Regulierungskammer Niedersachsen
Landesregulierungsbehörde

Az: 55-29412/3/1/S023-0009

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 stellv. Vorsitzenden Torsten Berg,
den Beisitzer Jens Busse
und die Beisitzerin Anke Weber

gegenüber der Stadtwerke Schneverdingen-Neuenkirchen GmbH, Harburger Straße 21, 29640 Schneverdingen, vertreten durch die Geschäftsführung,

- Netzbetreiber -

am 11.12.2018 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:

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

mit:

$Y_{ind}^{(Ref)}$:	errechneter individueller Referenzwert der Mittelspannungsebene
$ASIDI_{ind}$:	individuelle Zuverlässigkeitskennzahl der Mittelspannungsebene
$Y^{(Ref)}$:	errechneter einheitlicher Referenzwert der Niederspannungsebene
$SAIDI_{ind}$:	individuelle Zuverlässigkeitskennzahl 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] 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 2019 und 2020 ergebende individuelle Qualitätselement (hierzu unter IV.) festgelegt.

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 Qualitätsregulierungsver-

fahren der ersten und zweiten Regulierungsperiode. Zudem werden die Erkenntnisse aus zwei Gutachten, welche im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellt wurden, berücksichtigt:

- „Gutachten zur Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elementes (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze" der Consentec GmbH in Kooperation mit der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. und Frontier Economics Limited[1] und
- „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017 – 2018" der Consentec GmbH[2],

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

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

Hinsichtlich der Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden wurden wiederum für die Mittel- und Niederspannung die Strukturparameter Stromkreislänge, Anschlusspunkte, Anzahl der Letztverbraucher und Bemessungsscheinleistung zusätzlich zur zeitgleichen Jahreshöchstlast und 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 Kennzahlen gemäß IEEE Standard 1366-2003[4] zählen. Die Beschränkung auf die Unterbrechungsdauer erfüllt die Voraussetzung des § 20 Abs. 1 ARegV und reduziert gleichzeitig den Erhebungsaufwand. Auf eine separate Berücksichtigung der Unterbrechungshäufigkeit wird weiterhin verzichtet, da diese implizit in der Kennzahl SAIDI/ASIDI berücksichtigt ist.

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.

---

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

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

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

Versorgungsunterbrechungen unterliegen im zeitlichen Verlauf stochastischen Schwankungen, die die Kennzahl eines Kalenderjahres beeinflussen und dadurch auf die Zuschläge oder Abschläge auf die 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 Niederspannungsebene als mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteter Mittelwert der SAIDI-Kennzahlen ermittelt.

In der Mittelspannung weist der Strukturparameter Lastdichte einen hinreichend belastbaren Zusammenhang mit der Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI auf und ist von den untersuchten Parametern auch am besten geeignet 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 Monetarisie-

rungsfaktors an die Kundensicht eröffnet einen Spielraum für eine integrierte Kosten- und Qualitätsoptimierung durch den einzelnen Netzbetreiber. Das Modell ermöglicht langfristig eine Entwicklung hin zum gesamtwirtschaftlich optimalen Qualitätsniveau, bei dem die netzseitigen Grenzkosten dem kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen.

Die Ausfallkosten – auch als „Value of Lost Load" (VoLL) bezeichnet – für Deutschland werden auf Basis eines makroökonomischen Ansatzes, der sogenannten Produktionsfunktionsmethode, ermittelt. Ausgangspunkt für die Ableitung des Monetarisierungsfaktors ist eine Analyse der durch eine Versorgungsunterbrechung zu erwartenden gesellschaftlichen Kosten. Elektrizität wird dabei insbesondere als Input-Faktor für Wertschöpfung in der Produktion, in der Industrie, beim Gewerbe und dem Handels- und Landwirtschaftsbereich sowie als Nutzen stiftend für den Wert der Freizeit der Haushalte betrachtet. Es wird somit angenommen, dass Versorgungsunterbrechungen zum einen Ausfallkosten in der Industrie, dem Gewerbe und dem Handels- und Landwirtschaftsbereich verursachen und zum anderen die den Haushalten zur Verfügung stehende Freizeit reduzieren und sich daher negativ auf das Nutzenniveau der Haushalte auswirken. Über entsprechende Annahmen bezüglich des Verhältnisses von Stromendverbrauch zu Wirtschaftsleistung bzw. Freizeitnutzen wird der daraus resultierende Wert einer ausgefallenen Kilowattstunde (kWh) ermittelt.

Kernannahme für die Schätzung von Ausfallkosten der Sektoren Land-/ Forstwirtschaft/ Fischerei, Industrie und Handel/ Gewerbe/ Dienstleistungen/ Transport ist die einer linearen Produktionsfunktion, wonach sich der Wert einer Kilowattstunde innerhalb eines Sektors 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 dessen Integration in die Erlösobergrenze" (Ausgangsgutachten) beschriebenen Vorgaben ermittelt. Die hier beschriebene makroökonomische Analyse stellt nach wie vor den besten Weg dar, die Zahlungsbereitschaft der Kunden zu ermitteln. Andere Ansätze, wie etwa eine Kundenumfrage sind im Gegensatz dazu sehr aufwendig und kostenintensiv. Ob die Ermittlung des Monetarisierungsfaktors durch einen derartigen Ansatz verbessert wird, ist zudem unklar.

Der Monetarisierungsfaktor wurde daher auf Basis der zum Zeitpunkt der Berechnung aktuellsten Daten der öffentlichen Statistik ermittelt und repräsentiert die gegenwertige Entwicklung bezüglich des Elektrizitätsverbrauchs, der Bruttowertschöpfung sowie der Gesamtlöhne. Sowohl bei der Bruttowertschöpfung als auch hinsichtlich der Gesamtlöhne ist im betrachteten Zeitraum ein Anstieg der Werte festzustellen, der einen höheren Monetarisierungsfaktor begründet.

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 Kalenderjah-

res 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 0,31995 und ein ASIDI in Höhe von 0,03027 herangezogen worden (Anlage 1).

2. ermittelter Referenzwert

a) Mittelspannung

In die Regressionsberechnung ist eine Lastdichte des Netzbetreibers von 46,7104 kW pro km² (Anlage 1) eingegangen.

Auf dieser Grundlage wurde für den Netzbetreiber in der Mittelspannungsebene ein Referenzwert von 19,82050 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:

- $Y_{ind}^{(Ref)}$: 19,82050
- $ASIDI_i$: 0,03027
- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher (inkl. aller nachgelagerten eigenen Netz- und Umspannebenen) der Kalenderjahre 2015 bis 2017: 13.655

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

Dabei wurden für die Niederspannungsebene folgende Daten zur Grunde gelegt:

- $Y^{(Ref)}$: 4,0998
- $SAIDI_i$: 0,31995
- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher der Kalenderjahre 2015 bis 2017: 13.576,6667
- m: 0,22 €/a/min/LV

Für die Nieder- und Mittelspannungsebene ermittelt sich demnach insgesamt ein Bonus in Höhe von 67.469,00 €.

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 betroffen.

5. Anpassung der Erlösobergrenzen

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

ERLÖSOBERGRENZEN-ANPASSUNG DES KALENDERJAHRES 2019	ERLÖSOBERGRENZEN-ANPASSUNG DES KALENDERJAHRES 2020
[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
[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 0301000930809

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	Jens Busse	Anke Weber
- stellv. Vorsitzenden -	- Beisitzer -	- Beisitzerin -

Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom 2019-2020

Netzbetreiber: Stadtwerke Schneverdingen-Neuenkirchen GmbH
Betriebsnummer: 10000616
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	13.493
Anzahl der LV NS 2016	13.531
Anzahl der LV NS 2017	13.706
Arithmetisches Mittel der Anzahl LV NS	13.576,6667

Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI

$SAIDI_{ARegV}$ 2015	0,08686 min/a
$SAIDI_{ARegV}$ 2016	0,48038 min/a
$SAIDI_{ARegV}$ 2017	0,39260 min/a
Arithmetisches Mittel der SAIDI	0,31995 min/a

1.2 Berechnungsergebnisse

Einheitlicher Referenzwert (gewichteter Mittelwert)	4,0998 min/a
Bonus/Malus der NS-Ebene (vor Kappung)	[redacted]

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	13.565
Anzahl der LV gesamt 2016	13.613
Anzahl der LV gesamt 2017	13.787
Arithmetisches Mittel LV gesamt	13.655,0000

Geografische Fläche

Geografische Fläche 2015	332,00 km²
Geografische Fläche 2016	332,00 km²
Geografische Fläche 2017	332,00 km²

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

Korrigierte zJHL MS 2015	15.446,00 kW
Korrigierte zJHL MS 2016	15.795,59 kW
Korrigierte zJHL MS 2017	15.282,00 kW

Lastdichte der MS-Ebene

Lastdichte MS 2015	46,5241 kW/km²
Lastdichte MS 2016	47,5771 kW/km²
Lastdichte MS 2017	46,0301 kW/km²
Arithmetisches Mittel der Lastdichte MS	46,7104 kW/km²

Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI

$ASIDI_{ARegV}$ 2015	0,00000 min/a
$ASIDI_{ARegV}$ 2016	0,00000 min/a
$ASIDI_{ARegV}$ 2017	0,09080 min/a
Arithmetisches Mittel der ASIDI	0,03027 min/a

2.2 Berechnungsergebnisse

Referenzwert (auf Basis des Parameters Lastdichte)	19,82050 min/a
Bonus/Malus der MS-Ebene (vor Kappung)	[redacted]

3 Gesamtergebnis

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

Anlage 2

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

Berechungen:

			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	Verhältnis Wert der Freizeit / Nettostundenlohn		1	0,5		1	0,5		1	0,5	
j = h * i	Wert der Freizeit	€/h	14,22	7,11		14,64	7,32		15,03	7,52	
k = j * d	Gesamtwert Freizeit	Mrd. €	1.445,55	1.027,24	2.472,79	1.508,39	1.059,07	2.567,45	1.569,84	1.078,15	2.648,00
l	Stromverbrauch Haushalte	Mrd. kWh			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	3725,8	
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=1283780275196&index=13

Stromverbrauch 2015-2017

Stromverbrauch nachWirtschaftsbereichen	2015		2016		2017	
	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--zev-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.

Sektor	2015		
	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 - Statistics "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

Bundesnetzagentur

Bericht zur Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2019-2020

Anlage 3 der Festlegung zur Bestimmung der Qualitätselemente

Stand: 21.11.2018

Inhalt

1 Vorbemerkung ... 3
2 Datengrundlage ... 4
2.1 Hinsichtlich der durchgeführten Mittelwertbildung ... 4
2.2 Umfang der Daten hinsichtlich der Strukturparameter ... 4
3 Ingenieurwissenschaftliche Analyse ... 6
3.1 Methodik des ingenieurwissenschaftlichen Analyseansatzes ... 6
3.2 Flächenbezogene Parameter ... 6
3.2.1 Lastdichte ... 6
3.2.2 Weitere flächenbezogene Parameter ... 7
3.2.3 Zusammenfassung zu den Wertebereichen des Koeffizienten c ... 9
3.3 Längenbezogene Parameter ... 9
3.3.1 Allgemeines ... 9
3.3.2 Längenbezogene Parameter der Mittelspannungsebene ... 10
3.3.3 Längenbezogene Parameter der Niederspannung ... 10
3.4 Ermittlung weiterer Parameter ... 11
3.5 Gewichtungsgrößen ... 11
4 Methodik der statistischen Analyse ... 13
4.1 Signifikanzanalyse ... 13
4.2 Regressionsanalyse ... 13
5 Ergebnisse für die Mittelspannungsebene ... 16
5.1 Auf die geografische Fläche bezogene Strukturparameter ... 16
5.1.1 Analyse des Parameters MS-Lastdichte ... 16
5.1.2 Analyse des Parameters MS-Anschlussdichte der Letztverbrauchertransformatoren ... 18
5.1.3 Analyse des Parameters MS-Anschlussdichte der Letztverbraucher- und Ortsnetztransformatoren ... 20
5.1.4 Analyse des Parameters MS-Bemessungsscheinleistungsdichte ... 21
5.2 Auf die Stromkreislänge bezogene Strukturparameter ... 23
5.2.1 Analyse des Parameters MS-Jahreshöchstlast je Stromkreislänge ... 23
5.2.2 Analyse des Parameters MS-Anschlusspunkte der Letztverbrauchertransformatoren je Stromkreislänge ... 24
5.2.3 Analyse des Parameters MS-Anschlusspunkte der Letztverbraucher- und Ortsnetztransformatoren je Stromkreislänge ... 25
5.2.4 Analyse des Parameters MS-Bemessungsscheinleistung je Stromkreislänge ... 27
5.3 Ergebnisse für die Mittelspannungsebene ... 28
5.4 Ergebnisse aus multiplen Regressionsanalysen der Mittelspannungsebene ... 33

5.4.1 Vorbemerkungen 33
5.4.2 Die Kombination aus MS-Lastdichte und MS-Bemessungsscheinleistungsdichte 35
5.4.3 Kombination aus MS-Lastdichte und MS-Anschlussdichte 35
5.4.4 Kombination aus MS-Lastdichte und MS-Jahreshöchstlast je Stromkreislänge 36
6 Ergebnisse für die Niederspannungsebene 37
6.1 Auf die versorgte Fläche bezogene Strukturparameter 37
6.1.1 Analyse des Parameters NS-Lastdichte 37
6.1.2 Analyse des Parameters NS-Anschlussdichte 39
6.1.3 Analyse des Parameters NS-Letztverbraucherdichte 40
6.2 Auf die Stromkreislänge bezogene Strukturparameter 42
6.2.1 NS-Jahreshöchstlast bezogen auf die Stromkreislänge 42
6.2.2 Anzahl der NS-Anschlusspunkte von Letztverbrauchern bezogen auf die Stromkreislänge 43
6.2.3 Anzahl der NS-Letztverbraucher bezogen auf die Stromkreislänge 44
6.3 Ergebnisse für die Niederspannungsebene 46
6.4 Sonstige Parameter und multiple Regression 48
7 Gesamtergebnis 49
7.1 Referenzwert für die Mittelspannungsebene 49
7.2 Referenzwert für die Niederspannungsebene 49
Abbildungsverzeichnis 50
Literaturverzeichnis 53

1 Vorbemerkung

Gegenstand dieses Berichtes ist die Untersuchung, ob auf Grundlage des Beschlusses zur Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselementes vom 20.02.2018 (BK 8-17/0011-A – Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV) für die Nieder- und Mittelspannung und auf Basis der zur Verfügung stehenden Datengrundlage ein hinreichend belastbarer Zusammenhang zwischen der Zuverlässigkeitskennzahl System Average Interruption Duration Index (SAIDI) bzw. Average System Interruption Duration Index (ASIDI) und einem oder mehreren als potenziell geeignet erachteten Strukturparameter(n) vorliegt.

Die Ausgestaltung des Qualitätselements basiert im Wesentlichen auf einem nachfolgend als Ausgangsgutachten bezeichneten Gutachten eines Beraterkonsortiums im Auftrag der Bundesnetzagentur vom 20.10.2010 (Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010). Grundlage dieses Berichts ist darüber hinaus das Gutachten zur Ermittlung von Referenzwerten für das Qualitätselement 2017-2018 der Consentec GmbH vom 22.02.2017 (Consentec GmbH 22.02.2017).

Das Qualitätselement wird ermittelt, indem:

- für die Nieder- und Mittelspannungsebene eines betroffenen Netzbetreibers ein Zuverlässigkeitskennzahlwert aus den dafür vorliegenden Daten errechnet wird: SAIDI für die Niederspannungsebene und ASIDI für die Mittelspannungsebene,
- diese Kennzahl von einem ermittelten Referenzwert der jeweiligen Netzebene subtrahiert wird, der entweder netzbetreiberspezifisch oder auch für alle Netzbetreiber einheitlich sein kann, und
- die Differenz zwischen Kennzahl und Referenzwert mit einem Monetarisierungsfaktor multipliziert wird (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 1).

2 Datengrundlage

2.1 Hinsichtlich der durchgeführten Mittelwertbildung

Durch die Betrachtung eines mehrjährigen Zeitraums sollen bei den Zuverlässigkeitskennzahlen Auswirkungen zufälliger Schwankungen der Daten reduziert werden (Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010, S. 25). Um – auch in Fällen von Netzübergängen – einen Gleichlauf mit den Zuverlässigkeitskennzahlen zu gewährleisten, ist bei den Strukturparametern eine analoge Vorgehensweise anzuwenden. In der statistischen Analyse sind daher arithmetische nicht gewichtete Mittelwerte der jeweiligen Jahreseinzelwerte von Zuverlässigkeitskennzahlen und (Struktur-) Parametern zu verwenden.

