Regulierungskammer Niedersachsen
Landesregulierungsbehörde

Az: 55-29412/3/1/E006-0008

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 stellvertretenden Vorsitzenden	Torsten Berg,
den Beisitzer	Alexander Drilling
und die Beisitzerin	Anke Weber

gegenüber der EVI Energieversorgung Hildesheim GmbH & Co. KG, Römerring 1, 31137 Hildesheim, vertreten durch die EVI Energieversorgung Hildesheim Verwaltungs- GmbH, diese gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

- Netzbetreiber -

am 18.12.2018 beschlossen:

1. Den kalenderjährlichen Erlösobergrenzen des Netzbetreibers wird für die Jahre 2019 und 2020 jeweils ein Bonus gemäß Anlage 1 hinzugerechnet.

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 dritten 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 2015, 2016 und 2017 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 2015, 2016 und 2017.

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

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

mit:

$Y_{ind}^{(Ref)}$:	netzbetreiberindividuelle Referenzwert für die Mittelspannungsebene
X:	durchschnittliche gewichtete Lastdichte der Jahre 2015, 2016 und 2017
a, b, c	Regressionskoeffizienten

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

   Für die Niederspannungsebene gilt:

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

   mit:

$y^{(Ref)}$:	Referenzwert für die Niederspannungsebene
$LV_i^{(NS)}$:	Anzahl der an die Niederspannungsebene angeschlossene Letztverbraucher des Netzbetreibers i
$SAIDI_i$:	durchschnittlicher Zuverlässigkeitskennzahl für die Jahre 2015, 2016 und 2017

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

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

   mit:

$Y_{ind}^{(Ref)}$:	errechneter individueller Referenzwert der Mittelspannungsebene
$ASIDI_{ind}$:	individuelle Zuverlässigkeitskennzahl der Mittelspannungsebene
$Y^{(Ref)}$:	errechneter einheitlicher Referenzwert der Niederspannungsebene
$SAIDI_{ind}$:	individuelle Zuverlässigkeitskennzahl Niederspannungsebene
$LV_{ind}^{(MS+NS)}$:	Anzahl der an der eigenen Nieder- und Mittelspannungsebene angeschlossenen Letztverbraucher

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

m: Monetarisierungsfaktor

10. Der Monetarisierungsfaktor wird unter Verwendung eines makroökonomischen Ansatzes, auf Basis der Daten der Kalenderjahre 2015 bis 2017 berechnet. Der Monetarisierungsfaktor m beträgt 0,22 €/min/Letztverbraucher/a.

11. Die Kappung der Erlösauswirkung wird bei 4 % der Erlösobergrenze des Kalenderjahres 2017 abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und – falls vorhanden – abzüglich der Kosten für die Netzebenen Höchstspannung, Umspannebene HöS/HS, Hochspannung und die Umspannebene HS/MS vorgenommen.

12. Der Netzbetreiber hat die Kosten des Verfahrens in Höhe von [redacted] 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.

Für die Bestimmung des Qualitätselementes hat die Bundesnetzagentur am 20.02.2018 eine Festlegung zur Datenerhebung getroffen. Alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG, die kein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder die in der dritten Regulierungsperiode nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen sowie nicht nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind, wurden gemäß der Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom (AZ. BK8-17/0011-A) vom 20.02.2018 aufgefordert, die Kennzahlen zu den Versorgungsunterbrechungen sowie zusätzliche Daten zur Bestimmung der Referenzwerte und der Bestimmung der monetären Auswirkung (Bonus/Malus) auf die individuelle Erlösobergrenze bis spätestens zum 30.04.2018 elektronisch an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.

Die Festlegung zur Bestimmung des 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 Er-

lösobergrenze“ 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],

Die Regulierungskammer hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 05.12.2018 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung zu äußern. Der Netzbetreiber hat keine Stellungnahme abgegeben.

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 Kennzahlenvorgaben (Referenzwerten) abweichen.

