



Az: 55-29412/2/1/S034-0023

Beschluss

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

wegen Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselementes

hat die Regulierungskammer Niedersachsen, Postfach 4107, 30041 Hannover als Landesregulierungsbehörde,

durch den Vorsitzenden Dr. Daniel Gelmke,
den Beisitzer Alexander Drilling und
und die Beisitzerin Anke Weber

gegenüber der Stromversorgung Stadtwerke Garbsen GmbH & Co., Kochslandweg 20-22, 30823 Garbsen, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Netzbetreiber -

am 29.08.2017 beschlossen:

1. Unter Abänderung des Beschlusses der Bundesnetzagentur vom 03.07.2015 (AZ. BK8-12/1508-11), wird den kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers für die Jahre 2017 und 2018 jeweils ein Bonus gemäß Anlage 1 hinzu addiert.
2. Zur Bestimmung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit werden die Daten aller Elektrizitätsverteilternetzbetreiber herangezogen. Daten von Elektrizitätsverteilternetzbetreibern, 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 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 horizontalen angeschlossenen 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:

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

mit:

- $Y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})}$: 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 Kennzahlvorgabe (Referenzwert) dem mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten, arithmetischen Mittelwert des SAIDI.

Für die Niederspannungsebene gilt:

$$Y^{(\text{Ref})} = \frac{\sum_{i=1}^{190} (\text{SAIDI}_i \cdot \text{LV}_i^{(\text{NS})})}{\sum_{i=1}^{190} (\text{LV}_i^{(\text{NS})})}$$

mit:

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

$\text{LV}_i^{(\text{NS})}$: 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:

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

mit:

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

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

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

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

$\text{LV}_{\text{ind}}^{(\text{MS+NS})}$: 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 2013 bis 2015 berechnet. Der Monetarisierungsfaktor m beträgt 0,21 €/min/Letzterverbraucher/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.
12. Der Netzbetreiber hat die Kosten des Verfahrens in Höhe von 1.245,81 EUR zu tragen.

I. Gründe

Die Regulierungskammer hat gemäß § 32 Abs. 1 Nrn. 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.

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 monetären 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 Mit-

telspannungsebene bei der Bundesnetzagentur einzureichen. Im Rahmen dieser Zusatzabfrage waren Angaben zur Stromkreislänge und zu den Anschlusspunkten der Mittelspannungsebene zu erfassen und an die Bundesnetzagentur 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 Größen 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.

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 Limited¹ und
- „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017 – 2018“ der Consentec GmbH²,

Das Gutachten „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017-2018“ der Consentec GmbH wurde ebenfalls auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Dass eine Festlegung des Qualitätselements für die Jahre 2017 und 2018 erst im Jahr 2017 erfolgt, ist unschädlich, da die Regulierungskammer aufgrund des Eintritts neuer Tatsachen im Jahr 2016 an einer früheren Anpassung der Methodik und somit auch der unternehmensindividuellen Festlegung gehindert war.

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

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

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

Das Interesse von Netzbetreibern an einem Absehen von der Festlegung für das Jahr 2017 ist in nur eingeschränktem Maße schutzwürdig. Dies folgt zum einen aus dem Umstand, dass der Netzbetreiber auf ein Ausbleiben der Qualitätsregulierung für das Jahr 2017 nicht vertrauen konnte, 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 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 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 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.

Die Regulierungskammer hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 11.08.2017 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung zu äußern. Der Netzbetreiber hat insbesondere mit Schreiben vom 14.08.2017 Stellung genommen.

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

II.

Die Festlegung des Qualitätselementes des Netzbetreibers erfolgt auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nrn. 1 und 6 ARegV, § 4 Abs. 5 ARegV und §§ 18 bis 20 ARegV.

1. Zuständigkeit

Zuständige Regulierungsbehörde ist gemäß § 54 Abs. 1 und Abs. 2 Nr. 2 EnWG die Landesregulierungsbehörde.

2. Ermächtigungsgrundlage

Die Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom erfolgt auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nrn. 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.

Zur Bestimmung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit Strom wurden die Daten aller Elektrizitätsverteilternetzbetreiber 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.