Für den überwiegenden Teil der betrachteten Netze liegen die benötigten Daten für den zu betrachtenden Zeitraum 2015 bis 2017 vollständig vor. Einige Netzbetreiber konnten zu einzelnen Erfassungsjahren keine Angaben machen. Dabei handelt es sich zumeist um Netzbetreiber, die ihren Netzbetrieb erst im Laufe des Erfassungszeitraumes aufgenommen haben. In der Gesamtbetrachtung sind dadurch keine Verzerrungseffekte auszumachen, da die Daten fehlender Erfassungsjahre in den individuellen Datenmeldungen des jeweils abgebenden Netzbetreibers enthalten und somit bei der Ermittlung der Referenzwerte berücksichtigt sind.

Daher können für 14 Netzbetreiber nur die Erfassungsjahre in die Mittelwertbildung einbezogen werden, bei denen die Anzahl der Letztverbraucher größer als Null ist. Bei den übrigen 182 betrachteten Netzbetreibern wurden 3-Jahres-Mittelwerte gebildet.

2.2 Umfang der Daten hinsichtlich der Strukturparameter

Neben Daten zu Versorgungsunterbrechungen umfasst die erhobene Datengrundlage eine Reihe von Informationen, aus denen potenziell geeignete Parameter zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede abgeleitet werden können. Sämtliche Daten wurden für die Kalenderjahre 2015, 2016 und 2017 erhoben.

Für die Niederspannungsebene stehen für die Analyse je Netzbetreiber folgende Angaben zur Verfügung:

- Anzahl der direkt an das betrachtete Niederspannungsnetz angeschlossenen Letztverbraucher
- Anzahl der direkt an die eigene Umspannebene Mittel-/Niederspannung angeschlossenen Letztverbraucher
- Versorgte Fläche des eigenen Niederspannungsnetzes

- Zeitgleiche Jahreshöchstlast des eigenen Niederspannungsnetzes ohne die Entnahmelasten durch Netze fremder Netzbetreiber auf gleicher Ebene
- Zeitgleiche Jahreshöchstlast der eigenen Umspannebene Nieder-/Mittelspannungsnetzes ohne die Entnahmelasten durch Netze fremder Netzbetreiber auf gleicher Ebene
- Stromkreislänge des eigenen Niederspannungsnetzes, differenziert nach Stromkreislänge Freileitung und Stromkreislänge Kabel
- Anzahl verschiedener Anschlusspunkte des eigenen Niederspannungsnetzes.

Für die Mittelspannung stehen für die Analyse je Netzbetreiber folgende Angaben zur Verfügung:

- Installierte Bemessungsscheinleistung der eigenen Ortsnetz- und der an das Mittelspannungsnetz angeschlossenen Letztverbrauchertransformatoren
- Anzahl der direkt an das betrachtete Mittelspannungsnetz angeschlossenen Letztverbraucher
- Anzahl der direkt an die eigene Umspannebene Hoch-/Mittelspannung angeschlossenen Letztverbraucher
- Geografische Fläche des eigenen Mittelspannungsnetzes
- Zeitgleiche Jahreshöchstlast des eigenen Mittelspannungsnetzes ohne die Entnahmelasten durch Netze von horizontal nachgelagerten fremden Netzbetreibern
- Zeitgleiche Jahreshöchstlast des eigenen Umspannebene Hoch-/Mittelspannung ohne die Entnahmelasten durch Netze von horizontal nachgelagerten fremden Netzbetreibern
- Stromkreislänge des eigenen Mittelspannungsnetzes, differenziert nach Stromkreislänge Freileitung und Stromkreislänge Kabel
- Anzahl verschiedener Anschlusspunkte des eigenen Mittelspannungsnetzes.

3 Ingenieurwissenschaftliche Analyse

3.1 Methodik des ingenieurwissenschaftlichen Analyseansatzes

Bereits bei der Erstellung des Ausgangsgutachtens wurde unter Anwendung ingenieurwissenschaftlicher Analysetechniken untersucht bzw. dargelegt, welche funktionalen Zusammenhänge grundsätzlich zwischen Zuverlässigkeitskennzahlen und verschiedenen gebietsstrukturellen Merkmalen der Elektrizitätsnetze zu erwarten sind (Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010, S. 46–68). Die Bestimmung des Referenzwertes bzw. einer Referenzwertfunktion kann allerdings nicht allein auf einen ingenieurwissenschaftlichen Analyseansatz gestützt werden; sie erfordert zusätzlich eine statistische Auswertung der als potenziell relevant erkannten Zusammenhänge auf Basis realer Daten.

3.2 Flächenbezogene Parameter

3.2.1 Lastdichte

Die Lastdichte als Quotient aus dem Strukturparameter zeitgleiche Jahreshöchstlast (kW), also dem Maximalwert aller zeitgleichen Entnahmen einer Spannungsebene, und der entsprechenden Fläche einer Spannungsebene in km² wurde bereits im Ausgangsgutachten als besonders geeigneter Parameter zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede identifiziert (Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010, S. 55–56).[1] Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass beide Strukturparameter – die zeitgleiche Jahreshöchstlast und die Fläche – nicht vom Netzbetreiber beeinflussbar und somit rein exogener Natur sind. Durch Berücksichtigung der Lastdichte werden darüber hinaus Unterschiede in den zentralen Eigenschaften der Versorgungsaufgabe optimal abgebildet (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 14). Dies betrifft einerseits die Höhe, andererseits die räumliche Verteilung der angeschlossenen Lasten.

Ausgehend von einer Modellnetznetzanalyse, einer Zuverlässigkeitsanalyse und prinzipiellen Überlegungen wurde im Ausgangsgutachten aufgezeigt, dass der Zusammenhang zwischen den Zuverlässigkeitskennzahlen und dem Parameter Lastdichte allgemein durch eine hyperbolische Funktion der Form:

$$y = f(x) = \mathrm{a} + \frac{\mathrm{b}}{x^{\mathrm{c}}}$$

[1] Fläche der Niederspannungsebene ist die versorgte Fläche, Fläche der Mittelspannungsebene ist die geografische Fläche.

zu beschreiben ist (Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010, S. 58). Hierbei steht die Variable *y* für die Zuverlässigkeitskennzahl (SAIDI in der Nieder- und ASIDI in der Mittelspannungsebene), die Variable *x* für den Parameter Lastdichte und a, b, c für die durch eine Regressionsanalyse zu bestimmenden Koeffizienten. Nach ingenieurwissenschaftlichen Analysen soll c dabei Werte zwischen 0,5 und 1 annehmen (Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010, S. 58). Die Ränder dieses Erwartungsbereiches für den Koeffizienten c sind nicht als scharfe Grenzen aufzufassen (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 15). Weiterhin darf a keinen negativen Wert annehmen. Ansonsten könnten im Bereich größerer Lastdichten unerreichbare negative Zuverlässigkeitskennzahlen ermittelt werden.

Dem Wertebereich des Koeffizienten c liegen folgende modelltheoretische Überlegungen zugrunde:

- Wird die Lastdichte in einem versorgten Gebiet verändert, indem ausschließlich die Dichte der Anschlüsse ohne Änderung der Last je Anschlusspunkt verändert wird, verhält sich die Zuverlässigkeit proportional zum Kehrwert der Wurzel aus der Lastdichte.
- Wird dagegen die Lastdichte verändert, indem nur die einzelnen Lasten je Anschlusspunkt ohne Änderung der Anschlussdichte verändert werden, verhält sich die Zuverlässigkeit proportional zum Kehrwert der Lastdichte.

3.2.2 Weitere flächenbezogene Parameter

Neben der Lastdichte wurden für die Mittelspannungsebene folgende, auf die geografische Fläche bezogene Parameter gebildet und analysiert:

- MS-Anschlussdichte LVT – Anzahl Anschlusspunkte von Stationen mit Letztverbrauchertransformatoren (LVT) in der Mittelspannungsebene bezogen auf die geografische Fläche in der Einheit 1/km²
- MS-Anschlussdichte LVT & ONT – Summe aus den Anschlusspunkten der Stationen mit Letztverbrauchertransformatoren und der Anschlusspunkte der Stationen mit Ortsnetztransformatoren (ONT), bezogen auf die geografische Fläche in der Einheit 1/km²
- MS-Bemessungsscheinleistungsdichte – installierte Bemessungsscheinleistung der Letzt- in der Mittelspannungsebene und Ortsnetztransformatoren (in der Umspannebene Mittel-/Niederspannung) bezogen auf die geografische Fläche in der Einheit MVA/km².

Für die Niederspannungsebene werden neben der Lastdichte die beiden folgenden, auf die versorgte Fläche bezogenen Parameter gebildet und analysiert:

- NS-Anschlussdichte LV – Anzahl der Anschlusspunkte von Letztverbrauchern (LV) in der Niederspannungsebene, bezogen auf versorgte Fläche in der Einheit 1/km²
- NS-Letztverbraucherdichte – Anzahl der an die eigene Niederspannungsebene angeschlossenen Letztverbraucher je versorgte Fläche in der Einheit 1/km².

Auch für diese potenziell geeigneten und weitestgehend exogenen Parameter werden aus ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen funktionale Zusammenhänge mit der Zuverlässigkeit hergeleitet. Grundsätzlich nehmen diese mit der Lastdichte vergleichbare Funktionsformen an, deren Koeffizienten a, b und c durch Regressionsanalysen zu schätzen sind (vgl. Abschnitt 3.2.1), wobei die Koeffizienten a (Achsenabschnitt) auch bei diesen Parametern keine negativen Werte annehmen dürfen.

Parameter Anschlussdichte

Der Wertebereich des Koeffizienten c für den Parameter Anschlussdichte leitet sich aus ähnlichen Überlegungen ab, wie bereits beim Parameter Lastdichte beschrieben (vgl. Abschnitt 3.2.1). Dies drückt sich in dem als plausibel erachteten Wertebereich des Koeffizienten c aus, der hier zwischen -0,5 und 0,5 liegt (Consentec GmbH 22.02.2017). Der funktionale Zusammenhang mit den Zuverlässigkeitskennzahlen der Mittel- und Niederspannungsebene ähnelt – wie bei der Lastdichte – einer Hyperbel.

Parameter Letztverbraucherdichte

Für den nur in der Niederspannungsebene relevanten Parameter Letztverbraucherdichte kann der Erwartungsbereich für den Koeffizienten c nicht direkt abgeleitet werden. Die Anzahl der an einem Anschlusspunkt angeschlossenen Letztverbraucher beeinflusst nicht die Zuverlässigkeit des Netzes. Der Parameter weist jedoch einen engen Bezug zur Last- bzw. Anschlussdichte auf (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 17). Aufgrund des engen Bezugs zu den Parametern Anschluss- und Lastdichte liegt der erwartete Wertebereich für den Koeffizienten c im Fall der Letztverbraucherdichte zwischen -0,5 und 1 (Consentec GmbH 22.02.2017).

Parameter Bemessungsscheinleistungsdichte

Der nur in der Mittelspannungsebene relevante Parameter Bemessungsscheinleistungsdichte weist gegenüber den zuvor genannten Parametern Last-, Anschluss- und Letztverbraucherdichte eine vergleichsweise hohe Endogenität auf. Weiterhin ist zu erwarten, dass die Bemessungsscheinleistung stark mit der zeitgleichen Jahreshöchstlast der Netzebene korre-

liert, sodass für den Zusammenhang zwischen der Zuverlässigkeitskennzahl (ASIDI) und der Bemessungsscheinleistungsdichte der gleiche funktionale Zusammenhang wie bei der Lastdichte besteht. Der aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht plausible Wertebereich für den Koeffizienten c liegt zwischen 0,5 und 1 (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 17–18).

3.2.3 Zusammenfassung zu den Wertebereichen des Koeffizienten c

Die zu erwartenden Wertebereiche für den Koeffizienten c der zuvor genannten Parameter der Mittelspannungsebene sind in der Abbildung 1 zusammengefasst (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 18).

Parameter	Wertebereich des Koeffizienten c
Lastdichte	0,5 bis 1
Anschlussdichte	-0,5 bis 0,5
Bemessungsscheinleistungsdichte	0,5 bis 1

Abbildung 1: Erwartete Wertebereiche für den Exponenten c bei Verwendung flächenbezogener Parameter in der Mittelspannung.

Wie dargestellt liegen auch für die Dichteparameter der Niederspannungsebene entsprechende Wertebereiche für den Koeffizienten c vor. Diese sind in der Abbildung 2 aufgelistet (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 18).

Parameter	Wertebereich für den Koeffizienten c
Lastdichte	0,5 bis 1
Anschlussdichte	-0,5 bis 0,5
Letztverbraucherdichte	-0,5 bis 1

Abbildung 2: Erwartete Wertebereiche für den Exponenten c bei Verwendung flächenbezogener Parameter in der Niederspannung.

3.3 Längenbezogene Parameter

3.3.1 Allgemeines

Zur Darstellung des Umfangs der Versorgungsaufgabe können neben flächenbezogenen Parametern auch verschiedene Quotienten aus Strukturparametern und der Stromkreislänge gebildet werden. Aus ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen lässt sich auch hier i. d. R. ein hyperbelförmiger funktionaler Zusammenhang zwischen der Zuverlässigkeitskennzahl und dem stromkreislängenbasierten Parameter der Form:

$$y = f(x) = \mathrm{a} + \frac{\mathrm{b}}{x^{\mathrm{c}}}$$

approximieren. Wie zuvor steht auch hier die Variable *y* für die Zuverlässigkeitskennzahl, während a, b und c die mittels Regressionsanalyse zu schätzenden Koeffizienten der resul-

tierenden Schätzfunktion und die Variable *x* den stromkreislängenbasierten Parameter abbildet.

Im Vergleich zu den flächenbezogenen Parametern weisen die so gebildeten längenbezogenen Parameter ein deutlich höheres Maß an Endogenität auf.

3.3.2 Längenbezogene Parameter der Mittelspannungsebene

Für die Mittelspannungsebene wurden folgende Kombinationen analysiert:

- MS-Jahreshöchstlast je Stromkreislänge (SKL) – korrigierte zeitgleiche Jahreshöchstlast bezogen auf die SKL in der Einheit kW/km
- MS-Anschlusspunkt Letztverbrauchertransformatoren (LVT) je SKL– Anzahl der Anschlusspunkte von Stationen mit LTV bezogen auf die Stromkreislänge in der Einheit 1/km
- MS-Anschlusspunkt LVT & ONT je SKL – Gesamtanzahl der Anschlusspunkten zu Stationen mit Letztverbrauchertransformatoren und der Stationen mit Ortsnetztransformatoren (ONT) bezogen auf die Stromkreislänge in der Einheit 1/km
- MS-Bemessungsscheinleistung je SKL – gesamte installierte Bemessungsscheinleistung von Letztverbraucher- und Ortsnetztransformatoren in der Mittelspannung bzw. in der Umspannebene Mittel-/Niederspannung je Stromkreislänge in der Einheit MVA/km.

Die ingenieurwissenschaftlich zu erwartenden Wertebereiche für den Exponenten c zu den aufgelisteten Parametern der Mittelspannung sind in der Abbildung 3 aufgelistet (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 19).

Parameter	Wertebereich für den Koeffizienten c
Jahreshöchstlast je SKL	rd. 1
Anschlusspunkte je SKL	-1 bis 1
Bemessungsscheinleistung je SKL	rd. 1

Abbildung 3: Erwartete Wertebereiche für den Exponenten c bei Verwendung längenbezogener Parameter in der Mittelspannung.

3.3.3 Längenbezogene Parameter der Niederspannung

Auch für die Niederspannung wurden Kombinationen aus Strukturparametern und der Stromkreislänge der Niederspannung gebildet und hinsichtlich ihrer Eignung zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede untersucht. Dabei wurden zuvor Parameter aus nachfolgend aufgelisteten Strukturparametern und der Stromkreislänge gebildet:

- NS-Jahreshöchstlast je SKL – korrigierte zeitgleiche Jahreshöchstlast je Stromkreislänge in der Einheit kW/km
- NS-Anschlusspunkt LV je SKL – Anzahl der Anschlusspunkte von Letztverbrauchern je Stromkreislänge in der Einheit 1/km
- NS-Letztverbraucher je SKL – Anzahl der an die eigene Niederspannungsnetzebene angeschlossenen Letztverbraucher je Stromkreislänge in der Einheit 1/km

Auch für diese stromkreislängenbezogenen Kombinationen der Niederspannung liegen entsprechende Wertebereiche für den Exponenten c vor. Diese sind in der Abbildung 4 aufgelistet (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 19).