1. Zusammenfassung der Beschlüsse

Die separate Festlegung der Berechnungsmethodik und des individuellen Qualitätselements in jeweils gesonderte Entscheidungen war nicht erforderlich. Die gemeinsame Festlegung dient der Effizienz des Verfahrens und der zeitlichen Beschleunigung. Insbesondere ist kein

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

Anhörungsmangel ersichtlich, da die Netzbetreiber im Rahmen der Anhörung gemäß § 67 Abs. 1 EnWG zur Stellungnahme aufgefordert wurden, den übermittelten Entscheidungsentwurf hinsichtlich aller Bestandteile (Bericht, Methodik und individuelle Berechnung) zu würdigen.

2. Datengrundlage

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

Die Bestimmung des Qualitätselementes für die Netzzuverlässigkeit in Elektrizitätsverteilernetzen 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 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 20.02.2018 (Aktenzeichen BK8-17/0011-A) aufgefordert, die 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 überprüft.

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 2015 bis 2017 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 Ab-

weichungen 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 der Bundesnetzagentur 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 2015-2017) und des Bundesamtes für Gewässerkunde bzw. der zuständigen Landesämter (Hochwasserauswertungen der Jahre 2015-2017) herangezogen.

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

3. 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 für die Jahre 2017 und 2018. Es besteht die Notwendigkeit, die methodischen Ansätze für die zukünftige Anwendung des Qualitätselements (Strom) regelmäßig zu überprüfen.

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

Ein Qualitätselement für die Jahre 2019 und 2020 erfüllt mithin die Anforderungen an die Verhältnismäßigkeit des Qualitätselements und folgt zudem verwaltungspraktischen Erwä-

gungen, die eine angemessene Vorlaufzeit für die sorgfältige Überprüfung und nachfolgende Konsultation der ggf. modifizierten Methodik erfordern.

Hinsichtlich der Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden wurden wiederum für die Mittel- und Niederspannung die Strukturparameter Stromkreislänge, Anschlusspunkte, Anzahl der Letztverbraucher und Bemessungsscheinleistung zusätzlich zur zeitgleichen Jahreshöchstlast und geografischen/ versorgten Fläche untersucht. Es wurde hierbei überprüft, welche Parameter bzw. welche Parameterkombinationen am besten geeignet ist, gebietsstrukturelle Unterschiede nach § 20 Abs. 2 S. 2 ARegV hinreichend abzubilden. Die Bundesnetzagentur hat zum Zwecke der Referenzwertermittlung Auswertungen vorgenommen, die in dem als Anlage 3 beigefügten Bericht dokumentiert werden.

4. Kennzahlenermittlung

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

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

Bei geplanten Versorgungsunterbrechungen werden zwei Kategorien unterschieden:

a) „Zählerwechsel"
b) „Sonstiges"

Neben der Unterbrechungsdauer und der Unterbrechungshäufigkeit können nach § 20 Abs. 1 ARegV für die Bewertung der Netzzuverlässigkeit auch die Kennzahlen Menge der nicht gelieferten Energie oder die Höhe der nicht gedeckten Last herangezogen werden. Diese Kennzahlen werden bislang jedoch nicht im Rahmen der Datenerhebung nach § 52 EnWG erfasst und sind auch nicht anderweitig verfügbar. Aus den seit 2006 erhobenen Daten können dagegen die Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI/ASIDI berechnet werden, die zu den international üblicherweise verwendeten DISQUAL-Kenngrößen[3] bzw. zu den Kennzah-

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

len 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.

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.

---

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

Versorgungsunterbrechungen unterliegen im zeitlichen Verlauf stochastischen Schwankungen, die die Kennzahl eines Kalenderjahres beeinflussen und dadurch auf die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber auswirken. Um die Auswirkungen dieser stochastischen Schwankungen 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.

