



Regulierungskammer Hessen

**Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich
der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze
für das Jahr 2024
(Q-Element Individualbeschluss 2024)**

Inhalt

BESCHLUSS	1
I. Sachverhalt.....	3
1. Datengrundlagen und Verfahren	3
2. Anhörung.....	4
II. Rechtliche Würdigung.....	5
1. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs	5
1.1 Gesetzesreform und Übergangsregelung.....	5
1.2 Interessenabwägung	6
2. Zuständigkeit	7
3. Ermächtigungsgrundlage.....	7
III. Bestimmung des Qualitätselements	8
1. Datengrundlage	8
2. Datenplausibilisierung	8
3. Methodik.....	10
4. Referenzwertermittlung	10
5. Monetarisierungsfaktor	12
6. Kappungsgrenze	12
7. Netzübergänge.....	12
IV. Individuelles Qualitätselement für das Kalenderjahr 2024.....	13
1. Ermittelte Kennzahlen	13
2. Ermittelter Referenzwert.....	13
2.1 Mittelspannung	13
2.2 Niederspannung	13
2.3 Ermittelter Bonus/Malus.....	13
2.4 Kappungsgrenze.....	14
2.5 Anpassung der Erlösobergrenzen	15
3. Rückwirkende Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen	15
V. Entscheidung über die Kosten	17
VI. Anlagen	17
Rechtsbehelfsbelehrung	18

Regulierungskammer Hessen

Aktenzeichen: 0458-RKH-023-a-10-05-00007#002

Beschluss-Nummer: 121/2024

B E S C H L U S S

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 hinsichtlich
der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze
nach den §§ 18 bis 20 ARegV
für das Jahr 2024**

hat die

Regulierungskammer Hessen,
Kaiser-Friedrich-Ring 75,
65185 Wiesbaden

- RegKH -

durch den Vorsitzenden	Stefan Lamberti,
die Beisitzerin	Claudia Falb
und den Beisitzer	Christoph Milan Petschuch

gegenüber der

Stadtwerke Marburg GmbH,
Am Krekel 55,
35039 Marburg

gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführer Herrn Holger Armbrüster und
Herrn Dr. Bernhard Müller

- Netzbetreiber-

am 30.04.2024 beschlossen:

1. Der kalenderjährlichen Erlösobergrenze des Kalenderjahres 2024 wird ein Bonus in Höhe von **28.323 €** hinzugerechnet.
2. Die Ermittlung des netzbetreiberindividuellen Qualitätselements erfolgt unter Anwendung der mit Beschluss vom 28.11.2023 (Aktenzeichen: BK8-23/006-A) festgelegten Methodik (im Weiteren: Methodikbeschluss).
3. Aus den ermittelten Kennzahlen wird für die Niederspannungsebene und die Mittelspannungsebene jeweils ein individueller, arithmetischer Mittelwert über die Kalenderjahre 2020, 2021 und 2022 gebildet.
4. Entsprechend der Vorgaben des Methodikbeschlusses erfolgt die Bestimmung der Lastdichte als Durchschnittswert der Kalenderjahre 2020, 2021 und 2022.
5. Zur Ermittlung der Zuschläge (Bonus) und Abschläge (Malus) auf die zulässige Erlösobergrenze wird, den Vorgaben des Methodikbeschlusses entsprechend, die Differenz zwischen dem errechneten Referenzwert und der individuellen Kennzahl der jeweiligen Netzebene des Netzbetreibers mit der durchschnittlichen Anzahl der Letztverbraucher der Kalenderjahre 2020 bis 2022 und mit dem Monetarisierungsfaktor (Tenorziffer 6) multipliziert
6. Der Monetarisierungsfaktor m beträgt 0,27 €/min/Letzterverbraucher/a.
7. Die Kappung der Erlösauswirkung wird bei 4 % des Ausgangsniveaus nach § 6 ARegV für die vierte Regulierungsperiode 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.
8. Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

I. Sachverhalt

1. Datengrundlagen und Verfahren

Die RegKH hat nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 und 6 ARegV von Amts wegen ein Verfahren zur netzbetreiberindividuellen Bestimmung des Qualitätselements eingeleitet.

Hiermit wird das sich für das Kalenderjahr 2024 ergebende individuelle Qualitätselement rückwirkend zum 01.01.2024 festgelegt.

Die Datengrundlage der Festlegung der RegKH beruhen auf den von der Bundesnetzagentur getroffenen Festlegungen zur Datenerhebung und zur Methodik:

- a) Für die Bestimmung des Qualitätselements hat die Bundesnetzagentur am 01.03.2023 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 vierten Regulierungsperiode nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen sowie nicht nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind, wurden gemäß der Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom (Aktenzeichen: BK8-23/001-A) vom 01.03.2023 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 elektronisch an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.
- b) Weiterhin hat die Beschlusskammer die Festlegung vom 28.11.2023 (Aktenzeichen: BK8-23/006-A) über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die Jahre 2024 bis 2028 (im Weiteren: Methodikbeschluss) getroffen.

Die vorgenannten Festlegungen berücksichtigen die Erkenntnisse aus den vorangegangenen Qualitätsregulierungsverfahren. Zudem wurden die Erkenntnisse aus vier Gutachten, welche im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellt wurden, berücksichtigt¹.

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

Unter Rückgriff auf die Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom (Aktenzeichen: BK8-23/001-A) vom 01.03.2023 und die „Festlegung über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die Jahre 2024 bis 2028“ vom 28.11.2023 (Aktenzeichen: BK8-23/006-A) wird die Festlegung zur Bestimmung des individuellen Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom für das Kalenderjahr 2024 getroffen.

2. Anhörung

Die RegKH hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 05.04.2024 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der RegKH zu äußern.

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

II. Rechtliche Würdigung

Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) besteht eine unionsrechtskonforme Kompetenzverteilung zwischen Gesetz- bzw. Ordnungsgeber und der Regulierungsbehörde. Der Beschluss beruht daher auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 02.09.2021, C-718/18.

1. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs

Der Europäische Gerichtshof hat in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der nationalen Regulierungsbehörde verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

1.1 Gesetzesreform und Übergangsregelung

Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 2. September 2021 nunmehr auch hinsichtlich dieses vierten Klagegrundes umgesetzt und insbesondere die Zuständigkeiten bei der Ausgestaltung der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung an die unionsrechtlichen Vorgaben angepasst. Damit hat die Regulierungsbehörde mit Zuweisung der ausschließlichen Kompetenz für die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen die nach den unionsrechtlichen Bestimmungen erforderliche Unabhängigkeit erlangt.

Die Verordnungsermächtigung des § 24 EnWG a.F. wurde aufgehoben, ebenso wie § 21a EnWG a.F. Beide Regelungen wurden durch Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde ersetzt. Dabei wurden die bisher in den betroffenen Rechtsverordnungen enthaltenen Festlegungskompetenzen in das EnWG überführt und ergänzt.

Die nach § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen treten nach Ablauf einer Übergangszeit außer Kraft, vgl. Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben. Der Zeitpunkt des Außerkrafttretens entspricht dem Ablauf der vierten Regulierungsperiode im Gassektor (31.12.2027) und Stromsektor (31.12.2028).

In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG n.F. einerseits eine Abweichungskompetenz übertragen. Andererseits ermöglicht die Übergangszeit, ein über fast 20 Jahre schrittweise entstandenes normatives Regulierungsrecht, inklusive der dazugehörigen Anwendungs- und Auslegungspraxis, jedenfalls für die Zeit bis zum Außerkrafttreten der Verordnungsregelungen zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode fortzuführen. Laut Gesetzgeber sollen hierdurch die für ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit wichtige materielle Stabilität des Regulierungsrahmens gewährleistet und bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52).

1.2 Interessenabwägung

Nach Art. 15 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben bleiben die auf Basis der bisher in § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Verordnungen für eine Übergangszeit weiterhin in Kraft. An diesem Regelwerk zur Entgeltregulierung hält die Bundesnetzagentur zur Aufrechterhaltung eines transparenten, vorhersehbaren und verlässlichen Regulierungsrahmens grundsätzlich fest. Sie sieht vorliegend insbesondere von einer Anwendung der Abweichungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG ab. Einen materiellen Widerspruch zu maßgeblichen Vorgaben des Europäischen Rechts hat der EuGH in seiner Entscheidung vom 02.09.2021 nicht festgestellt und erkennt auch die Beschlusskammer nicht.

Ein Kernstück des national etablierten Regulierungssystems sind die fünfjährigen Regulierungsperioden im Anreizregulierungs- und Netzentgeltbereich. Für die Dauer einer bereits laufenden Regulierungsperiode ist es essentiell, dass der Rechtsrahmen für die gesamte Periode möglichst stabil bleibt. Rechtsänderungen während einer laufenden Regulierungsperiode sind mit Diskontinuität und Rechtsunsicherheit verbunden, die gerade durch Übergangsregelungen zur Weitergeltung der materiell europarechtskonformen Vorgaben vermieden werden können. Darüber hinaus erschwert eine unklare Rechtslage im Übergangszeitraum die notwendigen Investitionen in die Energieversorgungsnetze und führt zu Unsicherheiten nicht nur für die regulierten Unternehmen, sondern auch für die sonstigen Marktteilnehmer.