Parameter	Wertebereich für den Koeffizienten c
Jahreshöchstlast je SKL	rd. 1
Anzahl der Anschlusspunkte je SKL	-1 bis 1
Anzahl der Letztverbraucher je SKL	-1 bis 1

Abbildung 4: Erwartete Wertebereiche für den Exponenten c bei Verwendung längenbezogener Parameter in der Niederspannung.

3.4 Ermittlung weiterer Parameter

Weitere Parameter zu analysieren ist nicht sinnvoll, da solche theoretisch möglichen Parameter – wie Quotienten aus der zeitgleichen Jahreshöchstlast und der Anzahl von Letztverbrauchern oder der Anzahl der Letztverbraucher und der Anzahl der Anschlusspunkte – keinen direkten plausiblen Zusammenhang zur Zuverlässigkeit aufweisen. Auch Parameter mit stark endogenem Charakter wie insbesondere der Verkabelungs- bzw. der Freileitungsgrad oder die Stromkreislängendichte (gesamte Stromkreislänge einer Netzebene bezogen auf die geografische bzw. versorgte Fläche) sind aus regulatorischer und ingenieurwissenschaftlicher Sicht zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede nicht geeignet (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 12–14).

3.5 Gewichtungsgrößen

Entsprechend der Norm des § 20 Abs. 2 ARegV sind die Kennzahlen der Netzbetreiber bei der Ermittlung eines einheitlichen Referenzwerts bzw. einer Referenzwertfunktion in gewichteter Form zu berücksichtigen. Methodisch soll die Gewichtungsgröße den jeweiligen Umfang der Versorgungsaufgabe reflektieren und den einzelnen Netzbetreiber in die Gesamtheit der Netzbetreiber einordnen (Herrmann, Westermann 2013, S. 631).

Mit der Gewichtung potenzieller Referenzfunktionen geht zudem die Gewährleistung der angestrebten Erlösneutralität unmittelbar einher.

Mit Verweis auf die Aussagen und Ergebnisse des Folgegutachtens soll bei dieser Analyse und der Ermittlung der Qualitätselemente 2019-2020 einzig die Anzahl der Letztverbraucher als Gewichtungsgröße herangezogen werden (Consentec GmbH 22.02.2017, 20-21).

4 Methodik der statistischen Analyse

4.1 Signifikanzanalyse

Analog zum Ausgangsgutachten war im Rahmen der Signifikanzanalyse zunächst das Testverfahren nach Kolmogoroff und Smirnoff (KS-Test) anzuwenden, um festzustellen, ob die ingenieurswissenschaftlichen Annahmen bezüglich des funktionalen Zusammenhangs zutreffend sind. Dieser Ansatz wurde auch im Folgegutachten verfolgt (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 22).

Im ersten Schritt der statistischen Analyse waren zunächst für jeden zu untersuchenden Parameter Wertepaare aus dem jeweils betrachteten Parameter und der Zuverlässigkeitskennzahl zu bilden. Danach waren diese so gebildeten Wertepaare aufsteigend nach der wertmäßigen Größe des Parameters zu sortieren und in drei Klassen (Klasse I, Klasse II und Klasse III) mit gleicher Anzahl von Netzbetreibern zu jeweils einem Drittel aufzuteilen.

Die Irrtumswahrscheinlichkeit der Ergebnisse des KS-Tests wird dabei für alle Analysen praxisüblich auf 5 % angesetzt, womit eine hinreichende Absicherung der Aussagen gewährleistet ist (Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010, S. 70).

4.2 Regressionsanalyse

Bei der Regressionsanalyse ist die Differenz zwischen den Zuverlässigkeitskennzahlen und den geschätzten Werten mittels der Methode der kleinsten Quadrate zu minimieren (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 23). Die einzelnen Abweichungen sind dabei mit der Gewichtungsgröße zu multiplizieren. Zur Berechnung der gewichteten Regressionen wurde die Statistiksoftware R in der Version 3.5.1 vom 02.07.2018 eingesetzt und die Pakete nlstools, stats und car geladen.

Grundsätzlich werden die funktionalen Zusammenhänge mit genau einem Parameter untersucht. Anschließend wird mittels multipler Regressionsanalyse für ausgewählte ingenieurwissenschaftlich plausible Kombinationen von mehreren prinzipiell geeigneten Strukturparametern dahin gehend geprüft, ob ihre gemeinsame Berücksichtigung zu einer wesentlichen Verbesserung des Erklärungsgehalts der Regressionsfunktion führt. Dies wird mit Hilfe des F-Tests überprüft (Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010, S. 93).

Ergebnis der Regressionsanalyse sind die Werte für die Koeffizienten a, b und c. Die Werte der Koeffizienten a, b und c werden dabei nicht beschränkt. Aus den Ergebnissen können dann durch einen Vergleich Erkenntnisse zur Plausibilität der ermittelten Regressionsfunktionen gewonnen werden.

Eine valide Aussage über die Plausibilität des Werts eines Koeffizienten lässt sich jedoch nur dann treffen, wenn der Koeffizient einen hinreichend großen Beitrag zum Erklärungsgehalt eines Regressionsmodells leistet. Wenn Koeffizienten mit geringem Erklärungsgehalt vorliegen, stellt das ein Indiz für mangelnde Belastbarkeit des gesamten von der Regressionsanalyse ermittelten Funktionszusammenhangs dar. Daher wird bei den Regressionsanalysen neben dem Wert des Koeffizienten auch der jeweilige p-Wert aus dem t-Test zur Beurteilung herangezogen. Robuste Modellergebnisse sind in der Regel nur bei p-Werten kleiner 0,1 zu erwarten.

Ein weiterer Maßstab für die Belastbarkeit des Funktionszusammenhangs – auch im Vergleich unterschiedlicher Strukturparameter untereinander – ist das Bestimmtheitsmaß R^2, das die Güte der Anpassung der Schätzfunktion an die tatsächlichen Beobachtungen wiedergibt (Sachs, Hedderich 2009, S. 110). Das Bestimmtheitsmaß R^2 wird mit Hilfe dieser Formel ermittelt:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{n=196} \left(LV_i \cdot (y_i - y_{i,Ref})\right)^2}{\sum_{i=1}^{n=196} \left(LV_i \cdot (y_i - y_{gew})\right)^2}$$

Dabei ist:

- für LV_i die netzbetreiberindividuelle Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher,
- für y_i die netzbetreiberindividuelle Zuverlässigkeitskennzahl,
- für y_{Ref} der netzbetreiberindividuelle Referenzwert aus der Regressionsanalyse und
- für y_{gew} die mit der Anzahl angeschlossener Letztverbraucher gewichtete, durchschnittliche Zuverlässigkeitskennzahl

einzusetzen.

In den Regressionsanalysen werden grundsätzlich Daten aller in der Datengrundlage enthaltenen Netzbetreiber berücksichtigt. Dies gilt auch für Wertepaare, die etwa aufgrund netzspezifischer Besonderheiten, nicht erkannter Datenerfassungsfehler oder auch nach Mittelwertbildung verbliebener stochastischer Streuung der Zuverlässigkeitskennzahlen und/oder Parameter außerhalb des jeweiligen Hauptfeldes liegen. Diese Wertepaare können, müssen aber nicht sog. Ausreißer darstellen. Übliche Verfahren zur Identifikation von Ausreißern wie

z. B. die Cook-Distanz oder die DFBETAS können hier wegen der vorgenommenen Gewichtung der Datenpunkte nicht verwendet werden (Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010, S. 90). Der individuelle Beitrag zur Gewichtungsgröße macht deutlich, ob ein nennenswerter Einfluss auf die Koeffizienten und das Bestimmtheitsmaß R^2 der Regressionsfunktion zu erwarten ist. Grundsätzlich ist es nicht sachgerecht, einzelne Datenpunkte auszuschließen, wenn deren Lage nicht durch Datenfehler bedingt ist. Diese Auffassung deckt sich mit den Vorgaben der ARegV, die keine Ausreißeranalyse zur Ermittlung der Referenzwerte vorsieht.

5 Ergebnisse für die Mittelspannungsebene

5.1 Auf die geografische Fläche bezogene Strukturparameter

5.1.1 Analyse des Parameters MS-Lastdichte

Ergebnis des Signifikanztests

Bei der Darstellung der Ergebnisse aus dem KS-Test gilt hier – wie im Folgenden – die Konvention, dass sich das Ergebnis aus dem Vergleich der Netzzuverlässigkeitskennzahlen aus der Klasse I mit den Netzzuverlässigkeitskennzahlen aus der Klasse II unter der Spaltenüberschrift „Klasse I" der Abbildung 5 befindet. Das Ergebnis des KS-Tests aus dem Vergleich der Netzzuverlässigkeitskennzahlen aus der Klasse II mit den Zuverlässigkeitskennzahlen aus der Klasse III befindet sich unter der Spaltenüberschrift „Klasse II". Schließlich ist das Ergebnis aus dem Vergleich der Zuverlässigkeitskennzahlen der Klassen I und III unter der Spaltenüberschrift „Klasse III" angegeben. Ein als „positiv" angegebenes Ergebnis des KS-Tests ist gleichbedeutend mit einer Ablehnung der Nullhypothese auf dem 5 %-Niveau, es zeigt somit einen signifikanten Unterschied der zwei miteinander verglichenen Klassen an.

Klasse	I	II	III
Mittelwert	9,75	5,73	5,01
Streuung	8,07	5,01	4,03
KS-Test	positiv	negativ	positiv
t-Test (p-Wert)	4,06E-04	0,1835	2,28E-05

Abbildung 5: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter MS-Lastdichte

Zusammenfassend ist festzustellen, dass das Ergebnis aus dem Signifikanztest und die in Abbildung 6 dargestellte Punktewolke auf einen nichtlinearen, hyperbolischen Einfluss hinweisen. Aufgrund der positiven Resultate aus dem Vergleich der beiden Randklassen ist ein signifikanter Einfluss des Parameters MS-Lastdichte auf die Zuverlässigkeit in der Mittelspannung zu unterstellen. Die hier festgestellten Ergebnisse sind mit den Ergebnissen aus den Signifikanzanalysen des Ausgangs- und des Folgegutachtens vergleichbar (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 36).

Ergebnis der Regressionsanalyse

In dem in Abbildung 6 dargestellten Diagramm ist der Parameter MS-Lastdichte gegen die Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI aufgetragen. Die in Abschnitt 4.1 definierten drei Wertepaarklassen I, II und III sind – wie auch bei den Analysen nachfolgender Zusammenhänge – farblich hervorgehoben. Wertepaare mit den niedrigsten Parameterwerten (hier die MS-Lastdichte) sind in violett (Klasse I), Wertepaare mit mittleren Parameterwerten sind in grün (Klasse II) und Wertepaare mit hohen Parameterwerten sind in orange (Klasse III) ausgewie-

sen. Im Allgemeinen ist erkennbar, dass sich die Zuverlässigkeit von Mittelspannungsnetzen gegenüber dem Qualitätselement 2017-2018 weiter verbessert hat. So nimmt der letztverbrauchergewichtete, durchschnittliche ASIDI (blaue Linie) nunmehr einen Wert von 9,97 min/a an.[2] Die jeweilige resultierende Referenzfunktion, die den Zusammenhang zwischen dem Parameter (hier die MS-Lastdichte), der auf der x-Achse aufgetragen ist, und der Netzzuverlässigkeitskennzahl (ASIDI), welcher auf der y-Achse aufgetragen ist, wurde als rote Line im Diagramm dargestellt.

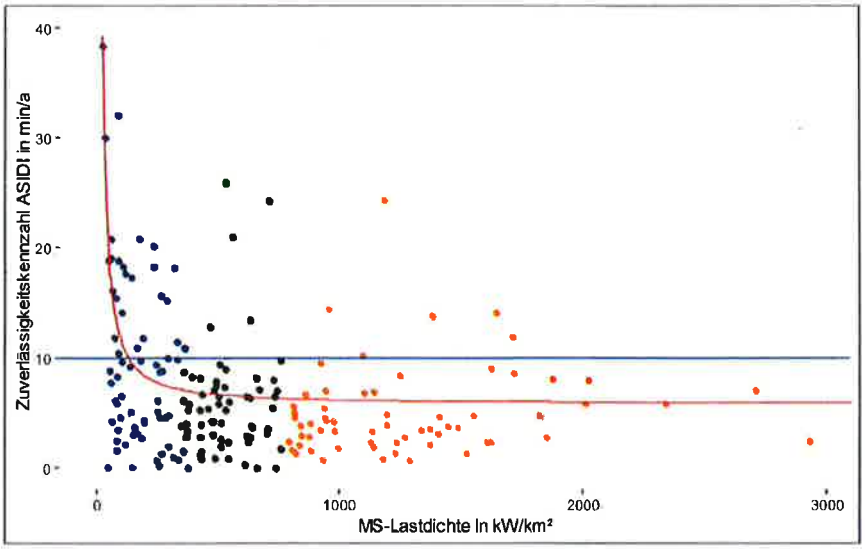

Abbildung 6: Regressionsfunktion für den Parameter MS-Lastdichte (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer ASIDI (9,97 min/a).

Der in Abbildung 6 dargestellte Regressionsverlauf bestätigt den erwarteten hyperbolischen Zusammenhang zwischen den Zuverlässigkeitskennzahlen ASIDI und der MS-Lastdichte. Die geschätzten Werte der Regressionskoeffizienten a, b und c sind in Abbildung 7 dargestellt. Das Bestimmtheitsmaß R^2 beträgt 57,60 % und fällt im Vergleich zum Ergebnis aus dem Folgegutachten geringfügig niedriger aus (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 37).

Parameters:					
Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signif. code
a	5,80	0,58	10,05	< 2E-16	***
b	1.316,63	638,02	2,06	4,04E-02	*
c	***1,18***	0,13	8,84	5,89E-16	***

Abbildung 7: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter MS-Lastdichte, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben.

[2] Im Folgegutachten lag dieser bei 10,87 min/a (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 37).

Zur Erläuterung der Spaltenbezeichnungen und Symbole der Abbildung 7: Als „Coefficients" sind die ermittelten Koeffizienten (a, b, c) bezeichnet. In der Spalte mit der Bezeichnung „Std. Error" werden die Standardfehler der geschätzten Koeffizienten wiedergegeben. Der „t value" ist der Wert aus dem t-Test und „Pr(>|t|)" der korrespondierende p-Wert aus dem t-Test. Weiterhin werden die p-Werte Wertebereichen zugeordnet, die den gebräuchlichsten Signifikanzniveaus entsprechen. Für diese werden hier folgende Symbole verwendet: '***' 0 bis 0,001; '**' 0,001 bis 0,01; '*' 0,01 bis 0,05; '.' 0,05 bis 0,1 und ' ' 0,1 bis 1. Die Zuordnungen der p-Werte zu den Signifikanzniveaus werden in der Spalte mit der Spaltenüberschrift „Signif. code" angegeben. Die hier genannten Konventionen gelten auch im Folgenden. Aus der Abbildung 7 ist ersichtlich, dass alle geschätzten Koeffizienten als signifikant einzustufen sind.

Der funktionale Zusammenhang ergibt sich wie folgt:

$$y = f(x) = \mathrm{a} + \frac{\mathrm{b}}{x^{\mathrm{c}}} = 5{,}80 + \frac{1.316{,}63}{x^{1{,}18}}$$

Zur anschließenden Ermittlung der individuellen Referenzwerte sind für die unabhängige Variable *x* die netzbetreiberindividuellen Werte der MS-Lastdichte in die so parametrierte Funktion einzusetzen.

5.1.2 Analyse des Parameters MS-Anschlussdichte der Letztverbrauchertransformatoren

Ergebnis des Signifikanztests

Die Ergebnisse des Signifikanztests sind in der Abbildung 8 zusammengefasst. Im Vergleich zur MS-Lastdichte fällt auf, dass der Mittelwert der Klasse II größer ist als jener der Klasse III. Dies ist auf die Streuung innerhalb der Klasse II zurückzuführen. Bei einer Irrtumswahrscheinlichkeit von 5 % zeigen sich signifikante Unterschiede beim Vergleich der Klassen I und III. Beim Vergleich der Klasse I mit der Klasse II und beim Vergleich der Klassen II und III gibt es hingegen keine signifikanten Unterschiede.

Klasse	I	II	III
Mittelwert	9,09	6,48	4,98
Streuung	8,10	5,06	3,74
KS-Test	negativ	negativ	positiv
t-Test (p-Wert)	1,66E-02	3,72E-02	1,60E-04

Abbildung 8: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter MS-Anschlussdichte LVT

Ergebnis der Regressionsanalyse

Die Abbildung 9 zeigt die Punktewolke zum Modell MS-Anschlussdichte LVT.