Die Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI/ASIDI beschreibt allgemein die mittlere kumulierte Dauer von Versorgungsunterbrechungen für einen Kunden in einem definierten Zeitraum. In der Niederspannungsebene wird zur Berechnung des SAIDI für ein Kalenderjahr die Summe aller Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen multipliziert mit der Anzahl unterbrochener Letztverbraucher gebildet und diese anschließend durch die Anzahl aller angeschlossenen Letztverbraucher dividiert. In der Mittelspannungsebene wird zur Berechnung des ASIDI für ein Kalenderjahr die Summe aller Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen multipliziert mit den installierten Bemessungsscheinleistungen der unterbrochenen Netzkuppeltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren gebildet und anschließend durch die gesamte installierte Bemessungsscheinleistung aller angeschlossenen Netzkuppeltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren dividiert.

5. 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. Die Bestimmung des Referenzwertes ergibt sich aus Anlage 3.

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 Nieder-

spannungsebene als mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteter Mittelwert der SAIDI-Kennzahlen ermittelt.

In der Mittelspannung weist der Strukturparameter Lastdichte einen hinreichend belastbaren Zusammenhang mit der Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI auf und ist von den untersuchten Parametern auch am besten geeignet 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 horizontal angeschlossenen Weiterverteiler (sogenannte Weiterverteiler auf gleicher Spannungsebene) bereinigt, sofern diese Weiterverteiler am Netz angeschlossen sind, um so eine Gleichlauf mit den Versorgungsunterbrechungen herzustellen.

Die Regressionskoeffizienten „a" und „b" ergeben sich auf Basis der zu Grunde liegenden Daten. Der Parameter „c" wurde in der jetzigen Analyse frei bestimmt, so dass sich der optimale Wert für den Koeffizienten „c" ergeben konnte. Im Gegensatz zu den Regressionskoeffizienten „a" und „b" besteht für den Koeffizienten „c" ein ingenieurwissenschaftlicher Wertebereich.

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

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

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

6. 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 netz-

seitigen 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 direkt aus dem Verhältnis der sektoralen Wertschöpfung zu dem Gesamtstromverbrauch dieses Sektors ergibt.

Für die Bestimmung der Ausfallkosten im Haushaltsbereich wird wie im Industriebereich die Kernannahme eines linearen Zusammenhangs zwischen dem Wert der Freizeit und dem Stromverbrauch zugrunde gelegt. Der Nutzen von Freizeit verhält sich also proportional zum Stromverbrauch. Dies impliziert zudem, dass jede Stunde mit unterbrochener Stromversorgung im Haushalt einer verlorenen Stunde Freizeit entspricht.

Der Mittelwert aus dem VoLL der drei Sektoren Land-/Forstwirtschaft/Fischerei, Industrie und Handel/Gewerbe/Dienstleistungen/Transport und des Haushaltsbereiches wird mit dem Stromverbrauch gewichtet.

Werden die ermittelten Schadenskosten mit der durchschnittlichen Last pro Endkunde multipliziert und durch 60 min/h dividiert, ergibt sich schließlich der Monetarisierungsfaktor. Die durchschnittliche Last pro Endkunde für das entsprechende Kalenderjahr berechnet sich aus der jährlichen Stromabsatzmenge für Deutschland dividiert durch die Anzahl der Jahresstunden (8760 h) sowie die Anzahl der Endkunden.

Der Monetarisierungsfaktor wurde entsprechend den im Gutachten „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselementes im Bereich der Netzzuverlässigkeit Strom sowie des-

sen 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.

Der Bestimmung des Monetarisierungsfaktors ergibt sich aus Anlage 2.

7. 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 Erlösobergrenzen der Netzbetreiber angemessen zu begrenzen. Ausgehend hiervon ist eine Kappung von 4 % anzuwenden, da somit die Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität minimiert wird.

8. 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 2019 und 2020 ermittelten Zu- und Abschläge bzw. Anteile davon können im Wege des Verfahrens nach § 26 ARegV übertragen werden.

IV.

Im Folgenden wird das netzbetreiberindividuelle Qualitätselement für die Kalenderjahre 2019 und 2020 bestimmt.

1. ermittelte Kennzahlen

Zur Berechnung des Qualitätselementes ist für den Netzbetreiber aus den Kalenderjahren 2015 bis 2017 im Mittel ein SAIDI in Höhe von 3,01470 und ein ASIDI in Höhe von 2,71705 herangezogen worden (Anlage 1).