Des Weiteren verlangen die Richtlinien, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Auch würden substantielle Abweichungen vom etablierten Regulierungsrahmen zu starken Verzögerungen der laufenden, an die Erlösobergrenze anknüpfenden und weiterer nach den Rechtsverordnungen vorgesehenen Verfahren führen. Die Festsetzung neuer Regelungen durch die Regulierungsbehörde in einem transparenten und möglichst umfassenden Konsultationsprozess dürfte einige Zeit in Anspruch nehmen. Laufende Verfahren bspw. zur Festlegung der Erlösobergrenze für die vierte Regulierungsperiode könnten sich um Jahre verzögern. Diese Gesichtspunkte wären mit den Richtlinienvorgaben, den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts und mit rechtsstaatlichen Grundsätzen schwerlich vereinbar.

2. Zuständigkeit

Zuständige Regulierungsbehörde ist nach § 54 Abs. 2 Nr. 2 EnWG i. V. m. Art. 1 Abs. 1 des Gesetzes zur Errichtung der Regulierungskammer Hessen vom 27.05.2013 die RegKH, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Elektrizitätsverteilnetze weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind und deren Elektrizitätsverteilernetz nicht über das Gebiet des Landes Hessen hinausreicht.

3. Ermächtigungsgrundlage

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

III. Bestimmung des Qualitätselements

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

1. Datengrundlage

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

2. Datenplausibilisierung

Die Bestimmung des Qualitätselements für die Netzzuverlässigkeit in Elektrizitätsverteilternetzen knüpft an die Definitionen der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG vom 22. Februar 2006 (Az. 605/8135) an und an die in diesem Zusammenhang durch die Elektrizitätsverteilternetzbetreiber 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 Elektrizitätsverteilternetzbetreiber kontinuierlich erfasst werden und diesen auch vorliegen.

Um das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselements möglichst transparent zu gestalten, wurden die Netzbetreiber mit der Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV vom 01.03.2023 (Aktenzeichen BK8-23/001-A) aufgefordert, die Kennzahlen für die Jahre 2020, 2021 und 2022 zu melden. Die Daten aus den Kalenderjahren 2020 und 2021 standen zur Ermittlung der Qualitätselemente bereits zur Verfügung, wurden durch die Bundesnetzagentur diversen Plausibilitätskontrollen unterzogen und den Netzbetreibern soweit möglich zur Verfügung gestellt. Die Netzbetreiber erhielten somit die Möglichkeit, ihre in der Vergangenheit gemeldeten Daten zu überprüfen und gegebenenfalls Korrekturen im Rahmen der Datenerhebung zur Bestimmung des Q-Elementes vorzunehmen.

Eine zeitliche Durchschnittsbildung der Struktur- und Zuverlässigkeitsdaten über drei Kalenderjahre wurde von der Bundesnetzagentur als methodisch zweckmäßig und notwendig bewertet. Die dadurch bedingte glättende Wirkung schützt die beteiligten Netzbetreiber vor dem Risiko, dass unvermeidbare Schwankungen der Zuverlässigkeitsdaten zu unverhältnismäßigen Absenkungen der Erlöse führen (vgl. Ausgangsgutachten, S. 25). Für eine Durchschnitts-

bildung über drei Kalenderjahre war es somit notwendig, neben den bereits vorliegenden Daten zu den Versorgungsunterbrechungen der Kalenderjahre 2020 und 2021, auch die zum Zeitpunkt der Datenerhebung relevanten Daten zu den Versorgungsunterbrechungen des Kalenderjahres 2022 zur Bestimmung des Q-Elementes 2024 zu erheben.

Zur Ermittlung der Durchschnittswerte werden nur die vorliegenden Netzstruktur- bzw. Zuverlässigkeitswerte und deren Anzahl berücksichtigt. Dies gilt auch, wenn Netzbetreiber Daten für weniger als drei Jahre zur Verfügung stellen konnten. Für fehlende Daten einzelner Jahre wurden keine Nullwerte eingesetzt, da dies zu Verzerrungen der Referenzwerte und Qualitätselemente geführt hätte.

Die Ermittlung der Durchschnittswerte folgte der Berechnungsvorschrift für das arithmetische Mittel:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n x_i$$

Dabei steht x für den Merkmalsträger (Netzstruktur- bzw. Zuverlässigkeitswert) und n für die Anzahl der Merkmalsträger.

Zur Sicherstellung einer belastbaren Datengrundlage hat die Bundesnetzagentur die übermittelten Daten im gebotenen Umfang einer strukturierten, netzbetreiberindividuellen Plausibilitätsprüfung unterzogen. So wurde etwa für jeden Netzbetreiber die Konsistenz der Strukturdaten anhand von Daten, die der Regulierungsbehörde aus anderen Verfahren vorliegen, überprüft. Im Fall der Kennzahlen zur Netzzuverlässigkeit wurden diese den seinerzeit im Rahmen der Berichtspflichten nach § 52 EnWG vom Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur übermittelten Angaben gegenübergestellt. Kam es zu Abweichungen, wurde eine nähere Überprüfung durchgeführt. Zur näheren Überprüfung der Netzbetreiberangaben zählten z. B. die Einholung weiterer Auskünfte, Erläuterungen oder entsprechende Nachweise beim betroffenen Netzbetreiber. Darüber hinaus wurde eine Gesamtschau über alle zur Verfügung stehenden Daten der Netzbetreiber durchgeführt.

Insbesondere die Zuordnung zum Störungsanlass „Höhere Gewalt“ bedurfte einer genauen Prüfung. Hierzu wurde regelmäßig jede einzelne gemeldete Versorgungsunterbrechung des Störungsanlasses „Höhere Gewalt“ entsprechend den Anforderungen der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG zu Vorgaben zur formellen Gestaltung des Berichts nach § 52 S. 1 EnWG (605/8135) vom 22.02.2006 bzw. den Hinweisen zur Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zum Störungsanlass „Höhere Gewalt“ im Rahmen der Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV (Stand Januar 2020) überprüft. Wurden die Anforderungen nicht erfüllt, wurde

der Netzbetreiber aufgefordert, seine Angaben entsprechend zu korrigieren. Zur Plausibilisierung dieser Störungskategorie wurden u. a. zusätzliche Informationen des Deutschen Wetterdienstes (Sturmauswertungen der Jahre 2020-2022) und des Bundesamtes für Gewässerkunde bzw. der zuständigen Landesämter (Hochwasserauswertungen der Jahre 2020 bis 2022) herangezogen.

Jeder Netzbetreiber erhielt nach Abschluss der Datenplausibilisierung eine Datenquittung. Diese diente zur Information und abschließenden Überprüfung der zuletzt übermittelten Daten. Die sich hieraus ergebende Datengrundlage wurde zur Berechnung der Qualitätselemente herangezogen.

3. Methodik

Die Ermittlung der Kennzahlenwerte, der Referenzfunktion, des Monetarisierungsfaktors und in der Folge die Berechnung der Qualitätselemente wird durch en Methodikbeschluss bestimmt.

Die Bundesnetzagentur hat zum Zwecke der Referenzwertermittlung Auswertungen vorgenommen, die im Bericht zur Bestimmung der Qualitätselemente 2024 bis 2028 (Anlage 1 zum Methodikbeschluss) dokumentiert werden. Der Bericht und der Methodikbeschluss sind veröffentlicht unter

<http://www.bundesnetzagentur.de> → Beschlusskammern → Beschlusskammer 8 → Erlösobergrenzen → Qualitätselement.

4. Referenzwertermittlung

In der Mittelspannung weist der Strukturparameter Lastdichte einen hinreichend belastbaren Zusammenhang mit der Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI auf und ist von den untersuchten Parametern auch am besten geeignet, gebietsstrukturelle Unterschiede bei der Referenzwertermittlung für das Qualitätselement abzubilden (siehe Anlage 1 zum Methodikbeschluss).

Auf Grundlage der Daten der Kalenderjahre 2020, 2021 und 2022 wurden für das Qualitätselement des Kalenderjahres 2024 die nachstehenden Werte für die Regressionskonstanten für die verwendete Regressionsfunktion ermittelt:

$$\hat{y} = f(x) = a + \frac{b}{x^c} = 1,8029 + \frac{76,0845}{x^{0,4531}}$$

Der Regressionskoeffizient c liegt hierbei im Optimum bei 0,4531 und somit innerhalb der bislang aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht als plausibel diskutierten Bandbreite. 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 $R^2 = 40 \%$. Zur Beurteilung der Schätzergebnisse ist eine Gesamtschau unter Berücksichtigung des Regressionskoeffizienten „ c “ und des Bestimmtheitsmaßes „ R^2 “ erforderlich. Insofern beschreibt der Strukturparameter Lastdichte weiterhin hinreichend belastbar die Netzzuverlässigkeit in der Mittelspannung.

Soweit angezweifelt wird, dass der Regressionskoeffizient c außerhalb der aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht als plausibel diskutierten Bandbreite läge und keine hinreichende Belastbarkeit des Parameters vorläge, wird auf die Ausführungen in Abschnitt 7.2 des Methodikbeschlusses verwiesen. Die Bundesnetzagentur hat zur Bewertung des c -Wertes und zu dessen Entwicklung erneut gutachterliche Unterstützung eingeholt. Danach ist der ermittelte Wert plausibel und liegt weiterhin innerhalb eines zu erwartenden Korridors.