1. Datenplausibilisierung

Die Bestimmung des Qualitätselementes für die Netzzuverlässigkeit in Elektrizitätsverteilternetzen knüpft an die Definitionen der Allgemeinverfügung der Bundesnetzagentur nach § 52 S. 5 EnWG vom 22. Februar 2006 (Az.: 605/8135) an und an die in diesem Zusammenhang durch die Elektrizitätsverteilternetzbetreiber vorgenommenen Datenmeldungen zu Versorgungsunterbrechungen. Dies ermöglicht die Bezugnahme auf die seit 2006 durch die Bundesnetzagentur erhobenen Daten nach § 52 EnWG zur Unterbrechungsdauer und Unterbre-

chungshäufigkeit, die seitdem durch die Elektrizitätsverteilternetzbetreiber 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 Qualitätselementes vorzunehmen.

Zur Sicherstellung einer belastbaren Datengrundlage hat die Bundesnetzagentur die übermittelten Daten einer umfangreichen netzbetreiberindividuellen Plausibilitätsprüfung unterzogen.

Die Prüfung der im Rahmen der Datenabfrage zum Qualitätselement übermittelten Kennzahlen SAIDI und ASIDI erfolgte anhand der gemäß § 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 Qualitätselement und den nach § 52 EnWG übermittelten Daten auf, so mussten diese Abweichungen von den Netzbetreibern anhand der einzelnen Versorgungsunterbrechungsdaten erläutert werden. In Einzelfällen wurden darüber hinaus Daten zu Versorgungsunterbrechungen korrigiert.

Insbesondere die Zuordnung zum Störungsanlass „Höhere Gewalt“ bedurfte einer genauen 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 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 Qualitätselemente herangezogen wurde.

2. 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 durch die Bundesnetzagentur 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 (siehe Anlage 3).

3. 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-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 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/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.

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.

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.

Derzeit liegen für die Höchst- und Hochspannung 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.

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.

4. 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. Das Gutachten „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017-2018“ der Consentec GmbH hat untersucht, ob ein hinreichend belastbarer Zusammenhang zwischen der Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI bzw. ASIDI und einem oder mehreren Strukturparameter vorliegt.

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 kommt der Gutachter (vgl. Gutachten „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017-2018“ der Consentec 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.

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

mit:

$Y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})}$:	netzbetreiberindividueller Referenzwert für die Mittelspannungsebene
X:	individuelle Lastdichte des Netzbetreibers in kW/km ²
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 angeschlossenen Weiterverteiler (sogenannte Weiterverteiler auf gleicher Spannungsebene) bereinigt, sofern diese Weiterverteiler am Netz angeschlossen sind.

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 Regressionskonstanten für die verwendete Regressionsfunktion ermittelt:

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

Der Regressionsexponent c liegt hierbei im Optimum bei 0,9262 und somit innerhalb der aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht als plausibel betrachteten 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 $R^2 = 0,612$.

5. 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 (siehe Anlage 2). 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.

6. 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 monetären Auswirkungen auf die Erlösobergrenze auf ein verhältnismäßiges 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 Regulierungskammer ist eine Kappung innerhalb dieses Korridors ausreichend, um die Auswirkung auf die Erlösbergrenzen der Netzbetreiber angemessen zu begrenzen. Ausgehend hiervon ist eine Kappung von 4 % anzuwenden, da somit die Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität minimiert wird.

7. 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 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 1,62804 und ein ASIDI in Höhe von 2,81119 herangezogen worden (Anlage 1).

2. ermittelter Referenzwert

a) Mittelspannung

In die Regressionsberechnung ist eine Lastdichte des Netzbetreibers von 446,20129 kW pro km² (Anlage 1) eingegangen.

Auf dieser Grundlage wurde für den Netzbetreiber in der Mittelspannungsebene ein Referenzwert von 6,97733 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 4,21330 min/a.

3. ermittelter Bonus/Malus

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

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

Für die **Mittelspannungsebene** ergibt sich somit ein Bonus in Höhe von 30.607,71 €. Dabei wurden für die Mittelspannungsebene folgende Daten zur Grunde gelegt:

- $Y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})}$: 6,97733 min/a
- ASIDI_i: 2,81119 min/a
- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher (inkl. aller nachgelagerten eigenen Netz- und Umspannebenen) der Kalenderjahre 2013 bis 2015: 34.984,66667

Für die **Niederspannungsebene** ergibt sich somit ein Bonus in Höhe von 18.973,25 €. Dabei wurden für die Niederspannungsebene folgende Daten zur Grunde gelegt:

- $Y^{(\text{Ref})}$: 4,21330 min/a
- SAIDI_i: 1,62804 min/a
- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher der Kalenderjahre 2013 bis 2015: 34.947,66667
- m: 0,21 €/a/min/LV

Für die Nieder- und Mittelspannungsebene ermittelt sich demnach insgesamt ein Bonus in Höhe von 49.580,96 €.