2. ermittelter Referenzwert

a) Mittelspannung

In die Regressionsberechnung ist eine Lastdichte des Netzbetreibers von 879,7550 kW pro km² (Anlage 1) eingegangen.

Auf dieser Grundlage wurde für den Netzbetreiber in der Mittelspannungsebene ein Referenzwert von 6,23309 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 Niederspannungsnetzebene liegt bei 4,0998 min/a.

3. ermittelter Bonus/Malus

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

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

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

Dabei wurden für die Mittelspannungsebene folgende Daten zur Grunde gelegt:

- $Y_{ind}^{(Ref)}$: [redacted]
- $ASIDI_i$: [redacted]
- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher (inkl. aller nachgelagerten eigenen Netz- und Umspannebenen) der Kalenderjahre 2015 bis 2017: 67.819,6667

Für die Niederspannung ergibt sich somit ein Bonus in Höhe von [redacted] €.

Dabei wurden für die Niederspannungsebene folgende Daten zur Grunde gelegt:

- $Y^{(Ref)}$: [redacted]
- $SAIDI_i$: [redacted]
- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher der Kalenderjahre 2015 bis 2017: 67.708,6667
- m: 0,22 €/a/min/LV

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

Das Qualitätselement nimmt den von einer Versorgungsunterbrechung 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 2017 ergibt sich die minimale Abweichung von der Erlösneutralität in Höhe von [redacted] €. Bei jeder anderen Kappungsgrenze war die Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität größer.

Der Netzbetreiber ist von der Kappung nicht betroffen.

5. Anpassung der Erlösobergrenzen

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

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

V.
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. 27.1.6.11 und 27.1.6.21 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%	Gebührenhöhe

750,00 €	[redacted] €	[redacted] €	[redacted] €

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 Kassenzeichens bis zum 11.01.2019 auf das folgende Konto zu überweisen:

Empfänger: Nds. Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz

Kreditinstitut: Nord/LB Hannover

IBAN: DE10 2505 0000 0106 0251 82

BIC: NOLADE2H

Verwendungszweck: Kassenzeichen 0301000933632

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: Bericht zur Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2019 – 2020

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 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 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 Beschwerdebegründung müssen von einem Rechtsanwalt unterzeichnet sein. Die Beschwerde hat gem. § 76 Abs. 1 EnWG keine aufschiebende Wirkung.

Torsten Berg	Alexander Drilling	Anke Weber
- stellv. Vorsitzender -	- Beisitzer -	- Beisitzerin -

Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom 2019-2020

Netzbetreiber:	EVI Energieversorgung Hildesheim GmbH & Co. KG
Betriebsnummer:	10001577
Netznummer:	1

Zulässige Erlösobergrenze 2017: [redacted] €
(abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und der Kostenstellen der HöS, HöS/HS, HS und HS/MS)

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

1 Niederspannungsebene

1.1 Eingangsdaten

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

Anzahl der LV NS 2015	67.377
Anzahl der LV NS 2016	67.704
Anzahl der LV NS 2017	68.045
Arithmetisches Mittel der Anzahl LV NS	67.708,6667

Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI

$SAIDI_{ARegV}$ 2015	1,87619 min/a
$SAIDI_{ARegV}$ 2016	2,78173 min/a
$SAIDI_{ARegV}$ 2017	4,38619 min/a
Arithmetisches Mittel der SAIDI	3,01470 min/a

1.2 Berechnungsergebnisse

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

2 Mittelspannungsebene

2.1 Eingangsdaten

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

Anzahl der LV gesamt 2015	67.483
Anzahl der LV gesamt 2016	67.815
Anzahl der LV gesamt 2017	68.161
Arithmetisches Mittel LV gesamt	67.819,6667

Geografische Fläche

Geografische Fläche 2015	92,18 km²
Geografische Fläche 2016	92,29 km²
Geografische Fläche 2017	92,29 km²

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

Korrigierte zJHL MS 2015	80.260,00 kW
Korrigierte zJHL MS 2016	81.351,00 kW
Korrigierte zJHL MS 2017	81.871,00 kW