Die Bestimmung des Referenzwertes auf Grundlage der Daten der Kalenderjahre 2020, 2021 und 2022 ergibt sich aus Anlage 2 zu dieser Festlegung.

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

Auf dieser Basis wurde ein einheitlicher Referenzwert in Höhe von 4,0213 min/a für die Niederspannung bestimmt. Dieser Wert ergibt sich aufgrund der Daten aus den Kalenderjahren 2020, 2021 und 2022, entsprechend der in Tenorziffer 8 angegebenen Berechnungsformel.

5. Monetarisierungsfaktor

Der Monetarisierungsfaktor wurde 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 gegenüber den vorausgegangenen Festlegungen ein Anstieg der Werte festzustellen, der einen Monetarisierungsfaktor von nunmehr 0,27 €/min/LV/a begründet.

Soweit die Datengrundlage für den Monetarisierungsfaktor angezweifelt wird, sei auf die Ausführungen in Abschnitt 8 des Methodikbeschlusses verwiesen. Von den Bestimmungen des geltenden Methodikbeschlusses wird bei der Bestimmung des individuellen Qualitätselementes nicht abgewichen.

Die Bestimmung des Monetarisierungsfaktors ergibt sich aus Anlage 2.

6. Kappungsgrenze

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

7. Netzübergänge

Der für 2024 ermittelte Zu- oder Abschlag bzw. Anteile davon können im Wege des Verfahrens nach § 26 ARegV übertragen werden.

IV. Individuelles Qualitätselement für das Kalenderjahr 2024

Im Folgenden wird das netzbetreiberindividuelle Qualitätselement für das Kalenderjahr 2024 dargestellt. Die Berechnung des Qualitätselements erfolgte mit ungerundeten Werten. In Anlage 1 werden die Ergebnisse jedoch mit gerundeten Werten ausgewiesen.

1. Ermittelte Kennzahlen

Zur Berechnung des Qualitätselements ist für den Netzbetreiber aus den Kalenderjahren 2020 bis 2022 im Mittel ein SAIDI in Höhe von [REDACTED] und ein ASIDI in Höhe von [REDACTED] herangezogen worden (Anlage 1).

2. Ermittelter Referenzwert

2.1 Mittelspannung

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

Auf dieser Grundlage wurde für den Netzbetreiber in der Mittelspannungsebene ein Referenzwert von [REDACTED] min/a ermittelt (Anlage 1).

2.2 Niederspannung

Der Referenzwert in der Niederspannungsebene wurde auf Basis einer einfachen, mit der Anzahl der jeweiligen Letztverbraucher gewichteten Mittelwertbildung ermittelt. Der Referenzwert der Niederspannungsebene liegt bei 4,0213 min/a.

2.3 Ermittelter Bonus/Malus

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

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

Für die Mittelspannungsebene ergibt sich somit [REDACTED].

Dabei wurden für die Mittelspannungsebene folgende Daten zu Grunde gelegt:

- $Y_{ind}^{(Ref)}$: [REDACTED]
- ASIDI_i: [REDACTED]
- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher (inkl. aller nachgelagerten eigenen Netz- und Umspannebenen) der Kalenderjahre 2020 bis 2022: 50.014

Für die Niederspannungsebene ergibt sich somit [REDACTED]

Dabei wurden für die Niederspannungsebene folgende Daten zur Grunde gelegt:

- $\gamma^{(\text{Ref})}$: 4,0213
- SAIDI: [REDACTED]
- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher der Kalenderjahre 2020 bis 2022:
49.940,333

m: 0,27 €/a/min/LV

Für die Nieder- und Mittelspannungsebene ermittelt sich demnach insgesamt ein Bonus in Höhe von 28.323,05 €.

Das Qualitätselement nimmt den von einer Versorgungsunterbrechung betroffenen Kunden und dessen Zahlungsbereitschaft für ein bestimmtes Qualitätsniveau in den Blick. Für die Bemessung des Bonus/Malus sind sämtliche direkt angeschlossener Letztverbraucher zu berücksichtigen. Dies gilt auch für die Letztverbraucher, die in der Sammelschiene der HS/MS-Umspannungsebene 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.

2.4 Kappungsgrenze

Mit dem ausgewählten Modell und einer Kappung von 4 % der Erlösobergrenze des Ausgangsniveaus für die vierte Regulierungsperiode ergibt sich die minimale Abweichung von der Erlösneutralität in Höhe von 0 €. Bei jeder anderen Kappungsgrenze war die Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität größer.

Der Netzbetreiber ist von der Kappung nicht betroffen.

2.5 Anpassung der Erlösobergrenzen

Die Erlösobergrenze 2024 ist um den folgenden Betrag zu erhöhen:

ERLÖSOBERGRENZEN- ANPASSUNG DES KALENDERJAHRES 2024
28.323 €

3. Rückwirkende Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen

Die rückwirkende Festlegung des Qualitätselementes nach dem 31.12.2023 ist zulässig.

Der sachliche Grund für das Absehen von einer Festlegung bereits im Jahr 2023 liegt vor allem darin begründet, dass zusätzlich zu den jährlich zu festlegenden Verfahren nach der ARegV in dem Kalenderjahr 2023 weitere Festlegungsverfahren, wie die Festlegung der Erlösobergrenzen oder auch die Festlegung des Methodikbeschlusses parallel bearbeitet werden mussten.

Der Bundesgerichtshof (Beschluss vom 11. Februar 2020, EnVR 122/18) hat entschieden, dass erforderlichenfalls eine rückwirkende Anpassung erfolgen soll, um die fortlaufende und gleichmäßige Anpassung der Erlösobergrenze an die tatsächlichen Veränderungen möglichst lückenlos zu gewährleisten. Im Fall des § 4 Abs. 5 ARegV scheidet eine rückwirkende Anpassung grundsätzlich nur dann aus, wenn im Einzelfall gewichtige Interessen des Vertrauensschutzes entgegenstehen.

Derartige gewichtige Interessen des Vertrauensschutzes sind vorliegend nicht ersichtlich. Die RegKH hat zu keinem Zeitpunkt zu erkennen gegeben, auf die Festlegung eines Qualitätselements in der vierten Regulierungsperiode verzichten zu wollen. Insoweit konnte kein Vertrauen auf ein Ausbleiben der Qualitätsregulierung ab dem Jahr 2024 entstehen. Das Gegenteil folgt schon alleine aus dem Umstand, dass dem Netzbetreiber stets, spätestens mit der Festlegung zur Datenerhebung vom 31.03.2023 (Aktenzeichen: BK8-23/001-A), bewusst war, dass auch ab dem Jahr 2024 ein Qualitätselement festgelegt wird. Auch in den Vorjahren waren bereits Qualitätselemente festgelegt worden. Zudem wurde die Methodik-Festlegung für die Jahre

2024 bis 2028 bereits am 28.11.2023 erlassen (Aktenzeichen: BK8-23/006-A). Den Netzbetreibern war damit der festgelegte Wert vorab bekannt. Die Festlegung erfolgt nunmehr bereits wenige Wochen nach Jahreswechsel.

Rein vorsorglich nimmt die RegKH hilfsweise folgende Ermessenserwägungen in Bezug auf die rückwirkende Festlegung des Qualitätselementes in diesem konkreten Einzelfall vor. Im Rahmen des ihr zustehenden Regulierungsermessens hat sich die RegKH entschieden, von einer vorläufigen Festlegung nach § 72 EnWG abgesehen, um das Qualitätselement rückwirkend zum 01.01.2024 festzulegen. Bei der Entscheidung hat die RegKH neben dem in § 72 EnWG angelegten bzw. sich aus der rückwirkenden Bescheidung ergebenden Zweck einer Vorgabe eines Qualitätselementes auch das Interesse des Netzbetreibers an Rechtssicherheit sowie das Interesse der Netznutzer an den in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Aspekten einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität berücksichtigt.

Eine vorläufige Festlegung des Qualitätselementes nach § 72 EnWG war aus Sicht der RegKH nicht zweckdienlich für das Verfahren sowie die Vereinnahmung von Netzentgelten. Zum Jahresende 2023 waren dem Netzbetreiber alle wesentlichen Elemente zur Anpassung der Erlösobergrenze des Jahres 2024 nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV bekannt bzw. waren diese aufgrund entsprechender Mitteilung der RegKH abschätzbar. In die Abwägung ist auch eingeflossen, dass die zeitliche Verzögerung nicht gravierend war und dem Netzbetreiber rechtzeitig seine Vorgaben für das Jahr 2024 bekannt waren. Zudem fiel eine abweichende Berücksichtigung des Qualitätselementes wirtschaftlich kaum ins Gewicht und könnte über das Regulierungskonto ohne Weiteres korrigiert werden. Die vorläufige Anordnung wäre somit ein reiner Formalismus gewesen.

Angesichts der dargestellten Umstände erachtet die RegKH die rückwirkende Festlegung des Qualitätselementes für das Jahr 2024 als ermessensfehlerfrei.