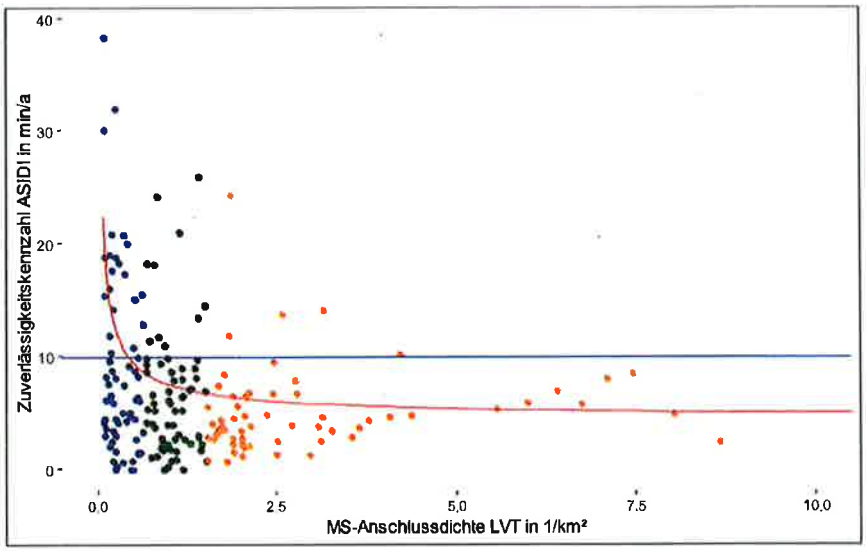

Abbildung 9: Regressionsfunktion für den Parameter MS-Anschlussdichte LVT (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer ASIDI (9,97 min/a).

Die Abbildung 10 zeigt die Statistik zur regressionsanalytischen Gegenüberstellung der Zuverlässigkeitskennzahlen ASIDI mit dem Parameter MS-Anschlussdichte LVT, die im Folgenden auszuwerten ist.

Parameters:					
Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signif. code
a	4,33	1,77	2,45	0,02	*
b	3,22	1,83	1,76	0,08	.
c	***0,66***	0,22	3,06	2,53E-03	**

Abbildung 10: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter MS-Anschlussdichte LVT, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben.

Die Koeffizienten a, b, c sind signifikant, wenn auch im Vergleich mit dem Modell MS-Lastdichte jeweils auf einem geringeren Niveau. Auch das Bestimmtheitsmaß R^2 fällt mit 36,84 % geringer aus als im Modell MS-Lastdichte. Die sich ergebende Gleichung ist wie folgt zu parametrieren:

$$y = f(x) = a + \frac{b}{x^c} = 4{,}33 + \frac{3{,}22}{x^{0{,}66}}$$

Für die Variable *x* wäre hier der netzbetreiberindividuelle Wert des Parameters MS-Anschlusspunkte LVT einzusetzen. Aus der Variable *y* ergäbe sich dann der netzbetreiberindividuelle Referenzwert.

5.1.3 Analyse des Parameters MS-Anschlussdichte der Letztverbraucher- und Ortsnetztransformatoren

Ergebnis des Signifikanztests

Für den Parameter MS-Anschlussdichte LVT ergibt sich aus dem KS-Test folgendes Ergebnis: Lediglich bei einem Vergleich der Klassen II und III gibt es keinen signifikanten Unterschied der Klassen. Siehe hierzu Abbildung 11.

Klasse	I	II	III
Mittelwert	10,03	5,57	5,09
Streuung	8,31	4,55	3,88
KS-Test	positiv	negativ	Positiv
t-Test (p-Wert)	1,14E-04	0,26	1,58E-05

Abbildung 11: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter MS-Anschlussdichte LVT & ONT.

Ergebnis des Regressionsanalyse

Für den Parameter Anschlussdicht LVT & ONT liefert die Regression eine hyperbelförmige Funktion, was sich bereits aus dem Ergebnis des KS-Tests ableiten lässt. Die entsprechende Punktewolke ist in der Abbildung 12 dargestellt.

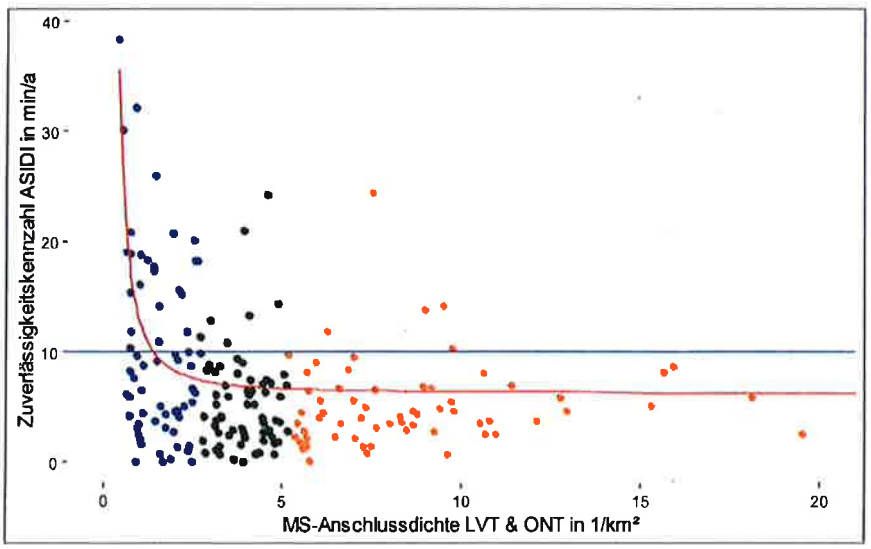

Abbildung 12: Regressionsfunktion für den Parameter MS-Anschlussdichte LVT & ONT (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer ASIDI (9,97 min/a).

Die entsprechende Statistik zur Regressionsfunktion des Modells MS-Anschlussdichte LVT & ONT befindet sich in der Abbildung 13.

Parameters:					
Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signif. code
a	6,23	0,57	10,92	< 2E-16	***
b	6,65	0,94	7,10	2,28E-11	***
c	1,72	0,22	7,81	3,59E-13	***

Abbildung 13: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter MS-Anschlussdichte LVT & ONT, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben.

Es zeigt sich, dass die Koeffizienten a, b, c hoch signifikant sind. Das Bestimmtheitsmaß R^2 wurde zu 53,41 % bestimmt. Daraus ergibt sich folgende Gleichung:

$$y = f(x) = \mathrm{a} + \frac{\mathrm{b}}{x^{\mathrm{c}}} = 6{,}23 + \frac{6{,}65}{x^{1{,}72}}$$

Für die Variable *x* wäre hier der netzbetreiberindividuelle Wert des Parameters MS-Anschlusspunkte LVT & ONT einzusetzen. Aus der Variable *y* ergäbe sich dann der netzbetreiberindividuelle Referenzwert.

5.1.4 Analyse des Parameters MS-Bemessungsscheinleistungsdichte

Ergebnis des Signifikanztests

Mit einer Irrtumswahrscheinlichkeit von 5 % sind die Unterschiede hinsichtlich der Verteilung aller betrachteten Klassen als signifikant zu werten. Die entsprechenden Angaben sind der Abbildung 14 zu entnehmen.

Klasse	I	II	III
Mittelwert	9,91	6,03	4,79
Streuung	7,99	5,16	3,93
KS-Test	positiv	positiv	positiv
t-Test (p-Wert)	6,12E-04	6,26E-02	4,96E-06

Abbildung 14: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter MS-Bemessungsscheinleistungsdichte.

Ergebnis des Regressionsanalyse

Die Strukturparameter Bemessungsscheinleistung und zeitgleiche Jahreshöchstlast sind eng miteinander korreliert. Ihre lineare Abhängigkeit wird mit dem Korrelationskoeffizienten nach Pearson bestätigt, der bei 0,98 liegt. Die Ergebnisse aus der Regressionsanalyse sind daher bei beiden Parametern MS-Last- und MS-Bemessungsscheinleistungsdichte sehr ähnlich. Die Abbildung 15 zeigt auch hier wieder die sich aus der Gegenüberstellung der Zuverläs-

sigkeitskennzahl ASIDI und des Parameters MS-Bemessungsscheinleistungsdichte ergebende Punktewolke sowie die resultierende Schätzfunktion.

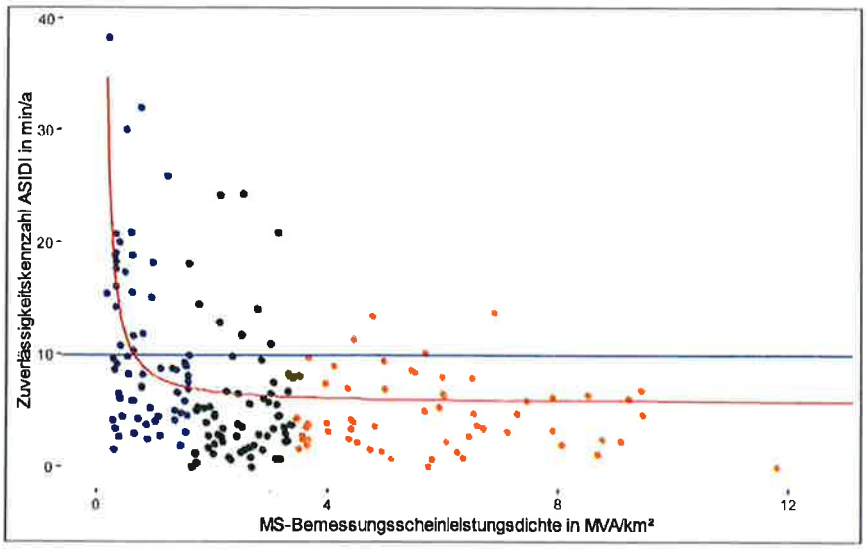

Abbildung 15 Regressionsfunktion für den Parameter MS-Bemessungsscheinleistungsdichte (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer ASIDI (9,97 min/a).

Die Statistik zum Modell ist in der folgenden Abbildung 16 zusammengefasst.

Parameters:					
Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signif. code
a	5,71	0,60	9,53	< 2E-16	***
b	2,45	0,62	3,93	1,18E-04	***
c	***1,32***	0,17	7,86	2,67E-13	***

Abbildung 16: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter MS-Bemessungsscheinleistungsdichte, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben.

Alle drei Regressionskoeffizienten liegen auf einem sehr hohen Signifikanzniveau. Das Bestimmtheitsmaß R^2 wurde zu 53,49 % ermittelt. Somit ergäbe sich folgende Gleichung:

$$y = f(x) = \mathrm{a} + \frac{\mathrm{b}}{x^{\mathrm{c}}} = 5{,}71 + \frac{2{,}45}{x^{1{,}32}}$$

Auch hier ist für die Variable *x* der entsprechende längenbezogene Parameter einzusetzen.

5.2 Auf die Stromkreislänge bezogene Strukturparameter

5.2.1 Analyse des Parameters MS-Jahreshöchstlast je Stromkreislänge

Signifikanzanalyse

Das Ergebnis dieses KS-Tests ist vergleichbar mit dem des KS-Tests zum Modell MS-Lastdichte. Beim Vergleich der Klassen II und II sowie der Klassen I und III zeigt sich ein signifikanter Unterschied der Mittelwerte (vgl. Abschnitt 5.1.1). Mit Blick auf das Diagramm der Abbildung 17 kann ein hyperbolischer Zusammenhang zwischen den Zuverlässigkeitskennzahlen ASIDI und dem Parameter MS-Jahreshöchstlast je Stromkreislänge unterstellt werden.

Klasse	I	II	III
Mittelwert	9,30	5,81	5,48
Streuung	7,77	4,76	5,23
KS-Test	positiv	negativ	positiv
t-Test (p-Wert)	1,18E-03	0,36	6,27E-04

Abbildung 17: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter MS-Jahreshöchstlast je SKL.

Regressionsanalyse

Die Abbildung 18 zeigt die Punktewolke und die Schätzfunktion zum Modell MS-Jahreshöchstlast je Stromkreislänge.

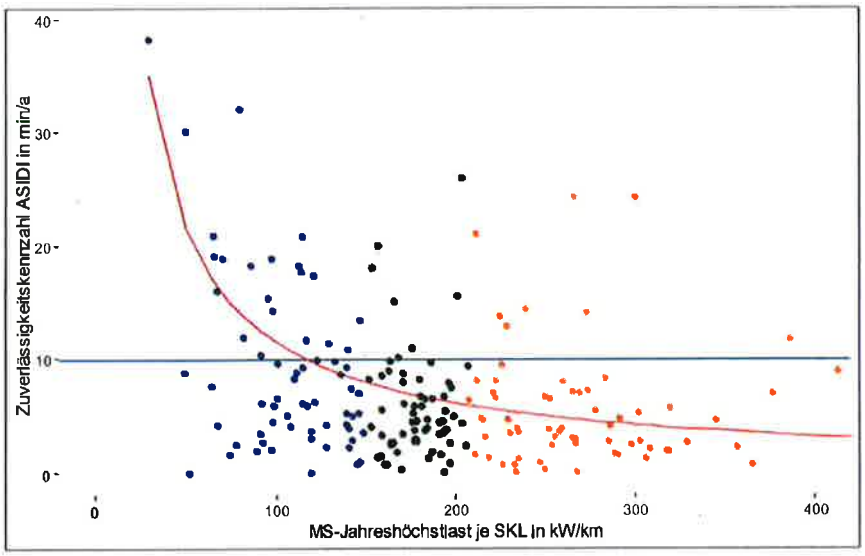

Abbildung 18: Regressionsfunktion für den Parameter MS-Jahreshöchstlast je SKL (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer ASIDI (9,97 min/a).

Die Statistik zur Regressionsanalyse für das Modell MS-Jahreshöchstlast je Stromkreislänge findet sich in der Abbildung 19. Die geschätzten Koeffizienten a und b sind nicht signifikant,

sie leisten keinen Beitrag zum Erklärungsgehalt der Schätzfunktion. Das Bestimmtheitsmaß R^2 wurde zu 48,51 % bestimmt.

Parameters:					
Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signif. code
a	1,44	2,28	0,63	0,53	
b	1.218,50	1.056,91	1,15	0,25	
c	***1,05***	0,24	4,31	2,59E-05	***

Abbildung 19: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter MS-Jahreshöchstlast je SKL, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben.

Daraus ist folgende Gleichung abzuleiten:

$$y = f(x) = \mathrm{a} + \frac{\mathrm{b}}{x^{\mathrm{c}}} = 1{,}44 + \frac{1218{,}50}{x^{1{,}05}}$$

Für die Variable *x* der entsprechende längenbezogene Parameter einzusetzen.

5.2.2 Analyse des Parameters MS-Anschlusspunkte der Letztverbrauchertransformatoren je Stromkreislänge

Signifikanzanalyse

Der in Abbildung 20 dargestellte KS-Test hat zum Ergebnis, dass zwischen den Klassen I bis III keine signifikanten Unterschiede auszumachen sind. Von einem hyperbelförmigen Verlauf kann aufgrund des Ergebnisses des KS-Tests nicht ausgegangen werden.

Klasse	I	II	III
Mittelwert	8,70	5,71	6,07
Streuung	7,96	4,97	5,12
KS-Test	negativ	negativ	negativ
t-Test (p-Wert)	5,39E-03	0,66	1,29E-02

Abbildung 20: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter MS-Anschlusspunkte LVT je SKL.

Regressionsanalyse

Die Abbildung 22 zeigt das Diagramm mit der sich aus dem Modell MS-Anschlusspunkte LVT je Stromkreislänge ergebenden Punktewolke und die resultierende Regressionsfunktion. Aus der in Abbildung 21 zusammengefassten Statistik wird deutlich, dass der Koeffizient a einen negativen Wert annimmt. Dies impliziert nicht realistische, negative Zuverlässigkeitskennzahlen im Bereich hoher Parameterwerte.