Lastdichte der MS-Ebene

Lastdichte MS 2015	870,6878 kW/km²
Lastdichte MS 2016	881,4714 kW/km²
Lastdichte MS 2017	887,1059 kW/km²
Arithmetisches Mittel der Lastdichte MS	879,7550 kW/km²

Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI

$ASIDI_{ARegV}$ 2015	4,87814 min/a
$ASIDI_{ARegV}$ 2016	0,94519 min/a
$ASIDI_{ARegV}$ 2017	2,32781 min/a
Arithmetisches Mittel der ASIDI	2,71705 min/a

2.2 Berechnungsergebnisse

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

3 Gesamtergebnis

Kappungsgrenze	4 %
Anteil Bonus/Malus an der für das Qualitäts-element relevanten Erlösobergrenze 2017	[redacted] %
Bonus/Malus für die NS- und MS-Ebene nach Kappung	[redacted] **€/a**

1 Makroökonomische Analyse - Haushalte

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

Berechnungen:

			2015			2016			2017		
Formel	**Bezeichnung**	**Einheit**	**Erwerbstätige**	**Erwerbslose & Nicht-Erwerbs-personen**	**Total**	**Erwerbstätige**	**Erwerbslose & Nicht-Erwerbs-personen**	**Total**	**Erwerbstätige**	**Erwerbslose & Nicht-Erwerbs-personen**	**Total**
a	Anzahl Personen	Personen	42.993.000	38.694.000	81.687.000	43.550.000	38.799.000	82.349.000	44.155.000	38.504.000	82.659.000
b	Anteil Freizeit am Jahr	Std.	2.365,20	2.365,20		2.365,20	2.365,20		2.365,20	2.365,20	
c	zusätzl. entfallende Arbeitszeit	Std.		1.369,80			1.362,80			1.360,40	
d = a * (b + c) / 1.000.000.000	Gesamtmenge Freizeit	Mrd. Std.	101,69	144,52	246,21	103,00	144,64	247,65	104,44	143,45	247,89
e	Gesamtnettolohn	Mrd. €	837,19			869,11			902,93		
f (=c)	Arbeitsstunden pro Erwerbstätiger	h/Jahr	1.369,80			1.362,80			1.360,40		
g = a * f / 1.000.000.000	Gesamtmenge Arbeitszeit	Mrd. Std.	58,89			59,35			60,07		
h = e / g	Nettostundenlohn pro Erwerbstätigen	€/h	14,22			14,64			15,03		
i	Verhältinis Wert der Freizeit / Nettostundenlohn		1	0,5		1	0,5		1	0,5	
j = h * i	Wert der Freizeit	€/h	14,22	7,11		14,64	7,32		15,03	7,52	
k = j * d	Gesamtwert Freizeit	Mrd. €	1.445,55	1.027,24	2.472,79	1.508,39	1.059,07	2.567,45	1.569,84	1.078,15	2.648,00
l	Stromverbrauch Haushalte	Mrd. kWh			463,32			461,52			463,68
m = k / l	Value of Lost Load	€/kWh			5,34			5,56			5,71

