: 0,21 €/a/min/LV

Für die Nieder- und Mittelspannungsebene ermittelt sich demnach insgesamt ein [redacted]

Das Qualitätselement nimmt den von einer Versorgungsunterbrechung betroffen 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 2015 ergibt sich die minimale Abweichung von der Erlösneutralität in Höhe von 120.863,16 €. 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 2017 und 2018 um folgende Beträge zu erhöhen

ERLÖSOBERGRENZEN-ANPASSUNG DES KALENDERJAHRES 2017	ERLÖSOBERGRENZEN-ANPASSUNG DES KALENDERJAHRES 2018
[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 Qualitätselementes

Anlage 2: Makrookonomische Analyse – Monetarisierungsfaktor

Anlage 3: Gutachten „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitatselement 2017 – 2018" der Consentec GmbH

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich 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	Wetzl

Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom 2017 – 2018

Netzbetreiber:	EWE Netz GmbH
Betriebsnummer:	10001846
Netznummer:	1

Zulässige Erlösobergrenze 2015: 228.054.704,87 €
(abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und der Kostenstellen der HöS, HöS/HS, HS und HS/MS)

Der Monetarisierungsfaktor m liegt bei 0,21 €/a/LV/min.

1 Niederspannungsebene

1.1 Eingangsdaten

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

Anzahl der LV NS 2013	[redacted]
Anzahl der LV NS 2014	
Anzahl der LV NS 2015	
Arithmetisches Mittel der Anzahl LV NS	[redacted]

Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI

SAIDI 2013	1,86130 min/a
SAIDI 2014	1,58817 min/a
SAIDI 2015	2,07698 min/a
Arithmetisches Mittel der SAIDI	1,84215 min/a

1.2 Berechnungsergebnisse

Einheitlicher Referenzwert (gewichteter Mittelwert)	[redacted]
Bonus/Malus der NS-Ebene (vor Kappung)	[redacted]

2 Mittelspannungsebene

2.1 Eingangsdaten

Anzahl der an der eigenen MS-Ebene angeschlossen Letztverbraucher (LV MS)

Anzahl der LV MS 2013	[redacted]
Anzahl der LV MS 2014	[redacted]
Anzahl der LV MS 2015	[redacted]
Arithmetisches Mittel der Anzahl LV MS	[redacted]

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

Anzahl der LV gesamt 2013	[redacted]
Anzahl der LV gesamt 2014	[redacted]
Anzahl der LV gesamt 2015	[redacted]
Arithmetisches Mittel LV gesamt	[redacted]

Geografische Fläche

Geografische Fläche 2013	19.570,00 km²
Geografische Fläche 2014	19.570,00 km²
Geografische Fläche 2015	19.570,00 km²
Arithmetisches Mittel der geografischen Fläche	19.570,00 km²

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

Korrigierte zJHL MS 2013	[redacted]
Korrigierte zJHL MS 2014	[redacted]
Korrigierte zJHL MS 2015	[redacted]
Arithmetisches Mittel der zJHL MS	[redacted]

Lastdichte der MS-Ebene

Lastdichte MS 2013	[redacted]
Lastdichte MS 2014	[redacted]
Lastdichte MS 2015	[redacted]
Arithmetisches Mittel der Lastdichte MS	[redacted]

Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI

ASIDI 2013	1,86146 min/a
ASIDI 2014	2,79352 min/a
ASIDI 2015	2,37270 min/a
Arithmetisches Mittel der ASIDI	2,34256 min/a

2.2 Berechnungsergebnisse

Referenzwert (auf Basis des Parameters Lastdichte)	[redacted]
Bonus/Malus der MS-Ebene (vor Kappung)	[redacted]

3 Gesamtergebnis

Kappungsgrenze	4 %
Anteil Bonus/Malus an der für das Qualitätselement relevanten Erlösobergrenze 2015	[redacted]
Bonus/Malus für die NS- und MS-Ebene nach Kappung	[redacted]