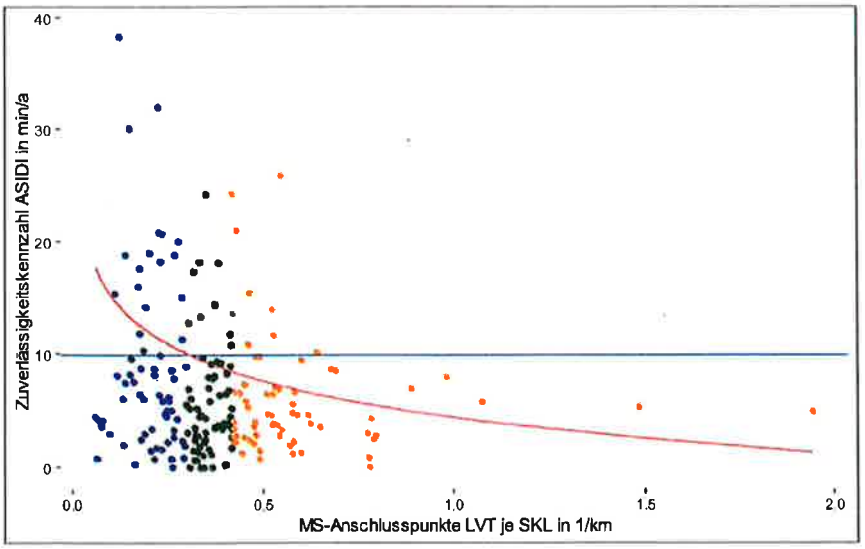

Abbildung 21: Regressionsfunktion für den Parameter MS-Anschlusspunkte LVT je SKL (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer ASIDI (9,97 min/a).

Parameters:					
Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signif. code
a	***-161,98***	3.120,51	-0,05	0,96	
b	166,37	3.119,08	0,05	0,96	
c	0,03	0,51	0,06	0,96	

Abbildung 22: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter MS-Anschlusspunkte je SKL, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben.

Weiterhin sind die Koeffizienten a bis c nicht signifikant. Das Bestimmtheitsmaß R^2 liegt bei 12,58 %. Es ergibt sich daraus folgende Gleichung:

$$y = f(x) = \frac{\mathrm{b}}{x^{\mathrm{c}}} - \mathrm{a} = \frac{166{,}37}{x^{0{,}03}} - 161{,}98$$

Für die Variable x der entsprechende längenbezogene Parameter einzusetzen.

5.2.3 Analyse des Parameters MS-Anschlusspunkte der Letztverbraucher- und Ortsnetztransformatoren je Stromkreislänge

Signifikanzanalyse

Der in der Abbildung 23 dargestellte KS-Test kommt zu dem Ergebnis, dass zwischen den Klassen I bis III keine signifikanten Unterschiede auszumachen sind. Ein hyperbolischer Verlauf kann nicht unterstellt werden.

Klasse	I	II	III
Mittelwert	8,42	6,37	5,77
Streuung	7,97	5,31	4,89
KS-Test	negativ	negativ	negativ
t-Test (p-Wert)	4,19E-02	0,25	1,16E-02

Abbildung 23: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter MS-Anschlusspunkte LVT & ONT je SKL.

Regressionsanalyse

Die Abbildung 24 und die Abbildung 25 zeigen die Ergebnisse der Regressionsanalyse zum Modell MS-Anschlusspunkte

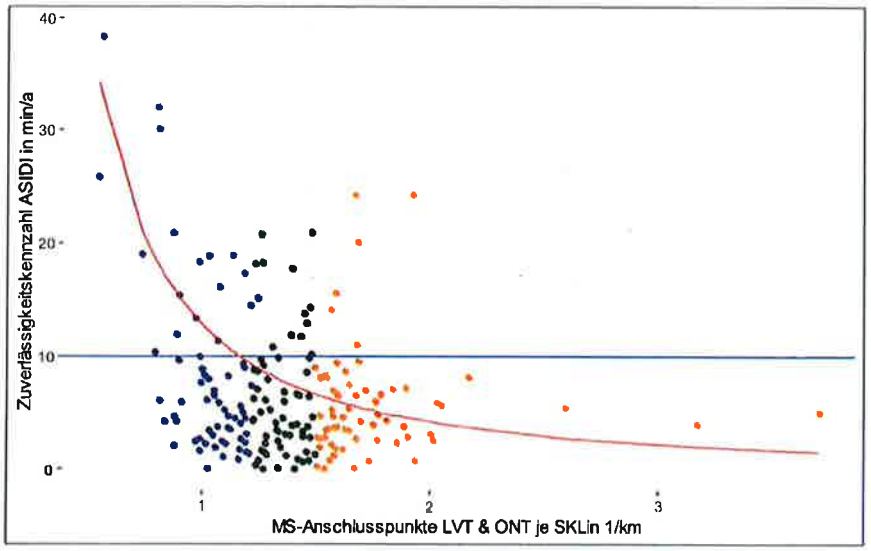

Abbildung 24: Regressionsfunktion für den Parameter MS-Anschlusspunkte LVT & ONT je SKL (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer ASIDI (9,97 min/a).

Unter der Annahme eines hyperbolischen Funktionsverlaufs konvergierte das geschätzte Modell nicht. Daher wurde die Hyperbelfunktion um den Koeffizienten a (Achsenabschnitt) reduziert, um anschließend die Regressionsanalyse durchzuführen. Die übrigen geschätzten Koeffizienten sind signifikant. Das Bestimmtheitsmaß R^2 liegt bei 29,48 %.

Parameters:					
Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signif. code
a	-	-	-	-	-
b	12,77	0,50	25,39	< 2E-16	***
c	***1,63***	0,16	10,08	< 2E-16	***

Abbildung 25: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter MS-Anschlusspunkte LVT & ONT je SKL, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben.

Daraus ergibt sich folgende Gleichung:

$$y = \frac{b}{x^c} = \frac{12{,}77}{x^{1{,}63}}$$

Für die Variable x der entsprechende längenbezogene Parameter einzusetzen.

5.2.4 Analyse des Parameters MS-Bemessungsscheinleistung je Stromkreislänge

Signifikanzanalyse

Im Fall des Parameters MS-Bemessungsscheinleistung je Stromkreislänge zeigt der KS-Test einen signifikanten Unterschied beim Vergleich der Klassen I und II sowie I und III. Auch hier ist der Mittelwert aus den Zuverlässigkeitskennzahlen in der Klasse III größer als in der Klasse II. Ein hyperbolischer Zusammenhang kann daher unterstellt werden. Die Ergebnisse des Signifikanztests sind in der Abbildung 26 dargestellt.

Klasse	I	II	III
Mittelwert	9,71	5,35	5,40
Streuung	7,94	4,06	5,28
KS-Test	positiv	negativ	Positiv
t-Test (p-Wert)	6,70E-05	0,53	1,85E-04

Abbildung 26: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter MS-Bemessungsscheinleistung je Stromkreislänge.

Regressionsanalyse

Das Diagramm mit der Punktewolke und der Schätzfunktion ist in der Abbildung 27 abgebildet. Das Ergebnis der Regressionsanalyse ist in der Abbildung 28 dargestellt.

Dabei zeigt sich ein atypischer Verlauf der Schätzfunktion. Die unterstellte Hyperbel beinhaltet einen negativen Koeffizienten a (Achsenabschnitt). Das ermittelte Bestimmtheitsmaß R^2 fällt mit 53,49 % vergleichsweise hoch aus. Die Koeffizienten a und b erweisen sich als nicht signifikant.

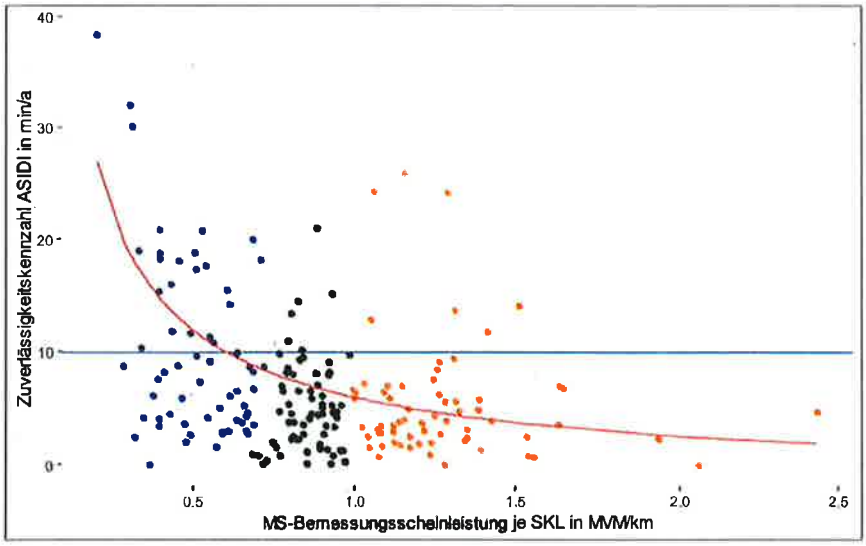

Abbildung 27: Regressionsfunktion für den Parameter MS-Bemessungsscheinleistung je SKL (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer ASIDI (9,97 min/a).

Parameters:					
Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signif. code
a	***-1,91***	5,04	-0,38	0,70	
b	7,81	4,91	1,59	0,11	
c	***0,82***	0,35	2,35	1,97E-02	*

Abbildung 28: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter MS-Bemessungsscheinleistung je SKL, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben.

Der funktionale Zusammenhang ist wie folgt zu parametrieren:

$$y = f(x) = \frac{\mathrm{b}}{x^{\mathrm{c}}} - \mathrm{a} = \frac{7{,}81}{x^{0{,}82}} - 1{,}91$$

Für die Variable x der entsprechende längenbezogene Parameter einzusetzen.

5.3 Ergebnisse für die Mittelspannungsebene

Die Ergebnisse zu den Analysen der für die Mittelspannungsebene betrachteten Parameter sind auf der folgenden Seite, in der Abbildung 29 zusammengefasst.

Parameter	Funktion	Ergebnis KS-Test	R^2 in %	Erläuterung
MS-Lastdichte	$5{,}80 + \frac{1.316{,}63}{x^{1{,}18}}$	hyperbolische Funktion ist ableitbar	57,60	der Koeffizient c ist nahe an der Erwartung, die Koeffizienten a, b und c sind signifikant, höchstes R^2
MS-Anschlussdichte LVT	$4{,}33 + \frac{3{,}22}{x^{0{,}66}}$	hyperbolische Funktion bedingt ableitbar: Mittelwerte sinken je Klasse, signifikanter Unterschied nur zw. Klasse I und III	36,84	der Koeffizient c ist nahe an der Erwartung, die Koeffizienten a, b, und c sind signifikant, mittleres R^2
MS-Anschlüssdichte LVT & ONT	$6{,}23 + \frac{6{,}65}{x^{1{,}72}}$	hyperbolische Funktion ist ableitbar	53,41	der Koeffizient c ist größer als erwartet, die Koeffizienten a, b, c sind hoch signifikant, hohes R^2
MS-Bemessungs-scheinleistungsdichte	$5{,}71 + \frac{2{,}45}{x^{1{,}32}}$	hyperbolische Funktion ist ableitbar	53,49	der Koeffizient c ist größer als erwartet, die Koeffizienten a, b, und c sind hoch signifikant, hohes R^2, tlw. endogen
MS-JHL je SKL[3]	$1{,}44 + \frac{1218{,}50}{x^{1{,}05}}$	hyperbolische Funktion ist ableitbar	48,51	der Koeffizient c ist wie erwartet, die Koeffizienten a und b sind signifikant, der Koeffizient c ist nicht signifikant, mittleres R^2, tlw. endogen
MS-Anschlusspunkte LVT je SKL	$\frac{166{,}37}{x^{0{,}03}} - 161{,}98$	hyperbolische Funktion ist nicht ableitbar	12,58	der Koeffizient c ist wie erwartet, der Koeffizient a ist negativ, die Koeffizienten a, b und c sind nicht signifikant, geringstes R^2, tlw. endogen

[3] JHL – korrigierte zeitgleiche Jahreshöchstlast der Mittelspannungsnetzebene, SKL – Stromkreislänge der Mittelspannungsnetzebene.

Parameter	Funktion	Ergebnis KS-Test	R^2 in %	Erläuterung
MS-Anschlusspunkte LVT & ONT je SKL	$\frac{12,77}{x^{1,63}}$	hyperbolische Funktion ist nicht ableitbar	29,48	der Koeffizient c ist größer als erwartet, der Koeffizient a fehlt, d. h. die Funktion ist nicht plausibel, die verbleibenden Koeffizienten b und c sind signifikant, kleines R^2, tlw. endogen
MS-Bemessungsscheinleistung je SKL	$\frac{7,81}{x^{0,82}} - 1,91$	hyperbolische Funktion ist ableitbar	53,49	der Koeffizient c ist kleiner als erwartet, der Koeffizient a ist negativ, lediglich der Koeffizient c ist signifikant, hohes R^2, endogen

Abbildung 29: Untersuchungsergebnisse für die Mittelspannungsebene.

Bei Anwendung eines ganzheitlichen Analyseansatzes ist für den Parameter MS-Lastdichte zusammenfassend festzustellen, dass dieser die daraus abzuleitenden Kriterien nahezu vollständig erfüllt. Der KS-Test zeigt, dass signifikante Unterschiede beim Vergleich der Randklassen I und III vorliegen. Dies wird durch den t-Test bestätigt. Auch die Mittelwerte der Zuverlässigkeitskennzahlen fallen mit steigenden Werten der MS-Lastdichte; insbesondere wird dies beim Vergleich der Klassen I und II deutlich. Die durch Regression ermittelten Koeffizienten a b und c sind signifikant. Der geschätzte Wert für den Koeffizienten c fällt zwar geringfügig zu hoch aus, diese Überschreitung ist jedoch statistisch nicht signifikant, was durch einen Hypothesentest (Nullhypothese: c kleiner/gleich 1) bestätigt wurde. Auf Basis der Stichprobenergebnisse konnte resümiert werden, dass sich die Abweichung des empirisch ermittelten Werts c=1,18 innerhalb einer statistisch unauffälligen Bandbreite vom als ingenieurwissenschaftlich plausibel angesehenen Wert von c=1 bewegt. Hinzu kommt, dass der plausible Wertebereich keine festen Grenzen darstellen (vgl. Abschnitt 3.2.1). Das für das Modell MS-Lastdichte ermittelte Bestimmtheitsmaß R^2 ist das höchste von allen für die Mittelspanungsebene getesteten Modellen. Aufgrund ingenieurwissenschaftlicher Überlegungen und der empirischen Ergebnisse hat sich die Lastdichte somit als bestmöglicher Parameter zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede herausgestellt.

Bei der Anschlussdichte handelt es sich um einen sogenannten sekundären Parameter, der in einem engen Zusammenhang zur Lastdichte steht (Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010, S. 63). Im Rahmen der Signifikanzanalyse zeigt sich, dass ein hyperbolischer Zusammenhang zwischen den Zuverlässigkeitskennzahlen und dem Parameter MS-Anschlussdichte LVT nicht ohne Weiteres abzuleiten ist. Der KS-Test zeigt signifikante Unterschiede nur bei dem Vergleich der Klassen I und III, jedoch sinken die Mittelwerte der Zuverlässigkeitskennzahlen von Kasse I zu Klasse III. Regressionsanalytisch wurde auch ein Koeffizient c ermittelt, der außerhalb des erwarteten Wertebereiches liegt. Alle Regressionskoeffizienten weisen Signifikanz auf, wenn auch auf einem geringeren Niveau als für das Modell der MS-Lastdichte. Auch das Bestimmtheitsmaß R^2 fällt wesentlich geringer aus als das für das Modell MS-Lastdichte ermittelte Bestimmtheitsmaß. Der Parameter MS-Anschlussdichte LVT ist im Vergleich mit dem Parameter MS-Lastdichte zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede und somit zur Ermittlung der der Referenzwerte für die Mittelspannungsebene nicht geeignet.

In der Gesamtbetrachtung ist auch der Parameter MS-Anschlussdichte LVT & ONT nicht besser geeignet, gebietsstruktureller Unterschiede abzubilden. Aus der Signifikanzanalyse ist zwar ein hyperbolischer Zusammenhang des Parameters mit den Zuverlässigkeitskenn-

zahlen ableitbar, der mit dem KS-Test durchgeführte Vergleich zeigt jedoch, dass sich die beiden Randklassen I und III signifikant voneinander unterscheiden. Die Mittelwerte der Zuverlässigkeitskennzahlen nehmen stetig ab. Regressionsanalytisch wurde eine Hyperbel ermittelt, deren Koeffizient c jedoch deutlich außerhalb des ingenieurwissenschaftlich plausiblen Wertebereichs liegt. Der Koeffizient c ist, wie die Koeffizienten a und b, hoch signifikant. Auch das Bestimmtheitsmaß R^2 fällt vergleichsweise hoch aus.

Anschluss- und Lastdichte sind die einzigen rein exogenen Parameter zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede. Im Vergleich zu den anderen Parametern sind sie bei gleichen statistischen Ergebnissen daher zu bevorzugen.