Formel	**Bezeichnung**	**Einheit**	**2015**	**2016**	**2017**	**Hinweise**
a	Einwohner	Anzahl	81.687.000	82.349.000	82.659.000	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Bevölkerung, Erwerbstätigkeit: Deutschland, Jahre (81000-0011) Stand: 03.09.2018 / 15:41:51 https://www-genesis.destatis.de
a	Erwerbstätige	Anzahl	42.993.000	43.550.000	44.155.000	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Bevölkerung, Erwerbstätigkeit: Deutschland, Jahre (81000-0011) Stand: 03.09.2018 / 15:41:51 https://www-genesis.destatis.de
c	Arbeitsstunden pro Erwerbstätiger	h/Jahr	1.370	1.363	1.360	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Erwerbstätigkeit, Löhne und Gehälter, Arbeitsstunden: Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche (81000-0015) Stand: 03.09.2018 / 15:37:29 https://www-genesis.destatis.de
n = a * c	Arbeitsstunden gesamt Erwerbstätige	h/Jahr	5,89E+10	5,93E+10	6,01E+10	
e	Nettolöhne der Arbeitnehmer gesamt	Mrd.€/Jahr	837,19	869,11	902,93	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Arbeitnehmerentgelt, Löhne und Gehälter (Inländerkonzept): Deutschland, Jahre (81000-0007) Stand: 03.09.2018 / 15:40:53 https://www-genesis.destatis.de
h = 1E+9 * e / n	Nettostundenlohn pro Erwerbstätigen	€/h/Erwerbstätiger	14,22	14,64	15,03	
r = h * 0,5	Nettolohn Nicht-Erwerbstätige	€/h	7,11	7,32	7,52	
s	Share of Leisure time in average per day	%	27	27	27	Quelle: OECD "Society at a Glance 2011"; Chapter 1 (Cooking, Caring, Building and Repairing: Unpaid Work around the World) Stand: 2011 https://www.oecd.org/berlin/42675407.pdf Hinweis: Bereinigung des Wertes um "lowest country rate of personal care" wie in OECD "Society at a Glance 2009"; Chapter 2 (Special Focus: Measuring Leisure in OECD Countries)
b = s * 8760	Freizeit im Jahr Erwerbstätiger	h/Jahr	2.365	2.365	2.365	
t = b + c	Freizeit im Jahr Erwerbslose & Nicht-Erwerbsperson	h/Jahr	3735	3728	3725,6	
l	Stromverbrauch Haushalte pro Jahr	Mrd. kWh/Jahr	463,32	461,52	463,68	Quelle: Bundeswirtschaftsministerium - Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren Deutschland, Energiedaten Tabelle A6 Aufgerufen am: 03.09.2018 http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/energiegewinnung-und-energieverbrauch4-eev-nach-energietraegern,property=blob,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.xls

2 Makroökonomische Analyse - Industrie

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

Bruttowertschöpfung 2015-2017

Bruttowertschöpfung / Wirtschaftsbereiche	Einheit	2015	2016	2017
Bruttowertschöpfung gesamt	Mrd. EUR	2.745,34	2.847,74	2.954,70
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	Mrd. EUR	19,90	21,05	25,47
Produzierendes Gewerbe ohne Baugewerbe	Mrd. EUR	710,12	747,84	772,52
Baugewerbe	Mrd. EUR	125,77	133,91	144,30
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mrd. EUR	1.889,55	1.944,95	2.012,40

Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Bruttowertschöpfung (nominal/preisbereinigt): Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche (81000-0013)

Stand: 03.09.2018 / 15:41:56

https://www-genesis.destatis.de/genesis/online;jsessionid=01B754E351435A0320E6843EAC60FA1A.tomcat_GO_1_2?operation=abruftabelleAbrufen&selectionname=81000-0013&levelindex=1&levelid=1283780279196&index=13

Stromverbrauch 2015-2017

	2015		2016		2017	
Stromverbrauch nachWirtschaftsbereichen	PJ	GWh	PJ	GWh	PJ	GWh
Industrie	809,56	224.878,33	815,75	226.596,67	836,17	232.268,06
Verkehr	40,61	11.279,17	42,26	11.738,89	42,48	11.800,00
Haushalte	463,32	128.700,00	461,52	128.200,00	463,68	128.800,00
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	539,56	149.876,39	543,68	151.022,22	528,58	146.828,06

Quelle: Bundeswirtschaftsministerium - Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren Deutschland, Energiedaten Tabelle A6

Aufgerufen am: 03.09.2018

http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/energiegewinnung-und-energieverbrauch4-eev-nach-energietraegern,property=blob,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.xls

Aufteilung des Stromverbrauches auf Sektoren 2015-2017*

*Aufgrund Nichtverfügbarkeit werden die Daten des Jahres 2015 für 2015, 2016 und 2017 verwendet werden.