Vorliegend überwiegt das Interesse der Allgemeinheit an der (rückwirkenden) Festlegung. Die gegen die rückwirkende Festlegung sprechenden Prinzipien des Vertrauensschutzes hat die RegKH demgegenüber im konkreten Fall als nachrangig bewertet.

Die Entscheidung, das Qualitätselement für das Jahr 2024 rückwirkend festzulegen, ist auch verhältnismäßig. Die Entscheidung dient dem Zweck, entsprechend den Vorgaben des EnWG und der ARegV für das Jahr 2024 einen Zu- oder Abschlag auf die Erlösobergrenze festzulegen. Die rückwirkende Festlegung ist hierzu geeignet. Sie ist auch erforderlich, da ein gleich

geeignetes, milderes Mittel nicht zur Verfügung steht. Die Entscheidung ist schließlich auch angemessen. Das Interesse des Netzbetreibers, für den Zeitraum der Rückwirkung keinen weiteren Vorgaben gemäß dieses Beschlusses zu unterliegen, muss aus Sicht der RegKH hinter dem Interesse der Allgemeinheit an einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zurückstehen. Etwaige Abweichungen können ohne weiteres über das Regulierungskonto nach § 5 ARegV abgewickelt werden und wirken somit faktisch erst zu einem späteren Zeitpunkt.

V. Entscheidung über die Kosten

Zur Frage der Kostentragung nach § 91 EnWG ergeht ein gesonderter Beschluss der RegKH.

VI. Anlagen

Die nachfolgend aufgeführten Anlagen sind Bestandteil des Beschlusses:

- Anlage 1
Übersicht der Daten des Netzbetreibers zur Bestimmung des Qualitätselementes

- Anlage 2
Bestimmung des Referenzwertes und des Monetarisierungsfaktors

Rechtsbehelfsbelehrung

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

Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Frankfurt am Main, 60313 Frankfurt am Main, einzureichen.

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 Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Dokument unterschrieben
von: Stefani, Stefan
am: 30.04.2024 07:43
Ort: Wiesbaden



Stefan Lamberti
Vorsitzender

Dokument unterschrieben
von: Falb, Claudia
am: 30.04.2024 07:32
Ort: Wiesbaden



Claudia Falb
Beisitzerin

Dokument unterschrieben
von: Petschuch, Christoph Milan
am: 30.04.2024 06:58
Ort: Wiesbaden



Christoph Milan Petschuch
Beisitzer

Datenblatt zum Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom 2024

1 Allgemeine Informationen

Name des Netzbetreibers	Stadtwerke Marburg GmbH
Betriebsnummer	10000391
Netznummer	1
Monetarisierungsfaktor (m)	0,27 €/a/min/LV
Relevante Erlösobergrenze ¹	██████████ €

2 Daten der Niederspannung

2.1 Anzahl der an die eigene Niederspannung angeschlossenen Letztverbraucher

Jahr	2020	2021	2022
Anzahl NS	49.457	49.960	50.351
Anzahl MS/NS	16	18	19
Arithmetischer Mittelwert ²	49.940,3333		

2.2 Zuverlässigkeitskennzahl der Niederspannung System Average Interruption Duration Index (SAIDI) [min/a]

Jahr	2020	2021	2022
SAIDI	██████████	██████████	██████████
Arithmetischer Mittelwert	██████████		

2.3 Ergebnisse Niederspannung

Referenzwert	4,0213 min/a
Abweichung vom Referenzwert	██████████ min/a
Anteil Qualitätselement ³	██████████ €/a

¹ Abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile sowie der Kostenanteile der HöS, HöS/HS, HS und HS/MS.

² Berücksichtigt sind die Letztverbraucher der MS/NS sowie der NS.

³ Vor Kappung.

3 Daten der Mittelspannung**3.1 Anzahl der an die eigene Nieder- und Mittelspannung angeschlossenen Letztverbraucher**

Jahr	2020	2021	2022
Anzahl MS	71	73	77
Anzahl HS/MS	0	0	0
Arithmetischer Mittelwert ⁴	50.014,0000		

3.2 Zuverlässigkeitskennzahl der Mittelspannung Average System Interruption Duration Index (ASIDI) [min/a]

Jahr	2020	2021	2022
ASIDI	■■■■■	■■■■■	■■■■■
Arithmetischer Mittelwert	■■■■■		

3.3 Zeitgleiche Jahreshöchstlast korrigiert um die Entnahmen der auf gleicher Spannungsebene angeschlossenen Netzbetreiber [kW]

Jahr	2020	2021	2022
Jahreshöchstlast	45.021,2490	43.582,0000	43.108,0000

3.4 Geografische Fläche [km²]

Jahr	2020	2021	2022
Geografische Fläche	194,4400	194,4400	194,4400

3.5 Lastdichte [kW/km²]

Arithmetischer Mittelwert	■■■■■
---------------------------	-------

3.6 Ergebnisse Mittelspannung

Individueller Referenzwert	■■■■■ min/a
Abweichung vom Referenzwert	■■■■■ min/a
Anteil Qualitätselement ⁵	■■■■■ €/a

⁴ Berücksichtigt sind die Letztverbraucher der HS/MS, MS, MS/NS und NS.⁵ Vor Kappung.

4 Gesamtergebnis

Kappungsgrenze	4,00 %
Anteil des Qualitätselements an der relevanten Erlösbergrenze	■ %
Qualitätselement aus Nieder- und Mittelspannung ⁶	28.323,05 €/a

5 Sonstiges – Bemessungsscheinleistung

Auf Wunsch der Netzbetreiber wird die Summe der Bemessungsscheinleistung in MVA angegeben. Der Summenwert setzt sich zusammen aus der Bemessungsscheinleistung der Ortsnetztransformatoren und der Bemessungsscheinleistung der Letztverbrauchertransformatoren. Die Bemessungsscheinleistung wurde zur Ermittlung der ASIDI-Werte verwendet.

Jahr	2020	2021	2022
Bemessungsscheinleistung [MVA]	■	■	■

⁶ Nach Kappung.

Bericht zur Bestimmung des Qualitätselementes 2024

Bestimmung der Referenzwerte und des Monetarisierungsfaktors
Anlage 2 der Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselements

Stand: 23. November 2023

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat BK8/611

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: poststelle.bk8@bnetza.de <mailto:info@bnetza.de>

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
1 Vorbemerkungen	4
2 Verwendete Datengrundlage	5
2.1 Verwendete Strukturgrößen	5
2.2 Kennzahlen zur Beschreibung der Netzzuverlässigkeit	7
3 Ergebnisse für die Mittelspannungsnetze	9
3.1 Zusammenhänge der Netzzuverlässigkeit und Strukturgrößen	9
3.2 Gewichtungsgößen	9
3.3 Explorative Analyse ausgewählter Einflussvariablen auf die Netzzuverlässigkeit der Mittelspannungsnetze	10
3.3.1 Lastdichte	10
3.3.2 Anschluss- und Bemessungsscheinleistungsdichte	11
3.3.3 Zwischenfazit	11
3.4 Die geschlossene Referenzfunktion: Nichtlineare bivariate Modelle	11
3.4.1 Lastdichte	12
3.4.2 Anschlussdichte	13
3.4.3 Bemessungsscheinleistungsdichte	14
3.5 Untersuchung multivariater Zusammenhänge in den Mittelspannungsnetzen	15
3.5.1 Erweiterung der Lastdichte um die Elementarlast	16
3.5.2 Zwischenfazit	17
4 Ergebnisse für die Niederspannungsnetze	18
5 Ermittlung des Monetarisierungsfaktors	19
5.1 Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich	19
5.2 Makroökonomische Analyse der Ausfallkosten in der Industrie	22
6 Zusammenfassung	25
7 Literaturverzeichnis	26
Abbildungsverzeichnis	28
Tabellenverzeichnis	29
Abkürzungsverzeichnis	30
Impressum	31

1 Vorbemerkungen

Vor dem Hintergrund der angestrebten Festsetzung der Methode des Qualitätselementes der vierten Regulierungsperiode beschreibt der vorliegende Bericht die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Qualitätselemente hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom. Er vergleicht und bewertet weiterhin mögliche Modelle, die dieser Methode zugrunde zu legen sind. Betrachtet werden dabei ausschließlich die Nieder- und die Mittelspannungsnetze von insgesamt 196 Verteilernetzbetreibern.¹ Normative Grundlage bilden die §§ 19 bis 20 ARegV.

Dieser Bericht gliedert sich wie folgt:

- Der sich an diese Vorbemerkungen anschließende Abschnitt 2 beschreibt die verwendete Datenbasis aufgrund der Festlegung BK8-23/001-A vom 1. März 2023. Weiterhin wird in diesem Abschnitt ein Überblick über die relevanten Kennzahlen und Strukturgrößen zur Beschreibung der Netzzuverlässigkeit gegeben.
- Daran anschließend, fassen Abschnitte 3 und 4 die methodischen Grundlagen für die Ermittlung von Kennzahlenvorgaben (Referenzwerte der SAIDI- bzw. ASIDI-Kennzahlen) zusammen. Darin enthalten sind die Ergebnisse der explorativen Datenanalyse und regressionsanalytischen Referenzwertermittlung für die Mittelspannungsnetze bzw. die Ausweisung des einheitlichen Referenzwertes der Niederspannungsnetze auf Basis eines gewichteten Mittelwertes.
- Im nächsten Abschnitt 5 sind die Berechnung und Ausweisung des Monetarisierungsfaktors m (Anreizrate) dargestellt.
- Der Bericht schließt mit einer Zusammenfassung der Ergebnisse im Abschnitt 6.