Bei der Bemessungsscheinleistungsdichte konnten signifikante Unterschiede beim Vergleich der Klassen I, II und III festgestellt werden, was auf einen plausiblen, hyperbolischen Zusammenhang zwischen Zuverlässigkeit und Parameter hindeutet. Regressionsanalytisch wurde für den Koeffizienten c ein Wert geschätzt, der weit außerhalb des plausiblen Wertebereiches liegt. Die Koeffizienten a, b und c sind hoch signifikant. Ingenieurwissenschaftlich wurde eine hohe Abhängigkeit der Bemessungsscheinleistung von der zeitgleichen Jahreshöchstlast festgestellt. Darüber hinaus ist der Parameter durch ein hohes Maß an Endogenität geprägt. Die Verwendung dieses Parameters zur Ermittlung von Referenzwerten kann mit Fehlanreizen verbunden sein. Dies kann sich in einer „Verknappung" der Bemessungsscheinleistung niederschlagen, die in weiten Bereichen keine Auswirkungen auf die Zuverlässigkeitskennzahl hat, um den netzbetreiberindividuellen Referenzwert und in der Folge das Qualitätselement zu erhöhen (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 26). Der Parameter Bemessungsscheinleistungsdichte ist somit nicht besser geeignet als die Lastdichte.

Der Parameter MS-Jahreshöchstlast je Stromkreislänge weist ein plausibles Ergebnis aus dem KS-Test auf. Der Regressionskoeffizient c liegt nur leicht oberhalb des plausiblen Wertes. Die beiden Koeffizienten a und b der regressionsanalytisch bestimmten Hyperbel sind jedoch nicht signifikant und leisten somit keinen Beitrag zum Erklärungsgehalt. Auch aufgrund der vergleichsweise höheren Endogenität die dieser Parameter aufweist, ist er als Parameter zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede der Lastdichte unterlegen.

Aus den übrigen auf die Stromkreislänge bezogenen Parametern Anschlusspunkte LVT je SKL, Anschlusspunkte LVT & ONT je SKL und Bemessungsscheinleistung je SKL ergeben sich regressionsanalytisch keine plausiblen Funktionsverläufe. Die Bestimmtheitsmaße der Regressionen mit diesen Parametern fallen geringer aus als die Bestimmtheitsmaße unter Verwendung der entsprechenden flächenbezogenen Dichteparameter. Vollständige Signifi-

kanz der verbleibenden Koeffizienten weist nur das Modell Anschlusspunkte LVT & ONT je SKL auf. Lediglich bei der Bemessungsscheinleistung je SKL kann aus der Signifikanzanalyse auf einen hyperbolischen Zusammenhang mit der Zuverlässigkeit geschlossen werden. Neben den aus statistischer Sicht schlechteren Ergebnissen sind diese Parameter auch wegen ihres endogenen Charakters nicht vorzugswürdig. Daher sind diese drei Parameter ebenfalls zu verwerfen.

5.4 Ergebnisse aus multiplen Regressionsanalysen der Mittelspannungsebene

5.4.1 Vorbemerkungen

Basierend auf den Ergebnissen der analysierten singulären und zuvor beschriebenen Parameter sollen Modelle der Mittelspannungsebene dahin gehend untersucht werden, ob sich durch multiple Regressionsanalysen (bestehend aus ausgewählten Kombinationen von Parametern) wesentliche Verbesserungen des Bestimmtheitsmaßes R^2 und damit des Erklärungsbeitrages einer Funktion erzielen lassen. Hierzu waren zunächst Linearkombinationen aus den Parametern zu betrachten, für die die einfache Regression grundsätzlich plausible Schätzfunktionen liefert (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 47). Grundsätzlich ist durch die Hinzunahme weiterer Parameter mit einer Verbesserung des Bestimmtheitsmaßes R^2 zu rechnen, was durch den F-Test überprüft werden soll (Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010, S. 93). Des Weiteren sind bereits aus ingenieurwissenschaftlichen Erwägungen Parameter auszuschließen, die sich durch ein hohes Maß an Endogenität auszeichnen. Hierzu zählt insbesondere der Verkabelungs- bzw. Freileitungsgrad. Grundsätzlich können Kombinationen aus der zeitgleichen Jahreshöchstlast, den Anschlusspunkten oder der Bemessungsscheinleistung (die jedoch ebenfalls endogene Eigenschaften aufweist) als geeignet angesehen werden. Dem Ausgangsgutachten folgend und durch die zuvor dargestellten empirischen Ergebnisse gestützt, ist der Parameter MS-Lastdichte der Parameter, der sich ingenieurwissenschaftlich am besten zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede eignet. Aus diesem Grund wurden – wie schon im Ausgangsgutachten – nur solche multiplen Regressionsanalysen durchgeführt, die diesen Parameter beinhalten (Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010, S. 94).

Um Scheinsignifikanzen auszuschließen, sind bei multiplen Regressionsanalysen zunächst wechselseitige Korrelationen einzelner Parameter auszuschließen. Hierzu eignet sich der Korrelationskoeffizient r nach Pearson. Die Abbildung 30 zeigt die Matrix mit den einzelnen Korrelationskoeffizienten. Dabei beschreiben diese die Stärke und Richtung des (linearen)

Zusammenhangs zweier Merkmale (Sachs, Hedderich 2009, S. 631). Ist der Korrelationskoeffizient r gleich Null, besteht kein Zusammenhang zwischen den Merkmalen. Andernfalls sind Werte von -1 bis 1 zu erwarten. Da sämtliche Parameter, die durch die Division mit der Stromkreislänge ermittelt wurden, keine plausible Schätzfunktionen ergeben (vgl. Abschnitt 5.2), wurden in die Korrelationsmatrix nur die flächenbezogenen (Dichte-)Parameter der Mittelspannungsebene aufgenommen.

Parameter	ld_korr_ms[4]	bsld_ms[5]	aplvtd_ms[6]	ap_sumd_ms[7]	jhl_korr_je_skl_ms[8]
ld_korr_ms	1				
bsld_ms	0,97	1			
aplvtd_ms	0,91	0,90	1		
ap_sumd_ms	0,95	0,94	0,94	1	
jhl_korr_je_skl_ms	0,80	0,73	0,64	0,67	1

Abbildung 30: Korrelationskoeffizienten zwischen jeweils zwei Parametern

Als Zwischenergebnis ist festzuhalten, dass die in der Abbildung 30 dargestellten Korrelationskoeffizienten r hohe Werte annehmen. Die fünf betrachteten Parameter weisen somit hohe Wechselbeziehungen untereinander auf. Gegenüber einfachen, im vorangegangenen Abschnitt 5.1 dargestellten Regressionen ist ein zusätzlicher Erkenntnisgewinn aus multiplen Regressionen daher nicht zu erwarten (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 47). Diese Annahme wurde durch die Berechnungen bestätigt, die der Vollständigkeit halber im Folgenden dargestellt werden. Die Ergebnisse zeigen überdies, dass die Kriterien zur Modellauswahl nicht erfüllt sind. Zu diesen Kriterien zählen - wie oben bereits dargelegt - das Vorliegen eines ingenieurwissenschaftlich begründeten Parameters, ein aus der Signifikanzanalyse ableitbarer und plausibler Funktionsverlauf, eine plausible Schätzfunktionen und signifikante Koeffizienten als Ergebnis der Regressionsanalyse, die Einhaltung ingenieurwissenschaftlich ermittelter Wertebereiche im Fall des Koeffizienten c und ein möglichst hohes Bestimmtheitsmaß.

[4] ld_korr_ms = korrigierte Lastdichte der Mittelspannungsebene [kW/km²].
[5] bsld_ms = Bemessungsscheinleistungsdichte der Mittelspannungsnetze [MVA/km²].
[6] aplvtd_ms = Anschlusspunkte von Letztverbrauchern in der Mittelspannungsebene [1/km²].
[7] aplvtd_ms = Anschlusspunkte von Letztverbrauchern in der Mittelspannungsebene [1/km²].
[8] jhl_korr/skl_ms = korrigierte zeitgleiche Jahreshöchstlast der Mittelspannungsebene je SKL [kW/km]

5.4.2 Die Kombination aus MS-Lastdichte und MS-Bemessungsscheinleistungsdichte

Die Abbildung 31 zeigt das Ergebnis der multiplen Regression zum Modell MS-Lastdichte und MS-Bemessungsscheinleistungsdichte.

Parameters:					
Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signif. code
a	***-46,93***	1.037,00	-0,05	0,96	
b	13.210,00	19.310,00	0,68	0,50	
c	***1,93***	0,48	4,04	0,00	***
d	55,54	1.037,00	0,05	0,96	
e	0,03	0,59	0,05	0,96	

Abbildung 31: Kombination aus MS-Lastdichte und MS-Bemessungsscheinleistungsdichte, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben.

Diese Schätzfunktion ist wie folgt zu parametrieren:

$$y = f(x) = \frac{\mathrm{b}}{x^{\mathrm{c}}} + \frac{\mathrm{d}}{z^{\mathrm{e}}} - a = \frac{13.210{,}00}{x^{1{,}93}} + \frac{55{,}54}{z^{0{,}03}} - 46{,}93$$

Das Bestimmtheitsmaß R^2 liegt bei 59,28 %. Zwar zeigt der durchgeführte F-Test eine signifikante Verbesserung des Erklärungsgehalts, andere Kriterien wie die Nicht-Negativität des Koeffizienten a und das Einhalten des plausiblen Wertebereiches durch den Koeffizienten c sind nicht erfüllt.[9] Im Übrigen ist lediglich der Koeffizient c signifikant. Damit liegt aus statistischer Sicht keine Verbesserung im Vergleich zum Modell der MS-Lastdichte vor.

5.4.3 Kombination aus MS-Lastdichte und MS-Anschlussdichte

Wegen der nicht vorhandenen Konvergenz enthält die resultierende Schätzfunktion keinen Koeffizienten a (Achsenabschnitt). Das Ergebnis der Regressionsanalyse zeigt die Abbildung 32.

Parameters:					
Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signif. code
a	-	-	-	-	
b	844,54	481,14	1,76	0,08	.
c	***1,03***	0,18	5,80	0,00	***
d	5,05	1,14	4,45	0,00	***
e	-0,10	0,16	-0,67	0,51	

[9] Zur Vorgehensweise siehe Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010, S. 93 ff.

Abbildung 32: Kombination aus MS-Lastdichte und MS-Bemessungsscheinleistungsdichte, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben.

Diese Schätzfunktion ist wie folgt zu parametrieren:

$$y = f(x) = \frac{b}{x^c} + \frac{d}{z^e} = \frac{844{,}54}{x^{1{,}03}} + \frac{5{,}05}{z^{-0{,}10}}$$

Das Bestimmtheitsmaß liegt bei 57,79 %. Dabei handelt es sich nicht um eine signifikante Verbesserung des Bestimmtheitsmaßes R^2.

5.4.4 Kombination aus MS-Lastdichte und MS-Jahreshöchstlast je Stromkreislänge

Wegen der nicht vorhandenen Konvergenz enthält die resultierende Schätzfunktion keinen Koeffizienten a (Achsenabschnitt). Das Ergebnis der Regressionsanalyse zeigt die Abbildung 33.

Parameters:					
Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signif. code
a	-	-	-	-	
b	1.469,38	928,36	1,58	0,12	
c	***1,22***	0,21	5,89	1,75E-08	***
d	8,25	14,30	0,58	0,57	
e	***0,06***	0,32	0,20	0,84	

Abbildung 33: Kombination aus MS-Lastdichte und MS-Jahreshöchstlast je Stromkreislänge, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben.

Diese Schätzfunktion ist wie folgt zu parametrieren:

$$y = f(x) = \frac{b}{x^c} + \frac{d}{z^e} = \frac{1469{,}38}{x^{1{,}22}} + \frac{8{,}25}{z^{0{,}06}}$$

Das Bestimmtheitsmaß R^2 beträgt 57,61 %. Der F-Test zeigt, dass die sehr geringfügige Verbesserung des Bestimmtheitsmaßes R^2 gegenüber dem Modell MS-Lastdichte nicht signifikant ist.

6 Ergebnisse für die Niederspannungsebene

6.1 Auf die versorgte Fläche bezogene Strukturparameter

6.1.1 Analyse des Parameters NS-Lastdichte

Ergebnis der Signifikanzanalyse

Wie zuvor bei der Analyse der Mittelspannungsebene wurden zur Identifizierung geeigneter Strukturparameter auch hier zunächst Wertepaare bestehend aus Kombinationen von Strukturparametern (Parameter) und den Zuverlässigkeitskennzahlen gebildet. Diese wurden entsprechend der Größe des betrachteten Parameters sortiert und anschließend in drei Klassen gleichen Umfangs aufgeteilt (vgl. Abschnitt 5.1.1).

Im Fall der Analyse des Parameters NS-Lastdichte – d. h. der korrigierten zeitgleichen Jahreshöchstlast der Niederspannungsnetzebene in kW je versorgter Fläche in km² – ist das Ergebnis des Signifikanztests in der Abbildung 34 dargestellt. Hier wird beim Vergleich der Mittelwerte deutlich, dass entgegen der Annahme nicht die Netzbetreiber mit den geringsten Lastdichtewerten die höchste mittlere Zuverlässigkeitskennziffern aufweisen, sondern jene mit mittleren Lastdichtewerten (Klasse II). Es ist nur ein signifikanter Unterschied beim Vergleich der Klasse II und III feststellbar. Der aufgrund ingenieurswissenschaftlicher Überlegungen unterstellte hyperbolische Verlauf kann aus den vorliegenden Daten daher nicht abgeleitet werden.

Klasse	I	II	III
Mittelwert	3,08	3,19	3,81
Streuung	1,75	2,33	2,20
KS-Test	negativ	positiv	negativ
t-Test (p-Wert)	0,62	0,94	0,98

Abbildung 34: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter NS-Lastdichte.

Ergebnis der Regressionsanalyse

Die in der Abbildung 35 dargestellte Punktewolke, bestehend aus den Wertepaaren von Zuverlässigkeitskennzahlen (hier SAIDI) und den Werten der NS-Lastdichte, zeichnet sich durch eine vergleichsweise hohe Streuung aus. Eine Regression mit dem Koeffizienten a (Achsenabschnitt) liefert keine Konvergenz. Daher musste der Koeffizient a entfernt werden. Die so ermittelte Schätzfunktion weist keinen hyperbolischen Verlauf auf. Der Koeffizient c ist nicht signifikant. Das Bestimmtheitsmaß R^2 fällt mit 0,07 % sehr gering aus.

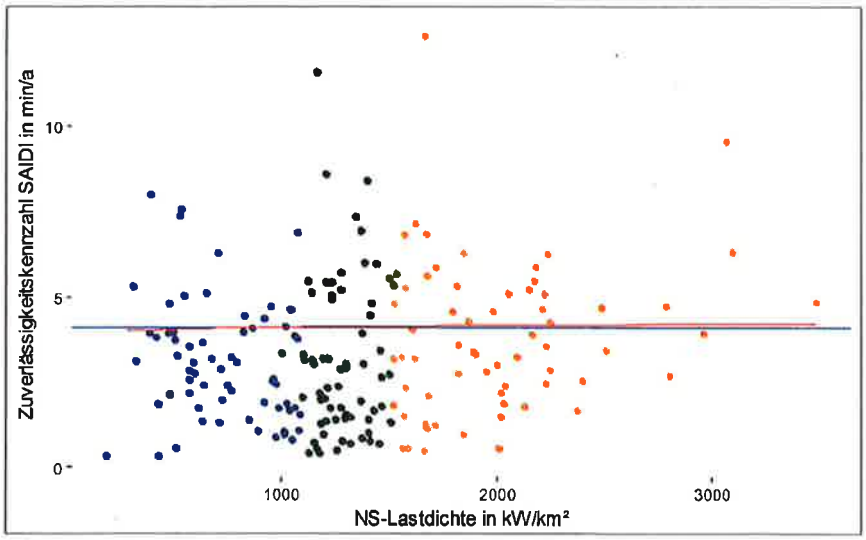

Abbildung 35: Regressionsfunktion für den Parameter NS-Lastdichte (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer SAIDI (4,10 min/a).

Die Abbildung 36 fasst die Statistik zur Regressionsanalyse zusammen, wie zuvor wurden die Auffälligkeiten hervorgehoben.

Parameters:					
Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signif. code
a	-	-	-	-	-
b	3,55	1,34	2,65	0,01	**
c	-0,02	0,05	-0,39	0,70	

Abbildung 36: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter NS-Lastdichte, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben.