	2015		
Sektor	TWh	Anteil am Gesamtstrom-verbrauch	Anteil Non-Residential
Industry	224,88	0,44	0,58
Transport	11,28	0,02	0,03
Commertcial Public services	149,87	0,29	0,39
Residential	128,70	0,25	
Agricultural, Foresty, Fishing	0,00	0,00	0,00
Gesamt	**514,73**		
Gesamt Non-Residential	386,03		

Quelle: International Energy Agency - Statisitcs "Electricity/Heat in Germany 2015"

Aufgerufen am: 07.09.2018

https://www.iea.org/statistics/?country=GERMANY&year=2015&category=Key%20indicators&indicator=TPESbySource&mode=chart&categoryBrowse=false&dataTable=BALANCES&showDataTable=true

Ergebnis

	2015			2016			2017		
	Bruttowertschöpfung, Wert der Freizeit (in Mrd. EUR)	Stromverbrauch in GWh	Value of Lost Load	Bruttowertschöpfung, Wert der Freizeit (in Mrd. EUR)	Stromverbrauch in GWh	Value of Lost Load	Bruttowertschöpfung; Wert der Freizeit (in Mrd. EUR)	Stromverbrauch in GWh	Value of Lost Load
Industrie	710,12	224.881,68	3,16	747,84	226.817,99	3,30	772,52	227.714,14	3,39
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	19,90			21,05			25,47		
Gewerbe / Handel / Dienstleistungen	2.015,32	161.152,21	12,51	1.944,95	162.539,78	11,97	2.156,70	163.181,97	13,22
Haushalte	2.472,79	128.700,00	19,21	2.567,45	128.200,00	20,03	2.261,87	128.800,00	17,56
Gesamt Industrie, Landwirtschaft, Fischerei, Handel, Gewerbe, Dienstleistungen, Transport	2.745,34	386.033,89	7,11	2.713,84	389.357,78	6,97	2.954,70	390.896,11	7,56
Gesamt	**5.218,13**	**514.733,89**	**10,14**	**5.281,29**	**517.557,78**	**10,20**	**5.216,57**	**519.696,11**	**10,04**

Anlage 2

3 Makroökonomische Analyse - Gesamt

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

Ergebnis

	Bruttowertschöpfung 2015; Wert der Freizeit (in Mrd. EUR)	Stromverbrauch 2015 in GWh	Value of Lost Load 2015	Bruttowertschöpfung 2016; Wert der Freizeit (in Mrd. EUR)	Stromverbrauch 2016 in GWh	Value of Lost Load 2016	Bruttowertschöpfung 2017; Wert der Freizeit (in Mrd. EUR)	Stromverbrauch 2017 in GWh	Value of Lost Load 2017
Industrie	710,12	224.881,68	3,16	747,84	226.817,99	3,30	772,52	227.714,14	3,39
Land-, Forstwirtschaft und Fischerei	19,90	0,00	0,00	21,05	0,00	0,00	25,47	0,00	0,00
Handel, Gewerbe, Dienstleistungen, Transport	2.015,32	161.152,21	12,51	1.944,95	162.539,78	11,97	2.156,70	163.181,97	13,22
Haushalte	2.472,79	128.700,00	19,21	2.567,45	128.200,00	20,03	2.261,87	128.800,00	17,56
Gesamt Industrie, Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Handel, Gewerbe, Dienstleistungen, Transport	2.745,34	386.033,89	7,11	2.713,84	389.357,78	6,97	2.954,70	390.896,11	7,56
Gesamt	7.963,46	527.375,28	8,27	4.512,64	521.199,44	8,66	4.648,66	519.281,11	8,95

Durchschnittliche Last

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

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

Monetarisierungsfaktor

	Value of Lost Load	Durchschnittliche Last (kW/Kunde/a)	Monetarisierungsfaktor (€/Stunde/Kunde/Jahr)	Monetarisierungsfaktor (€/Minute/Kunde/Jahr)
2015	10,14	1,28	12,94	0,22
2016	10,20	1,29	13,18	0,22
2017	10,04	1,29	12,99	0,22
Mittelwert			13,04	0,22