¹ Vgl. BK8-23/006-A - Entwurf 2023, S. 1263.

2 Verwendete Datengrundlage

Den in diesem Bericht beschriebenen Analysen liegen die Daten aus den Kalenderjahren 2020 bis 2022 zugrunde. Entsprechend der Festlegung zur Datenerhebung mit dem Az. BK8-23/001-A vom 1. März 2023 wurden für die Mittel- bzw. Niederspannungsnetze, Strukturparameter zur Beschreibung gebietsstruktureller Unterschiede sowie Kenngrößen zur Beschreibung der Netzzuverlässigkeit erhoben.² Unter Beteiligung der betroffenen Netzbetreiber hatte die Bundesnetzagentur, die mit der zuvor genannten Festlegung übermittelten Daten verschiedenen Plausibilitätskontrollen unterzogen. Hierzu zählten insbesondere Vollzähligkeits- und Vollständigkeitsprüfung, netzbetreiberindividuelle Abgleiche mit vorliegenden Daten aus anderweitig erhobenen Abfragen bspw. aus den bisherigen Erhebungen zur Bestimmung der Qualitätselemente oder Effizienzwerte. Ebenso führte sie Abgleiche mit Datenmeldungen zu den Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG der Jahre 2020 bis 2022 durch. Daneben waren auch Logik- und Kennzahlenprüfungen Teil des Plausibilisierungsprozesses, der sich insgesamt über den Zeitraum vom 1. Mai 2023 bis zum 21. September 2023 erstreckte. Die Plausibilisierung endete mit der Übermittlung einer sogenannten Datenquittung an die beteiligten Netzbetreiber. Mit dieser erhielten die Netzbetreiber den von ihnen zuletzt übermittelten – und aus Sicht der Bundesnetzagentur plausiblen – Datensatz mit der Aufforderung einer abschließenden Prüfung und der Bundesnetzagentur ggf. letzte Änderungen oder Korrekturen am Datensatz mitzuteilen. Somit liegt für die folgenden Analysen eine belastbare Datengrundlage vor.

Die Datengrundlage umfasst Angaben von 196 Nieder- und 195 Mittelspannungsnetzen (von einem Netzbetreiber wird lediglich ein Niederspannungsnetz betrieben). Von der überwiegenden Anzahl dieser Stromnetze liegen die nach Beschluss Az. BK8-23/001-A vom 1. März 2023 (Festlegung zur Datenerhebung) angeforderten Daten für die drei Kalenderjahre 2020 bis 2022 vollständig vor. Lediglich von zwei Nieder- und Mittelspannungsnetzen konnten die Betreiber aufgrund von Netzübernahmen keine Daten für alle drei Kalenderjahre übermitteln.

2.1 Verwendete Strukturgrößen

Mit § 20 Abs. 2 ARegV ist festgelegt, dass bei der Ermittlung von Kennzahlenvorgaben (Referenzwerten) gebietsstrukturelle Unterschiede zu berücksichtigen sind. Bereits im Ausgangsgutachten 2010 wurde untersucht und beschrieben, wie eine solche Berücksichtigung erfolgen kann.³ Die darin gefundenen Zusammenhänge der Netzzuverlässigkeits- und den Strukturgrößen sowie die daraus abzuleitenden Ergebnisse wurden mit einer aktualisierten Datenbasis im aktuellen Gutachten (Folgegutachten 2020) aufgegriffen und unter Verwendung weiterentwickelter wissenschaftlicher Methoden und Erfahrungen abgeglichen.⁴ Die darin entwickelten Ansätze und Erkenntnisse wurden der Branche vorgestellt und Stellungnahmen berücksichtigt. Das bisher angewandte Konzept wurde bestätigt und dessen Anwendung weiter fortgesetzt. Beide Gutachten sind auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur veröffentlicht.⁵ Demnach ist der Quotient aus den Strukturgrößen zeitgleiche Jahreshöchstlast [kW] und Fläche [km²] –

² Vgl. Bundesnetzagentur 08.03.2023, S. 157.

³ Vgl. Ausgangsgutachten 2010, S. 52ff.

⁴ Vgl. Folgegutachten 2020, S. 46.

⁵ Vgl. www.bundesnetzagentur.de → Beschlusskammern → Beschlusskammer 8 → Erlösobergrenzen → Qualitätselement.

Lastdichte [kW/km²] – am besten geeignet, gebietsstrukturelle Unterschiede abzubilden.⁶ Daher ist aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht die Lastdichte allen weiteren Strukturparametern gegenüber vorzuzugsfähig, um gebietsstrukturelle Unterschiede im Sinne der Vorschriften der §§ 19 und 20 ARegV zu berücksichtigen.⁷ Der formale Zusammenhang zur Erklärung der Netzzuverlässigkeitskennzahlenwerte durch die Lastdichte ist mittels eines hyperbolischen Verlaufs gegeben.⁸ Dieser ist mit der Formel 1 wiedergegeben.⁹

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

Formel 1: Zusammenhang Netzzuverlässigkeit und Lastdichte.

Dabei ist:

$\hat{y}$ Zu erklärende Variable, Erwartungswerte für die Zuverlässigkeitskennzahl, Referenzwert.

a, b, c Zu schätzende Regressionskoeffizienten.

x Erklärende Variable, beobachteter Strukturparameter (z. B. Lastdichte).

Dem zu schätzenden Exponenten c kommt aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht eine besondere Rolle zu; er sollte idealerweise Werte innerhalb eines definierten Bereichs annehmen.¹⁰ Für die Koeffizienten a und b gilt, dass diese nur positive Werte annehmen können. Bisher wurden die Qualitätselemente – zumindest für die Mittelspannungsnetze – unter Berücksichtigung der Lastdichte als Merkmal zur Beschreibung der gebietsstrukturellen Besonderheiten bestimmt. Als potenzieller Parameter zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede ist bspw. auch die Anschlussdichte ingenieurwissenschaftlich begründet.¹¹ Die Anschlussdichte [1/km²] ist definiert als das Verhältnis aus der Anzahl von Anschlusspunkten und (geografischer) Fläche [km²]. Auch der Zusammenhang aus Anschlussdichte als erklärende Variable x und den Zuverlässigkeitskennzahlenwerten als zu erklärenden Variable y = f(x) folgt einem hyperbolischen Verlauf, s. Formel 1. Gutachterlich wurden neben den beiden hier genannten Strukturparametern weitere potentielle Größen untersucht, die in der Vergangenheit jedoch zu keinen plausiblen Ergebnissen führten. Diese stehen daher auf Grundlage des Beschlusses BK8-23/001-A nicht zur Verfügung.

Tabelle 1 fasst die zu analysierenden Einflussgrößen und die sich aus ingenieurwissenschaftlichen Analysen abgeleiteten Annahmen hinsichtlich der funktionalen Zusammenhänge und Wertebereiche zusammen.¹² Sie dienen als Blaupause zur Überprüfung anhand der statistischen Analysen. Zu beachten ist, dass die

⁶ Vgl. Folgegutachten 2020, S. 99.

⁷ Vgl. Ausgangsgutachten 2010, S. 61.

⁸ Vgl. Folgegutachten 2020, S. 99.

⁹ Hinweis: Zum Teil wird Formel 1 auch umformuliert zu $y = f(x) = a \cdot x^n + b$. Die beiden Schreibweisen sind äquivalent.

¹⁰ Vgl. Ladermann 2017, S. 18.

¹¹ Vgl. Ausgangsgutachten 2010, S. 55.

¹² Vgl. Ladermann 2017, S. 18.

angegebenen Wertebereiche für c nicht als harte Grenzwerte zu verstehen sind und auch nicht unmittelbar als quantitativer Maßstab für die Interpretation der Koeffizienten heranzuziehen sind.¹³

Wertebereiche von Koeffizienten			
	Plausibler Funktionsverlauf	Koeffizienten a und b	Exponent c
Lastdichte	Hyperbolisch	Nicht negativ	0,5 bis 1
Anschlussdichte	Hyperbolisch	Nicht negativ	-0,5 bis 0,5
BSL-Dichte ¹⁾	Hyperbolisch	Nicht negativ	0,5 bis 1

1) Bemessungsscheinleistungsdichte

Quelle: Ladermann 2017, S. 18

Tabelle 1: Erwartete Funktionsverläufe und Wertebereiche der Koeffizienten a und b sowie des Exponenten c bei Verwendung flächenbezogener Strukturparameter (Dichteparameter).

Da der Strukturparameter Bemessungsscheinleistungsdichte (BSL-Dichte) [MVA/km²] u. a. in Ladermann 2017 zu Analysezwecken verwendet wurde, ist dieser in der Tabelle 1 enthalten und soll hier aus rein informatorischen Gründen untersucht werden.¹⁴ Die Bemessungsscheinleistungsdichte ist dabei definiert als Bemessungsscheinleistung der Ort- und Letztverbrauchertransformatoren [MVA] je geografischer Fläche der Mittelspannungsnetze [km²].