Der funktionale Zusammenhang ist wie folgt zu parametriéren:

$$y = f(x) = \frac{\mathrm{b}}{x^{\mathrm{c}}} = \frac{3{,}55}{x^{-0{,}02}}$$

Für die Variable *x* ist der Parameter NS-Lastdichte einzusetzen.

6.1.2 Analyse des Parameters NS-Anschlussdichte

Ergebnis der Signifikanzanalyse

Die Ergebnisse des Signifikanztests zeigt die Abbildung 37.

Klasse	I	II	III
Mittelwert	3,21	3,10	3,77
Streuung	2,05	2,00	2,28
KS-Test	negativ	negativ	negativ
t-Test (p-Wert)	0,38	0,96	0,93

Abbildung 37: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter NS-Anschlussdichte.

Auf Basis des durchgeführten KS-Tests ist festzustellen, dass sich bei einem unterstellten Zusammenhang zwischen der Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI und dem Parameter NS-Anschlussdichte keine signifikanten Unterschiede hinsichtlich der Verteilung zwischen den Klassen ergeben.

Ergebnis der Regressionsanalyse

Die Abbildung 38 zeigt die Punktewolke zum betrachteten Modell. Auch bei der Darstellung eines unterstellten Zusammenhangs der Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI mit dem Parameter NS-Anschlussdichte fällt – wie im Modell NS-Lastdichte – die große Streuung der Datenpunkte auf. Ein funktionaler Zusammenhang lässt sich visuell nicht erkennen. Entsprechend fällt das Bestimmtheitsmaß R^2 hier mit 0,08 % wiederum sehr gering aus.

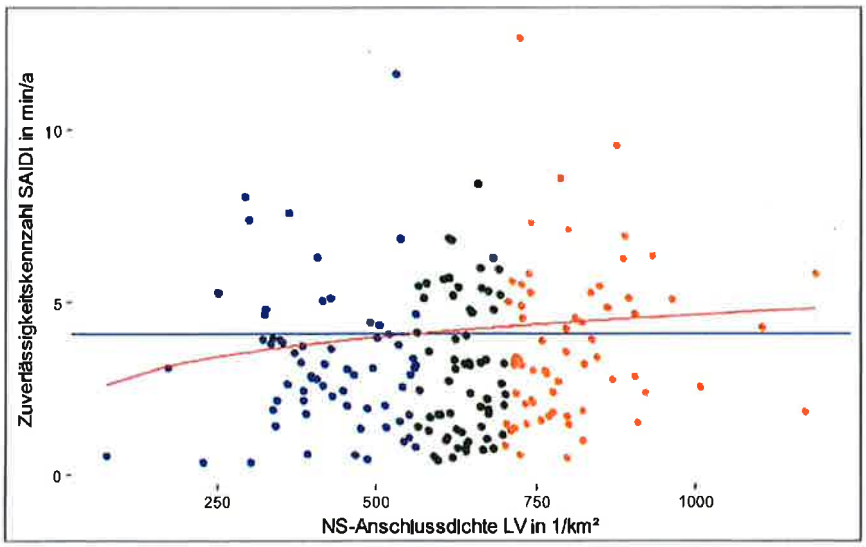

Abbildung 38: Regressionsfunktion für den Parameter NS-Anschlussdichte (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer SAIDI (4,10 min/a).

Des Weiteren ist festzustellen, dass eine Regressionsfunktion, die den Koeffizienten a (Achsenabschnitt) beinhaltet, nicht konvergiert. Wie bei der Analyse des Parameters NS-Lastdichte musste eine Funktionsform ohne diesen Koeffizienten verwendet werden. Nachdem die Regression ohne den Koeffizienten a vorgenommen wurde, weisen die beiden verbleibenden Koeffizienten b und c keine Beiträge zum Erklärungsgehalt der Schätzfunktion auf. Die Abbildung 39 fasst die Statistik zur Regressionsanalyse zusammen, wie zuvor wurden die Auffälligkeiten hervorgehoben.

Parameters:					
Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signif. code
a	-	-	-	-	
b	5,37	3,38	1,59	0,11	
c	0,04	0,10	0,43	0,67	

Abbildung 39: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter NS-Anschlussdichte, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben.

Die resultierende und nicht plausible Schätzfunktion wäre somit wie folgt zu parametrieren:

$$y = f(x) = \frac{\mathrm{b}}{x^{\mathrm{c}}} = \frac{4{,}37}{x^{0{,}04}}$$

Für die Variable *x* ist der Parameter NS-Anschlussdichte einzusetzen.

6.1.3 Analyse des Parameters NS-Letztverbraucherdichte

Ergebnis der Signifikanzanalyse

Die entsprechenden Ergebnisse des Signifikanztests zeigt die Abbildung 40. Wie bereits im Abschnitt 6.2.3 wurden hier ausschließlich Letztverbraucher betrachtet, die direkt an die Niederspannungsnetzebene angeschlossen sind.

Klasse	I	II	III
Mittelwert	3,00	2,69	4,39
Streuung	1,80	2,10	2,09
KS-Test	negativ	positiv	positiv
t-Test (p-Wert)	0,19	1,00	1,00

Abbildung 40: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter NS-Letztverbraucherdichte.

Der Signifikanztest bzw. der KS-Test zeigt, dass ein signifikanter Unterschied lediglich bei dem Vergleich der Klassen I und II feststellbar ist. Entgegen der methodischen Grundannahme weist die Klasse III den höchsten Mittelwert aus den Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI auf. Der approximierte hyperbolische Zusammenhang zwischen der Zuverlässigkeits-

kennzahl SAIDI und dem Parameter NS-Letztverbraucherdichte ist somit nicht erkennbar. Dies zeigt auch die in Abbildung 41 dargestellte Punktewolke.

Ergebnis der Regressionsanalyse

Das Bestimmtheitsmaß der Schätzfunktion liegt bei 0,61 %. Auch hier liegt wieder eine reduzierte Funktion vor, da ein vollständiges Modell nicht konvergierte. Weiterhin ist der Koeffizient c ist nicht signifikant. Die Statistik zur Regressionsanalyse ist in der Abbildung 42 dargestellt.

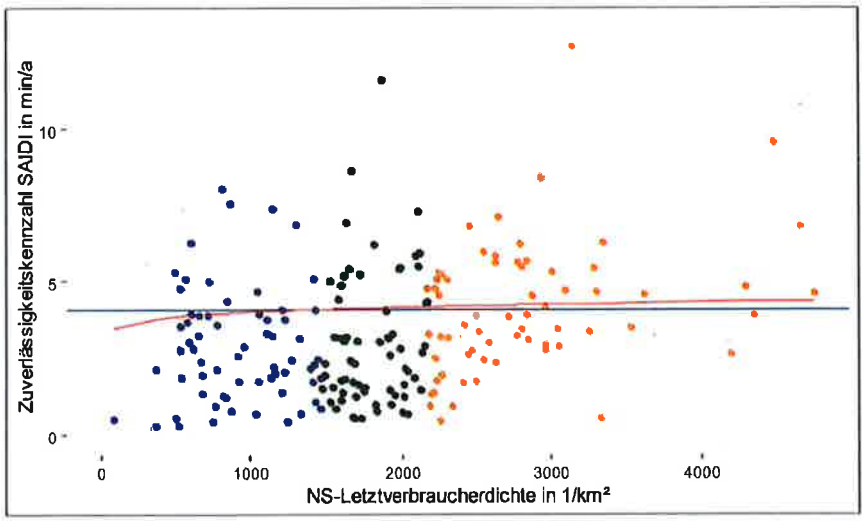

Abbildung 41: Regressionsfunktion für den Parameter NS-Letztverbraucherdichte (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer SAIDI (4,10 min/a).

Parameters:					
Coefficient	Estimate	Std, Error	t value	Pr(>|t|)	Signif. code
a	-	-	-	-	
b	2,78	0,97	2,88	4,40E-03	**
c	-0,05	0,05	-1,13	0,26	

Abbildung 42: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter NS-Letztverbraucherdichte, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben.

Die resultierende und nicht plausible Schätzfunktion wäre somit wie folgt zu parametrieren:

$$y = f(x) = \frac{\mathrm{b}}{x^{\mathrm{c}}} = \frac{2{,}78}{x^{-0{,}05}}$$

Für die Variable x ist der Parameter NS-Letztverbraucherdichte einzusetzen.

6.2 Auf die Stromkreislänge bezogene Strukturparameter

6.2.1 NS-Jahreshöchstlast bezogen auf die Stromkreislänge

Signifikanztest

Der KS-Test zeigt keine signifikanten Unterschiede beim Vergleich der Klassen II und III sowie I und III. Auffällig ist, dass der Mittelwert der Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI der Klasse II den kleinsten Wert aufweist. Erwartungsgemäß sollte die Klasse I den höchsten Mittelwert aufweisen. Auf einen hyperbolischen Zusammenhang kann jedoch nicht geschlossen werden.

Klasse	I	II	III
Mittelwert	3,06	3,05	3,97
Streuung	1,89	2,21	2,15
KS-Test	negativ	positiv	positiv
t-Test (p-Wert)	0,49	0,99	0,99

Abbildung 43: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter NS-Jahreshöchstlast je Stromkreislänge (SKL).

Regressionsanalyse

Das Diagramm mit Punktewolke und resultierender Regressionsfunktion ist in der Abbildung 44 dargestellt.

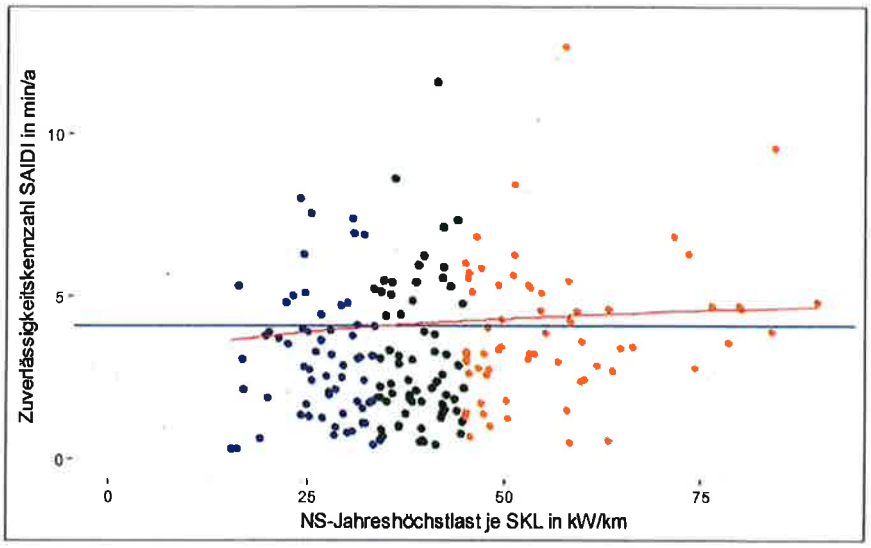

Abbildung 44: Regressionsfunktion für den Parameter NS-Jahreshöchstlast je SKL (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer SAIDI (4,10 min/a).

Wird ein hyperbolischer Verlauf unterstellt, so konvergiert die Schätzfunktion nicht. Zur Überprüfung wurde der Achsenabschnitt a entfernt und die Regression erneut durchgeführt. Die verbleibenden Koeffizienten b und c sind signifikant. Das Bestimmtheitsmaß R^2 fällt mit 1,63 % eher gering aus. Die Abbildung 45 fasst die Statistik zum Modell zusammen.

Parameters:					
Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signif. code
a	-	-	-	-	
b	2,45	0,70	3,50	5,80E-04	***
c	*-0,14*	0,08	-1,84	0,07	.

Abbildung 45: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter NS-Jahreshöchstlast je SKL, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben.

Daraus ergibt sich folgender funktionaler Zusammenhang:

$$y = f(x) = \frac{\mathrm{b}}{x^c} = \frac{2{,}45}{x^{-0{,}14}}$$

6.2.2 Anzahl der NS-Anschlusspunkte von Letztverbrauchern bezogen auf die Stromkreislänge

Signifikanztest

Das in Abbildung 46 dargestellte Ergebnis zeigt, dass keine Unterschiede der Verteilung zwischen den Klassen bestehen. Auch hier ist der Mittelwert der Zuverlässigkeitskennzahlen der Klasse III größer als der Mittelwert der Klasse II. Auf einen hyperbolischen Zusammenhang kann nicht geschlossen werden.

Klasse	I	II	III
Mittelwert	2,95	3,44	3,96
Streuung	1,82	2,07	2,40
KS-Test	negativ	negativ	negativ
t-Test (p-Wert)	0,92	0,74	0,98

Abbildung 46: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter NS-Anschlusspunkte Letztverbraucher je SKL.

Regressionsanalyse

Das Diagramm mit der Punktewolke und die Schätzfunktion ist in der Abbildung 47 abgebildet. Die entsprechende Statistik in der Abbildung 48 dargestellt. Eine Regressionsfunktion mit dem Achsenabschnitt a lieferte keine Konvergenz, sodass auch hier eine Funktionsform ohne diesen Koeffizienten verwendet werden musste. Die Koeffizienten b und c sind schwach signifikant. Das Bestimmtheitsmaß R^2 liegt bei 2,94 %.

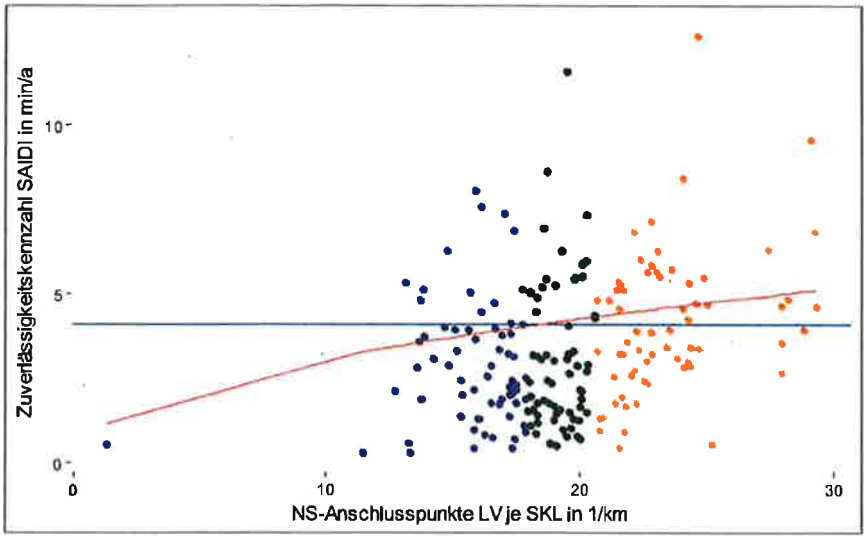

Abbildung 47: Regressionsfunktion für den Parameter NS-Anschlusspunkte LV je SKL (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer SAIDI (4,10 min/a).

Parameters:					
Coefficient	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signif. code
a	-	-	-	-	
b	1,01	0,60	1,68	0,09	.
c	-0,48	0,20	-2.364,00	0,02	*

Abbildung 48: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter NS-Anschlüsse LV je SKL, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben.

Die resultierende und nicht plausible Schätzfunktion wäre somit wie folgt zu parametrieren:

$$y = f(x) = \frac{\mathrm{b}}{x^{\mathrm{c}}} = \frac{1{,}01}{x^{-0{,}48}}$$

Für die Variable x ist der Parameter NS-Anschlusspunkte von Letztverbrauchern je Stromkreislänge einzusetzen.

6.2.3 Anzahl der NS-Letztverbraucher bezogen auf die Stromkreislänge

Signifikanztest

Der KS-Test und der Vergleich der Mittelwerte deuten nicht auf den erwarteten hyperbolischen Zusammenhang zwischen dem Parameter NS-Letztverbraucher je Stromkreislänge und der Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI hin, wie die Abbildung 49 zeigt. Auffällig ist, dass die Klasse I den kleinsten Mittelwert der Zuverlässigkeitskennzahlen aufweist.

Klasse	I	II	III
Mittelwert	2,90	3,05	4,13
Streuung	1,85	2,19	2,13
KS-Test	negativ	positiv	positiv
t-Test (p-Wert)	0,67	1,00	1,00

Abbildung 49: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter NS-Anzahl Letztverbraucher je SKL.

Regressionsanalyse

Die Ergebnisse der Regressionsanalyse sind in der Abbildung 50 und Abbildung 51 abgebildet.