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 bundesweit insgesamt 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
49.580,96 €	49.580,96 €

V. Kosten

Die Festlegung 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 stellt eine gebührenpflichtige Amtshandlung nach § 91 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nrn. 1 und 6 ARegV dar.

Die Regulierungskammer setzt die Gebührenhöhe nach Maßgabe des Gebührenverzeichnisses fest, welches für die Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselements einen Gebührenrahmen von 500 bis 100.000 Euro vorsieht, §§ 1 und 2 der Verordnung über die Gebühren und Auslagen für Amtshandlungen und Leistungen - Allgemeine Gebührenordnung (AllGO) vom 05.06.1997 (Nds. GVBl. 1997,171) i.V.m. Nrn. 27.1.5.11 und 27.1.5.17 der Anlage zu § 1 Abs. 1 AllGO in der zur Zeit gültigen Fassung.

Bei der Bemessung der Gebühr ist sowohl der Verwaltungsaufwand als auch die Bedeutung, der wirtschaftliche Wert oder sonstige Nutzen der Festlegung für den Netzbetreiber zu berücksichtigen. Diese Bemessungsgrößen sind im Wesentlichen abhängig von der Anpassung der Erlösobergrenze, die sich durch das genehmigte Qualitätselement für ein Jahr ergibt.

Zu einem Sockelbetrag, in Höhe von 750 Euro wird zur Berücksichtigung der wirtschaftlichen Bedeutung ein Betrag von 1,0 % des durch das Qualitätselement bedingten Zuwachses der Erlösobergrenze im ersten Jahr des Genehmigungszeitraums addiert.

Diese Berechnungsmethode berücksichtigt den Verwaltungsaufwand und die wirtschaftliche Bedeutung im Einzelfall.

Sockelbetrag	Zuwachs EOG im ersten Jahr	davon 1%, mindestens 0,00 €	Gebührenhöhe

750,00 €	49.580,96 €	495,81 €	1.245,81 €
----------	-------------	----------	------------

Der Netzbetreiber ist nach § 91 Abs. 6 Satz 1 Nr. 2 EnWG Kostenschuldner.

Im vorliegenden Verwaltungsverfahren bestand kein Anlass zur Ermäßigung der Gebühr aus Billigkeitsgründen gemäß § 91 Abs. 3 S. 3 EnWG.

Die Gebühr wird mit Bekanntgabe des Bescheides fällig. Der Netzbetreiber wird gebeten, die Gebühr unter Angabe des Kassenzzeichens bis zum 22.09.2017 auf das folgende Konto zu überweisen:

Empfänger: Nds. Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz

Kreditinstitut: Nord/LB Hannover

IBAN: DE10 2505 0000 0106 0251 82

BIC: NOLADE2H

Verwendungszweck: Kassenzzeichen 0301000849046

VI.

Die beigefügten Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses:

- Anlage 1:** Übersicht der Daten des Netzbetreibers zur Bestimmung des Qualitätselementes
- Anlage 2:** Makroökonomische Analyse – Monetarisierungsfaktor
- Anlage 3:** Gutachten: „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017 – 2018“ der Consentec GmbH

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann gem. §§ 75 Abs. 1, 78 EnWG binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Regulierungskammer Niedersachsen, Postfach 4107, 30041 Hannover, einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Celle, Schloßplatz 2, 29221 Celle, eingeht. Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerde

de Begründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerde Begründung muss die Erklärung, inwieweit der Bescheid 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 die Beschwerde Begründung müssen von einem Rechtsanwalt unterzeichnet sein. Die Beschwerde hat gem. § 76 Abs. 1 EnWG keine aufschiebende Wirkung.



Dr. Daniel Gelmke

- Vorsitzender -



Alexander Drilling

- Beisitzer -



Anke Weber

- Beisitzerin -