2.2 Kennzahlen zur Beschreibung der Netzzuverlässigkeit

Der Festlegung zur Datenerhebung mit dem Az. BK8/23-001-A vom 1. März 2023 folgend, waren Angaben zu den eingetretenen Versorgungsunterbrechungen der Kalenderjahre 2020 bis 2022 zu tätigen. Ausschließlich die Nieder- und Mittelspannungsnetze betreffend, waren dabei alle geplanten und ungeplanten (angekündigten und nicht angekündigten) Versorgungsunterbrechungen mit den Störungsanlässen:

- Atmosphärische Einwirkung
- Einwirkung Dritter
- Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass
- Sonstiges (geplante bzw. angekündigte Versorgungsunterbrechungen)
- höhere Gewalt

zu berücksichtigen und anzugeben. Aus den übermittelten Daten zu den Versorgungsunterbrechungen sind Kennzahlenwerte gemäß § 20 Abs. 1 ARegV Kennzahlenwerte abzuleiten und zwar für die Niederspannungsnetze der "System Average Interruption Duration Index" (SAIDI) bzw. der "Average System Interruption Duration Index" (ASIDI) für die Mittelspannungsnetze.¹⁵ Beide Kennzahlen sind entsprechend der Formel 2 und Formel 3 definiert.

¹³ Vgl. Folgegutachten 2020, S. 73.

¹⁴ Vgl. Ladermann 2017, S. 40ff.

¹⁵ Vgl. IEEE Std 1366-2003, S. 5ff.

$$SAIDI = \frac{\sum r_i \cdot N_i}{N_T}$$

Formel 2: Berechnung der Netzzuverlässigkeitskennzahl der Niederspannung (SAIDI).

$$ASIDI = \frac{\sum r_i \cdot L_i}{L_T}$$

Formel 3: Berechnung der Netzzuverlässigkeitskennzahl der Mittelspannung (ASIDI).

Dabei ist:

r_i Dauer [min] der Versorgungsunterbrechung i

N_i Anzahl der von der Versorgungsunterbrechung i in der Niederspannungsebene unterbrochenen Letztverbraucher

N_T Anzahl der an der Niederspannungsebene angeschlossenen Letztverbraucher

L_i Summe der durch die Versorgungsunterbrechung i unterbrochenen Bemessungsscheinleistung [MVA] der Orts- und Letztverbrauchertransformatoren in der Mittelspannungsebenen

L_T Summe der installierten Bemessungsscheinleistung [MVA] von Orts- und Letztverbrauchertransformatoren in der Mittelspannungsebenen.

Des Weiteren werden Gewichtungen der Zuverlässigkeitskennzahlenwerte im Sinne des § 20 Abs. 1 ARegV vorgenommen. Das bedeutet, dass eine Gewichtung mit dem Faktor 1 für alle Versorgungsunterbrechungen – bzw. den aus diesen gebildeten Kennzahlenwerte – vorgenommen wird, die den Störungsanlässen "atmosphärische Einwirkung", "Einwirkung Dritter" und "Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass" zugeordnet sind (ungeplante/nicht angekündigte Versorgungsunterbrechungen). Mit dem Faktor ½ werden alle Versorgungsunterbrechungen gewichtet, die dem Störungsanlass "Sonstiges" zugeordnet sind (geplante/angekündigte Versorgungsunterbrechungen).

3 Ergebnisse für die Mittelspannungsnetze

3.1 Zusammenhänge der Netzuverlässigkeit und Strukturgrößen

Das Ziel der statistischen Analyse besteht in der Bestätigung ingenieurwissenschaftlich festgestellter, funktionaler Zusammenhänge zwischen der Netzuverlässigkeit, repräsentiert durch die ASIDI-Kennzahlenwerten und den o. g. Strukturparametern zur Beschreibung gebietsstruktureller Unterschiede. Hierzu sind die ingenieurwissenschaftlich hergeleiteten Modellansätze und Erkenntnisse zu berücksichtigen, die sowohl im Ausgangsgutachten 2010, als auch im aktuellen Folgegutachten 2020 beschrieben sind. Basis der Analysen sind die Datenmeldungen, die aufgrund der Festlegung Az. BK8-23/001-A vom 1. März 2023 abgefragt und in der Folge plausibilisiert wurden. Die Ergebnisse können gegenüber den ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen abweichen.¹⁶ Ursächlich hierfür sind bspw. Überlagerungen der betrachteten Einflüsse, Stochastik der Kennzahlenwerte in Abhängigkeit von Strukturparametern (z. B. Lastdichte), nicht beobachtbare, insbesondere endogene Einflüsse (Fernwirktechnik) oder die Interpretation komplexer Funktionsverläufe.

Die hier gewählte Vorgehensweise orientiert sich im Wesentlichen an den Erkenntnissen im Folgegutachten 2020.¹⁷ Demzufolge ist im ersten Schritt eine explorative Datenanalyse bivariater Zusammenhänge durchzuführen. Anschließend erfolgt die Untersuchung von geschlossen funktionalen Zusammenhängen mittels Regressionsanalysen. Die für die Referenzwerte zu verwendenden Koeffizienten (a, b und c) werden dabei regressionsanalytisch geschätzt. Sodann werden Rückschlüsse für die Modellauswahl gezogen. Die Referenzwerte sind aus dem geeignetsten Modell abzuleiten.

3.2 Gewichtungsgroßen

Aus den Kennzahlenwerten nach Abschnitt 2.2 sind Kennzahlenvorgaben (Referenzwerte) als gewichtete Durchschnittswerte zu ermitteln. Als Gewichtungsgroße dieser Referenzwerte wird die Anzahl der Letztverbraucher aus beiden Netzebenen (Nieder- und Mittelspannung) sowie aus den beiden Umspannebenen Hoch- zu Mittelspannung (HS/MS) und Mittel- zu Niederspannung (MS/NS) verwendet. Diese Vorgehensweise dient einerseits der Skalierung und andererseits der Forderung des § 20 Abs. 2 ARegV nach einer gewichteten Betrachtungsweise. Hinsichtlich der Auswahl der Gewichtungsgroße ist zu beachten, dass ein Zusammenhang mit der Gestaltung des Monetarisierungsfaktors für das Qualitätselement besteht. Darüber hinaus sollen die Gewichtungsgroßen den Umfang der Versorgungsaufgabe reflektieren. Bislang wurde hierzu ausschließlich die Anzahl der Letztverbraucher verwendet. Von den Verfassern der Gutachten wird dies ebenfalls empfohlen, da zwischen der Gewichtungsgroße und dem Monetarisierungsfaktor ein enger Zusammenhang besteht. Auch um das Ziel eines in Summe erlösneutralen Qualitätselementes zu erreichen, sollte die Gewichtungsgroße mit der Skalierungsgroße des Monetarisierungsfaktors übereinstimmen (auch dort wird hierfür diese Größe verwendet). Aus diesem Grund wird auf die Darstellung von Modellen mit anderen Gewichtungsgroßen als der Anzahl der Letztverbraucher verzichtet. Im Übrigen besitzen anderweitig gewichtete Modelle keinen höheren Erklärungsgehalt.

¹⁶ Vgl. Folgegutachten 2020, S. 37.

¹⁷ Vgl. ebd., S. 73.

3.3 Explorative Analyse ausgewählter Einflussvariablen auf die Netzzuverlässigkeit der Mittelspannungsnetze

Wie im Folgegutachten 2020 beschrieben, beinhaltet die erste Stufe der Analyse eine explorative Datenanalyse lokaler Polynomfunktionen höheren Grades, welche sich abschnittsweise an die jeweils zu untersuchenden Einflüsse anpassen. Dadurch können durchgehend monotone Einflüsse erklärender Variablen (bspw. die Lastdichte) auf die Zuverlässigkeitskennzahlenwerte (ASIDI-Werte) der Mittelspannungsnetze untersucht werden. Es werden die Daten aller am Verfahren beteiligten Netzbetreiber verwendet. Als Gewichtungsfaktor dient jeweils die Summe der Letztverbraucher der Nieder- und Mittelspannungsnetzes sowie der Umspannebenen HS/MS und MS/NS.