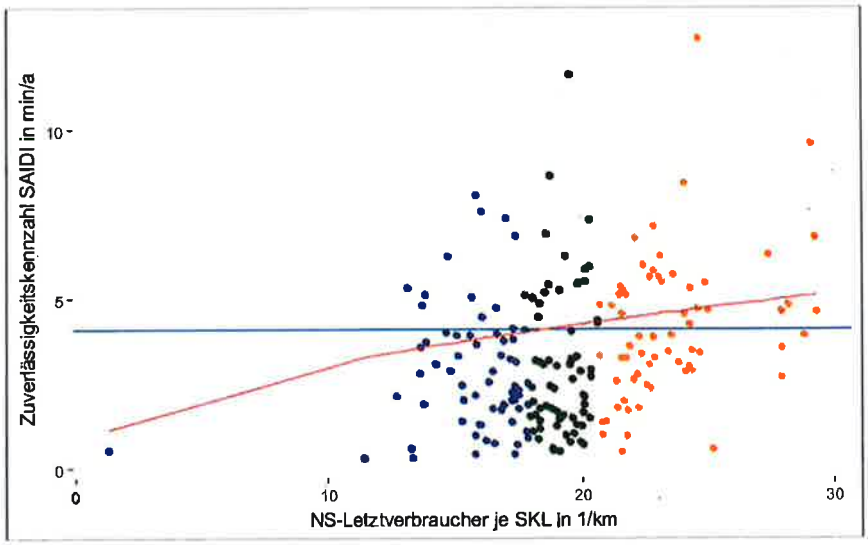

Abbildung 50: Regressionsfunktion für den Parameter NS-Letztverbraucher je SKL (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer SAIDI (4,10 min/a).

Parameters:	Estimate	Std. Error	t value	Pr(>|t|)	Signif. code
a	-	-	-	-	
b	2,20	0,56	3,96	1,05E-04	***
c	-0,16	0,06	-2,52	1,26E-02	*

Abbildung 51: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter NS-Letztverbraucher je SKL, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben.

Auch für diesen Parameter fällt das das Bestimmtheitsmaß R^2 mit 3,12 % sehr gering aus. Die Koeffizienten b und c sind signifikant.

Die resultierende und nicht plausible Schätzfunktion wäre somit wie folgt zu parametrieren:

$$y = f(x) = \frac{b}{x^c} = \frac{2{,}20}{x^{-0{,}16}}$$

Für die Variable x ist der Parameter Anzahl der NS-Letztverbraucher je Stromkreislänge einzusetzen.

6.3 Ergebnisse für die Niederspannungsebene

Die Ergebnisse zu den Analysen der für die Niederspannungsebene betrachteten Parameter sind in der Abbildung 52 zusammengefasst und im Folgenden erläutert.

Parameter	Funktion	Ergebnis Signifikanzanalyse	R^2 in %	Erläuterung
Lastdichte	$\frac{3,55}{x^{-0,02}}$	aus dem Vergleich der Mittelwerte und den Ergebnis des KS-Tests kann nicht auf eine Hyperbel geschlossen werden	0,07	die Funktion nicht plausibel, der Koeffizient c ist deutlich kleiner als erwartet, der Koeffizient b ist signifikant, der Koeffizient c ist es nicht, sehr geringes R^2
Anschlussdichte	$\frac{5,37}{x^{0,04}}$	aus dem Vergleich der Mittelwerte und den Ergebnis des KS-Tests kann nicht auf eine Hyperbel geschlossen werden	0,08	die Funktion nicht plausibel, der Koeffizient c ist wie erwartet, keine Signifikanz der Koeffizienten a, b und c, sehr geringes R^2
Letztverbraucherdichte	$\frac{2,78}{x^{-0,05}}$	aus dem Vergleich der Mittelwerte und den Ergebnis des KS-Tests kann nicht auf eine Hyperbel geschlossen werden	0,61	die Funktion nicht plausibel, der Koeffizient c ist wie erwartet, der Koeffizient c ist signifikant, der Koeffizient c ist es nicht, sehr geringes R^2
JHL je SKL	$\frac{2,45}{x^{-0,14}}$	aus dem Vergleich der Mittelwerte und den Ergebnis des KS-Tests kann nicht auf eine Hyperbel geschlossen werden	1,63	die Funktion nicht plausibel, der Koeffizient c ist deutlich kleiner als erwartet, die Koeffizienten b und c sind signifikant, sehr geringes R^2, tlw. endogenes Modell
Anschlusspunkte LV je SKL	$\frac{1,01}{x^{-0,48}}$	aus dem Vergleich der Mittelwerte und den Ergebnis des KS-Tests kann nicht auf eine Hyperbel geschlossen werden	2,94	die Funktion nicht plausibel, der Koeffizient c ist wie erwartet, die Koeffizienten b und c sind schwach signifikant, sehr geringes R^2, tlw. endogenes Modell
Letztverbraucher je SKL	$\frac{2,20}{x^{-0,16}}$	aus dem Vergleich der Mittelwerte und den Ergebnis des KS-Tests kann nicht auf eine Hyperbel geschlossen werden	3,12	Funktion nicht plausibel, der Koeffizient ist c wie erwartet, die Koeffizienten b und c sind signifikant, sehr geringes R^2, tlw. endogenes Modell

Abbildung 52: Untersuchungsergebnisse für die Niederspannungsebene.

Wie sich zeigt, ist für die analysierten Parameter kein plausibler Einfluss auf die Zuverlässigkeit der Niederspannungsebene erkennbar. Dies deckt sich einerseits mit den Erkenntnissen, die sich aus der bisherigen Regulierungspraxis ergeben, andererseits mit den Ergebnissen des Ausgangs- und des Folgegutachtens (Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010, S. 136) (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 49). Unter Annahme eines ingenieurswissenschaftlich plausiblen, d. h. hyperbolischen funktionalen Zusammenhangs zwischen der Zuverlässigkeitskennzahl und den analysierten Parametern, konnte für die Niederspannungsebene kein statistisch belastbarer Zusammenhang festgestellt werden. Dies gilt für die Ergebnisse der Signifikanzanalysen und für die Ergebnisse der Regressionsanalysen. Zusätzlich lagen die mittels Regression geschätzten Koeffizienten c teils deutlich außerhalb des erwarteten Wertebereichs. Vielfach lieferten die geschätzten Koeffizienten nur einen geringen oder keinen Beitrag zur Erklärungsgehalt der resultierenden Regressionsfunktion. Darüber hinaus verlaufen die Regressionsfunktionen überwiegend sehr nah an der Linie des letztverbrauchergewichteten Mittelwerts aus den Zuverlässigkeitskennzahlen (SAIDI). Dies spiegelt sich auch in den ermittelten Bestimmtheitsmaßen R^2 wider, die überwiegend sehr geringe Prozentwerte aufweisen.

6.4 Sonstige Parameter und multiple Regression

Neben den hier vorgestellten Parametern könnten grundsätzlich weitere Kombinationen von Strukturparametern, wie der Verkabelungs- oder Freileitungsgrad sowie die Stromkreislängendichte (Stromkreislänge der Niederspannungsnetzebene, bezogen auf die versorgte Fläche) zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede herangezogen werden. Diese Parameter sind jedoch aufgrund ihres endogenen Charakters zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede nicht geeignet. Auch andere Kombinationen, wie auf die Anzahl der Letztverbraucher oder die zeitgleiche Jahreshöchstlast bezogene Strukturparameter, sind ungeeignet, gebietsstrukturelle Unterschiede auf der Niederspannungsebene abzubilden.

Da keine plausiblen funktionalen Zusammenhänge zwischen der Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI und den hier analysierten Parametern festgestellt werden konnten, kann auf die Berücksichtigung weiterer Parameter und die Durchführung multipler Regressionsanalysen verzichtet werden (Consentec GmbH 22.02.2017, S. 47).

7 Gesamtergebnis

7.1 Referenzwert für die Mittelspannungsebene

Für die Mittelspannungsebene kommt die Untersuchung zu dem Ergebnis, dass die MS-Lastdichte von allen analysierten Parametern am besten geeignet ist, gebietsstrukturelle Unterschiede abzubilden und somit für die Ermittlung der Referenzwerte heranzuziehen ist. Damit wird den Anforderungen des § 20 Abs. 2 S. 2.AregV nachgekommen, bei der Ermittlung der Referenzwerte gebietsstrukturelle Unterschiede zu berücksichtigen. Für die Regressionsfunktion ist die Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher als Gewichtungsgröße zu verwenden. Dabei sind die Letztverbraucheranzahlen der eigenen Nieder- und eigenen Mittelspannungsnetzebene sowie die der eigenen Umspannebenen Mittel-/Niederspannung und Hoch-/Mittelspannung zu berücksichtigen.

Zur Ermittlung der Referenzwerte ist folgende Gleichung zu verwenden:

$$y_{Ref} = f(x) = \mathrm{a} + \frac{\mathrm{b}}{x^{\mathrm{c}}} = 5{,}80 + \frac{1.316{,}63}{x^{1{,}18}}$$

Für die Variable x ist dabei der netzbetreiberindividuelle Wert der MS-Lastdichte in der Einheit kW/km² einzusetzen. Die Variable y_{Ref} steht dann für den netzbetreiberindividuellen Referenzenwert in der Einheit min/a.

7.2 Referenzwert für die Niederspannungsebene

Auf Grundlage der vorliegenden Datenbasis kommt die Untersuchung zu dem Ergebnis, dass für die Niederspannungsebene kein belastbarer Zusammenhang zwischen der Zuverlässigkeit und den analysierten Strukturparametern besteht. Im Sinne des § 20 ARegV liegen somit keine gebietsstrukturellen Unterschiede für diese Netzebene vor. Daher ist der mit der Anzahl der an die Niederspannungsnetzebene und der an die Umspannebene Nieder-/Mittelspannung angeschlossenen Letztverbraucher gewichtete Mittelwert aus den Zuverlässigkeitskennzahlen der Niederspannung (SAIDI) für alle Netzbetreiber als einheitlicher Referenzwert anzuwenden. Der Referenzwert (y_{Ref}) für die Niederspannungsebene liegt bei:

$$y_{Ref} = 4{,}10 \frac{\mathrm{min}}{\mathrm{a}}$$

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Erwartete Wertebereiche für den Exponenten c bei Verwendung flächenbezogener Parameter in der Mittelspannung. 9
Abbildung 2: Erwartete Wertebereiche für den Exponenten c bei Verwendung flächenbezogener Parameter in der Niederspannung. 9
Abbildung 3: Erwartete Wertebereiche für den Exponenten c bei Verwendung längenbezogener Parameter in der Mittelspannung. 10
Abbildung 4: Erwartete Wertebereiche für den Exponenten c bei Verwendung längenbezogener Parameter in der Niederspannung. 11
Abbildung 5: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter MS-Lastdichte 16
Abbildung 6: Regressionsfunktion für den Parameter MS-Lastdichte (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer ASIDI (9,97 min/a). 17
Abbildung 7: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter MS-Lastdichte, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben. 17
Abbildung 8: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter MS-Anschlussdichte LVT 18
Abbildung 9: Regressionsfunktion für den Parameter MS-Anschlussdichte LVT (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer ASIDI (9,97 min/a). 19
Abbildung 10: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter MS-Anschlussdichte LVT, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben. 19
Abbildung 11: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter MS-Anschlussdichte LVT & ONT. 20
Abbildung 12: Regressionsfunktion für den Parameter MS-Anschlussdichte LVT & ONT (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer ASIDI (9,97 min/a). 20
Abbildung 13: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter MS-Anschlussdichte LVT & ONT, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben. 21
Abbildung 14: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter MS-Bemessungsscheinleistungsdichte. 21
Abbildung 15 Regressionsfunktion für den Parameter MS-Bemessungsscheinleistungsdichte (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer ASIDI (9,97 min/a). 22
Abbildung 16: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter MS-Bemessungsscheinleistungsdichte, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben. 22
Abbildung 17: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter MS-Jahreshöchstlast je SKL. 23
Abbildung 18: Regressionsfunktion für den Parameter MS-Jahreshöchstlast je SKL (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer ASIDI (9,97 min/a). 23
Abbildung 19: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter MS-Jahreshöchstlast je SKL, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben. 24

Abbildung 20: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter MS-Anschlusspunkte LVT je SKL. 24
Abbildung 21: Regressionsfunktion für den Parameter MS-Anschlusspunkte LVT je SKL (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer ASIDI (9,97 min/a). 25
Abbildung 22: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter MS-Anschlusspunkte je SKL, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben. 25
Abbildung 23: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter MS-Anschlusspunkte LVT & ONT je SKL. 26
Abbildung 24: Regressionsfunktion für den Parameter MS-Anschlusspunkte LVT & ONT je SKL (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer ASIDI (9,97 min/a). 26
Abbildung 25: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter MS-Anschlusspunkte LVT & ONT je SKL, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben. 26
Abbildung 26: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter MS-Bemessungsscheinleistung je Stromkreislänge. 27
Abbildung 27: Regressionsfunktion für den Parameter MS-Bemessungsscheinleistung je SKL (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer ASIDI (9,97 min/a). 28
Abbildung 28: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter MS-Bemessungsscheinleistung je SKL, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben. 28
Abbildung 29: Untersuchungsergebnisse für die Mittelspannungsebene. 30
Abbildung 30: Korrelationskoeffizienten zwischen jeweils zwei Parametern 34
Abbildung 31: Kombination aus MS-Lastdichte und MS-Bemessungsscheinleistungsdichte, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben. 35
Abbildung 32: Kombination aus MS-Lastdichte und MS-Bemessungsscheinleistungsdichte, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben. 36
Abbildung 33: Kombination aus MS-Lastdichte und MS-Jahreshöchstlast je Stromkreislänge, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben. 36
Abbildung 34: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter NS-Lastdichte. 37
Abbildung 35: Regressionsfunktion für den Parameter NS-Lastdichte (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer SAIDI (4,10 min/a). 38
Abbildung 36: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter NS-Lastdichte, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben. 38
Abbildung 37: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter NS-Anschlussdichte. 39
Abbildung 38: Regressionsfunktion für den Parameter NS-Anschlussdichte (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer SAIDI (4,10 min/a). 39
Abbildung 39: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter NS-Anschlussdichte, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben. 40

Abbildung 40: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter NS-Letztverbraucherdichte. 40
Abbildung 41: Regressionsfunktion für den Parameter NS-Letztverbraucherdichte (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer SAIDI (4,10 min/a). 41
Abbildung 42: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter NS-Letztverbraucherdichte, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben. 41
Abbildung 43: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter NS-Jahreshöchstlast je Stromkreislänge (SKL). 42
Abbildung 44: Regressionsfunktion für den Parameter NS-Jahreshöchstlast je SKL (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer SAIDI (4,10 min/a). 42
Abbildung 45: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter NS-Jahreshöchstlast je SKL, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben. 43
Abbildung 46: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter NS-Anschlusspunkte Letztverbraucher je SKL. 43
Abbildung 47: Regressionsfunktion für den Parameter NS-Anschlusspunkte LV je SKL (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer SAIDI (4,10 min/a). 44
Abbildung 48: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter NS-Anschlüsse LV je SKL, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben. 44
Abbildung 49: Ergebnis des Signifikanztests für den Parameter NS-Anzahl Letztverbraucher je SKL. 45
Abbildung 50: Regressionsfunktion für den Parameter NS-Letztverbraucher je SKL (rote Linie), blaue Linie: letztverbrauchergewichteter, mittlerer SAIDI (4,10 min/a). 45
Abbildung 51: Mittels Regression geschätzte Koeffizienten für den Parameter NS-Letztverbraucher je SKL, nicht plausible Werte sind rot hervorgehoben. 45
Abbildung 52: Untersuchungsergebnisse für die Niederspannungsebene. 47

Literaturverzeichnis

CONSENTEC CONSULTING FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND -TECHNIK GMBH ; FORSCHUNGSGEMEINSCHAFT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND STROMWIRTSCHAFT E. V. ; FRONTIER ECONOMICS LIMITED: *Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselementes im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze.* 2010

CONSENTEC GMBH: *Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017-2018.* 22.02.2017

HERRMANN, Bodo ; WESTERMANN, Michael: § 20 Bestimmung des Qualitätselementes. In: HOLZNAGEL, Bernd; SCHÜTZ, Raimund (Hrsg.): *Anreizregulierungsverordnung : Kommentar.* München : C. H. Beck, 2013, S. 625–638

SACHS, Lothar ; HEDDERICH, Jürgen: *Angewandte Statistik.* Methodensammlung mit R. 13. Aufl. Berlin, Heidelberg : Springer, 2009