3.3.1 Lastdichte

Der durch ingenieurwissenschaftliche Modellüberlegungen gefundene und auch in der Vergangenheit mehrfach nachgewiesene hyperbolische Verlauf kann im Ergebnis der explorativen Datenanalyse für die (korrigierte) Lastdichte [kW/km²] in der Mittelspannung grundsätzlich bestätigt werden, wie Abbildung 1 zeigt.¹⁸ Die dargestellten Konfidenzintervalle zeigen weiterhin eine akzeptable Streuung der Schätzung, insbesondere im Wertebereich bis 500 kW/km² bei der gewichteten Schätzung auf Basis der gesamten Zeitreihe (2020 bis 2022). Bemerkenswert ist, dass sich der gezeigte Funktionsverlauf gegenüber den bislang durchgeführten Untersuchungen "abflacht". Dies kann durch die mehrfach beschriebenen Wechselwirkungen verschiedener (endogener) Einflussfaktoren motiviert sein, insbesondere durch die zunehmende Ausbringung von Fernwirktechnik.¹⁹ In der Folge reduzieren sich Wiederversorgungsdauern und damit auch die Zuverlässigkeitskennzahlen erheblich.²⁰

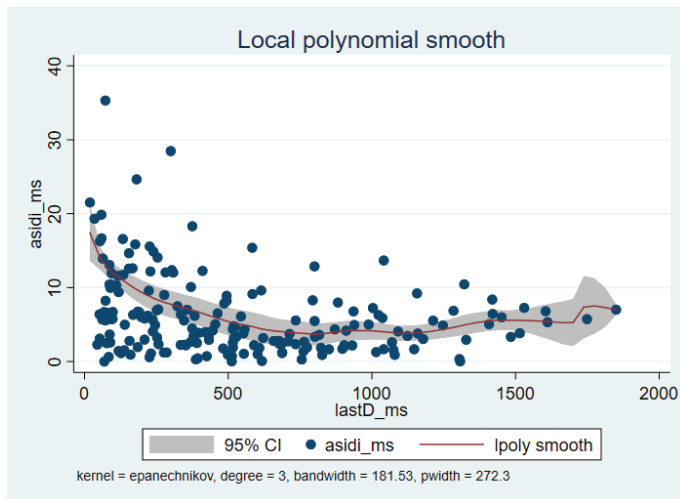


Abbildung 1: Bivariater Zusammenhang ASIDI und Lastdichte (lastD_ms), gesamte Zeitreihe, gewichtet (Letztverbraucheranzahl).

¹⁸ Vgl. Folgegutachten 2020, S. 77.

¹⁹ Vgl. Schröders et al. 2012, S. 41ff.

²⁰ Vgl. Folgegutachten 2020, S. 41.

3.3.2 Anschluss- und Bemessungsscheinleistungsdichte

Für die Anschlussdichte [$1/\text{km}^2$] ist ebenfalls der erwartete, systematische Einfluss auf die Netzzuverlässigkeit der Mittelspannung festzustellen, wie Abbildung 2 zeigt. Im Bereich kleiner Dichtewerte sind bis ca. 5 Anschlusspunkte pro km^2 fallende ASIDI-Kennzahlenwerte zu beobachten.

Im Fall der Bemessungsscheinleistung [MVA/km^2] ist – der Last- bzw. Anschlussdichte vergleichbar – ebenfalls ein systematischer Einfluss auf die ASIDI-Zuverlässigkeitskennzahlenwerte der Mittelspannungsnetze erkennbar, wie Abbildung 3 zeigt. Aus regulatorischen Erwägungen ist dieser Strukturparameter jedoch aufgrund seiner endogenen Merkmale nachrangig für die Ermittlung von Referenzwerten zu sehen.²¹ Zudem korreliert die Bemessungsscheinleistung deutlich mit der zeitgleichen Jahreshöchstlast, sodass bereits eine (lineare) Abhängigkeit beider Größen besteht.

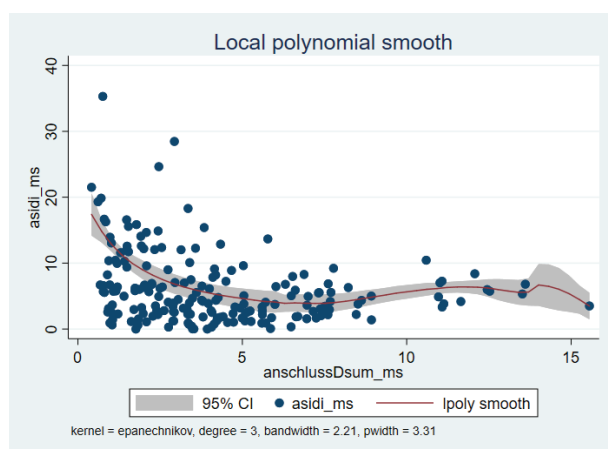


Abbildung 2: Bivariater Zusammenhang ASIDI und Anschlussdichte (Summe über alle Anschlusspunkte in der MS, `anschlussDsum_ms`), gesamte Zeitreihe, gewichtet (Letztverbraucheranzahl).

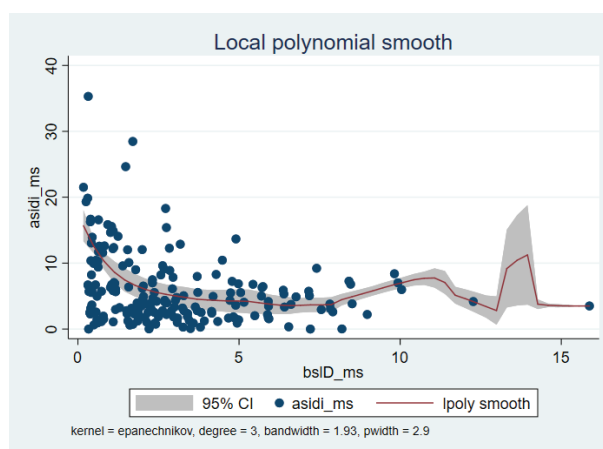


Abbildung 3: Bivariater Zusammenhang ASIDI und Bemessungsscheinleistungsdichte (`bsID_ms`), gesamte Zeitreihe, gewichtet (Letztverbraucheranzahl).

3.3.3 Zwischenfazit

Im Fall der Mittelspannungsebene konnte durch die explorative Datenanalyse die weitgehend exogenen Strukturparameter Last- und Anschlussdichte als erklärende Variablen Zusammenhänge mit der Netzzuverlässigkeit identifizieren, deren Verlauf ingenieurwissenschaftlichen Modellüberlegungen entspricht. Der hyperbolische Zusammenhang wurde somit bestätigt. Dies trifft auch für den Einfluss des weitgehend endogenen Strukturparameters Bemessungsscheinleistungsdichte zu. Im Rahmen der Regressionsanalysen sind nun die Referenzfunktionen zu bestimmen und weiter zu analysieren.

3.4 Die geschlossene Referenzfunktion: Nichtlineare bivariate Modelle

Aufgrund der zuvor beschriebenen Überlegungen und durchgeführten Analysen werden die nachfolgend zu schätzenden Referenzfunktionen unter der Annahme hyperbolischer Zusammenhänge zwischen dem erklärenden Struktureinfluss und der Netzzuverlässigkeit geschätzt, s. Formel 1. Zu schätzen sind die darin

²¹ Vgl. Ladermann 2017, S. 31.

enthaltenen Regressionskoeffizienten a und b sowie der Regressionsexponent c. Dargestellt sind jeweils nur die mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten Modelle.

3.4.1 Lastdichte

Die Lastdichte ist den Ergebnissen der ingenieurwissenschaftlichen bottom-up-Modellen folgend das zentrale Strukturmerkmal bei der Erklärung der Zuverlässigkeitskennzahlenwerte.²² Für die Spezifikation wird der aus den ingenieurwissenschaftlichen Modellen und der explorativen Analyse abgeleitete hyperbolische Zusammenhang zwischen dem ASIDI der Mittelspannung und der (korrigierten) Lastdichte [kW/km²] verwendet. Es ergibt sich folgende Regressionsfunktion (s. Formel 4) mit b und c als Hyperbelkoeffizienten, a als Konstante:

$$\hat{y} = f(x) = a + \frac{b}{x^c} = 1,80 + \frac{76,08}{x^{0,45}}$$

Formel 4: Parametrierter Zusammenhang Netzzuverlässigkeit und Lastdichte in der Mittelspannung.

Tabelle 2 enthält die entsprechenden Koeffizienten, deren zugehörigen Standardfehler (in Klammern) sowie die statistischen Kennzahlen. Die wiedergegebenen Sterne geben das Signifikanzniveau, bzw. die Vertrauenswahrscheinlichkeit an. Die regressionsanalytisch geschätzten Koeffizienten b und c sind mit einer Vertrauenswahrscheinlichkeit von mindestens 95 % statistisch signifikant von Null verschieden und nach den üblichen wissenschaftlichen Kriterien ausreichend präzise geschätzt.²³ Wie zuletzt, trifft diese statistische Signifikanz für die Konstante a nicht zu. Der Exponent c liegt geringfügig unterhalb des erwarteten Wertebereichs von 0,5 bis 1. Das Bestimmtheitsmaß R^2 nimmt mit 0,4 einen Wert an, der mit den bisher ermittelten sowie den in den Gutachten ausgewiesenen Größenordnungen von R^2 vergleichbar ist. Auch wenn es im Vergleich zu den Werten in der Vergangenheit unwesentlich geringer ausfällt. Das Bestimmtheitsmaß als statistisches Gütemaß (Qualitätsmaß) zu $0 \leq R^2 \leq 1$ beschreibt den Anteil der durch das Modell erklärten Varianz der Zielgröße.²⁴ Mit Verweis auf das Folgegutachten 2020 und die darin angesprochenen Wechselwirkungen sind die Ergebnisse plausibel.²⁵

²² Vgl. Folgegutachten 2020, S. 85.

²³ Vgl. ebd., S. 86.

²⁴ Vgl. Hedderich und Sachs 2020, S. 823.

²⁵ Vgl. Folgegutachten 2020, S. 52.

Lastdichte	
	Schätzung
a	1,8029 (2,4528)
b	76,0845 * (37,4699)
c	0,4531 ** (0,1651)
Beobachtungen	195
R ²	0,40
AIC	1.317,44
BIC	1.330,53
Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1	

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 2: Regressionsergebnisse ASIDI, Lastdichte.

3.4.2 Anschlussdichte

Die Ergebnisse für das Modell sind in Tabelle 3 zusammengefasst. Es ergibt sich folgende Regressionsfunktion (s. Formel 5) mit b und c als Hyperbelkoeffizienten, a als Konstante:

$$\hat{y} = f(x) = a + \frac{b}{x^c} = 3,58 + \frac{9,00}{x^{0,88}}$$

Formel 5: Parametrierter Zusammenhang Netzzuverlässigkeit und Anschlussdichte in der Mittelspannung.

Die regressionsanalytisch geschätzten Koeffizienten a, b und c Formel 5 sind zu einer Vertrauenswahrscheinlichkeit von mindestens 95 % statistisch von Null verschieden. Das Bestimmtheitsmaß R² nimmt einen Wert an, der leicht oberhalb des ermittelten Wertes für das Modell Lastdichte liegt. Die Informationskriterien AIC und BIC liefern gleiche Rangfolgen, auch im Vergleich zur Lastdichte. Der geschätzte Exponent c liegt allerdings außerhalb des ingenieurwissenschaftlich plausiblen Wertebereichs. Dieser Wertebereich liegt zwischen -0,5 und 0,5. Auch an dieser Stelle ist ein Rückgang des Exponenten c gegenüber der Analyse im Jahr 2020 zu beobachten. Aus Sicht der Netzplanung beschreibt die Lastdichte die jeweilige Versorgungsaufgabe vollständiger, da der Netzausbau vor allem getrieben durch die anzuschließende Leistung ist. Die anzuschließende Leistung beeinflusst Anzahl und damit indirekt die Länge der Abgänge in den Mittelspannungsnetzen stärker als die Anzahl anzuschließender Kunden, solange die Last nicht auf nur ganz wenige Kunden mit sehr hoher Anschlussleistung konzentriert ist.²⁶

²⁶ Vgl. Folgegutachten 2020, S. 46.

Anschlussdichte	
	Schätzung
a	3,5851 ** (1,2918)
b	8,9981 *** (1,5208)
c	0,8804 *** (0,2331)
Beobachtungen	195
R ²	0,41
AIC	1.314,04
BIC	1.327,13
Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1	
Quelle Bundesnetzagentur	

Tabelle 3: Regressionsergebnisse ASIDI und Anschlussdichte (Anschlusspunkte MS gesamt).

3.4.3 Bemessungsscheinleistungsdichte

Die Ergebnisse für das Modell "Bemessungsscheinleistungsdichte" sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Die regressionsanalytisch geschätzten Koeffizienten a, b und c sind zu einer Vertrauenswahrscheinlichkeit von mindestens 95 % statistisch von Null verschieden. Das Bestimmtheitsmaß R² nimmt einen Wert an, der mit dem für das Modell Lastdichte ermittelten Wert vergleichbar ist. Der Exponent c liegt innerhalb des ingenieurwissenschaftlich plausiblen Wertebereichs. Wie zuvor ist auch hier ein Rückgang des Exponenten c gegenüber der Analyse im Jahr 2020 zu beobachten. Es ergibt sich folgende Regressionsfunktion mit b und c als Hyperbelkoeffizienten, a als Konstante:

$$\hat{y} = f(x) = a + \frac{b}{x^c} = 3,21 + \frac{5,54}{x^{0,65}}$$

Formel 6: Parametrierter Zusammenhang Netzzuverlässigkeit und Bemessungsscheinleistungsdichte in der Mittelspannung.

Die Bemessungsscheinleistung ist eng mit der zeitgleichen Jahreshöchstlast korreliert. Der Korrelationskoeffizient nach Pearson für eine lineare Abhängigkeit der beiden Größen beträgt 0,93, siehe Tabelle 1 Tabelle 5. Insofern ist es nicht überraschend, dass die Regressionsanalyse für diese beiden Parameter ähnliche Ergebnisse liefert. Diese Ergebnisse sprechen zunächst nicht für eine Ablehnung als möglichem Parameter für die Abbildung struktureller Unterschiede bei der Referenzwertermittlung. Kritisch ist jedoch zu werten, dass die Summe der Bemessungsscheinleistungen der Letztverbraucher- und Ortsnetztransformatoren ein relativ hohes Maß an Beeinflussbarkeit durch den Netzbetreiber aufweist. Bei Verwendung dieses Parameters für die Referenzwertermittlung könnte der fragwürdige Anreiz entstehen, durch eine "Verknappung" der Bemessungsscheinleistung, die in einem weiten Bereich keine Auswirkungen auf die Höhe der Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI hat, den unternehmensindividuellen Referenzwert zu

erhöhen und so eine Verbesserung des Qualitätselements zu erreichen.²⁷ Daher und angesichts der ohnehin sehr hohen Korrelation mit der Lastdichte (s. o.) erscheint Bemessungsscheinleistungsdichte dem Strukturparameter Lastdichte in der Eignung für die Referenzwertermittlung klar unterlegen.

Bemessungsscheinleistungsdichte	
	Schätzung
a	3,2113 *
	(1,5164)
b	5,5441 **
	(1,8560)
c	0,6467 **
	(0,2028)
Beobachtungen	195
R ²	0,40
AIC	1.315,47
BIC	1.328,56
Signif. codes: 0 '****' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1	

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 4: Regressionsergebnisse ASIDI, Bemessungsscheinleistung.

3.5 Untersuchung multivariater Zusammenhänge in den Mittelspannungsnetzen

Abschließend werden basierend auf den Untersuchungsergebnissen für einzelne Strukturparameter ausgewählte Kombinationen jeweils zweier Parameter daraufhin untersucht, ob sich durch multiple Regressionsanalyse eine wesentliche Verbesserung erzielen lässt. Konkret werden Linearkombinationen von Strukturparametern betrachtet, für die die einfache Regression jeweils grundsätzlich plausible Schätzfunktionen liefert und die nicht – wie die Bemessungsscheinleistung – aufgrund ihrer starken Endogenität als Parameter für die Referenzwertermittlung ausgeschlossen werden. Neben der Lastdichte sind dies grundsätzlich die Strukturparameter Anschlussdichte oder Elementarlast. Um Scheinsignifikanzen zu vermeiden, muss bei multiplen Regressionsanalysen zunächst die wechselseitige Korrelation von einzelnen Strukturparametern überprüft werden, s. Tabelle 5.

Dazu wird der Korrelationskoeffizient nach Pearson ausgewertet. Tabelle 5 zeigt, dass die betrachteten Strukturparameter unterschiedlich hohe Korrelationen untereinander aufweisen. Im Falle eines signifikanten Erklärungsbeitrags ergänzt die Variable das Basismodell (Lastdichte) und es wird analog mit den übrigen Variablen verfahren.

²⁷ Vgl. Ladermann 2017, S. 43.

Korrelationskoeffizienten				
	Lastdichte MS	Anschlussdichte MS	BSL-Dichte MS ¹⁾	Elementarlast MS
Lastdichte MS	1			
Anschlussdichte MS	0,94	1		
BSL-Dichte MS	0,95	0,93	1	
Elementarlast MS	-0,05	-0,18	-0,15	1

1) Bemessungsscheinleistungsdichte

Quelle Bundesnetzagentur

Tabelle 5: Korrelationskoeffizienten verschiedener Strukturparameter in der Mittelspannungsnetze.

Bereits aufgrund dieses Ergebnisses ist eine zusätzliche Erkenntnis durch eine multiple Regression ausschließlich mit dem Strukturparameter Elementarlast zu erwarten.

3.5.1 Erweiterung der Lastdichte um die Elementarlast

Die Ergebnisse für das Modell sind in Tabelle 6 zusammengefasst. Es ergibt sich folgende Regressionsfunktion mit b, c und d als Hyperbelkoeffizienten, a als Konstante (Formel 7):

$$\hat{y} = f(x) = a + \frac{b}{x^c} + d \cdot z = 1,80 + \frac{76,18}{x^{0,45}} + 0,01 \cdot z$$

Formel 7: Multivariater Zusammenhang der Netzzuverlässigkeit, Lastdichte und Elementarlast (Mittelspannung).

Dabei ist:

$\hat{y}$ Zu erklärende Variable, Erwartungswerte für die Zuverlässigkeitskennzahl, Referenzwert.

a, b, c, d Zu schätzende Regressionskoeffizienten.

x, z Erklärende Variablen, beobachteter Strukturparameter (x für Lastdichte und z für Elementarlast).

Es zeigt sich, dass nur die regressionsanalytisch geschätzten Koeffizienten b und c zu einer Vertrauenswahrscheinlichkeit von mindestens 95 % statistisch von Null verschieden sind. Für alle verbleibenden Koeffizienten trifft dies nicht zu. Das Bestimmtheitsmaß R^2 zeigt keine Verbesserung gegenüber dem Basismodell "Lastdichte". Darüber hinaus ergeben sich im Vergleich zur Basismodell mit AIC = 1.317,44 und BIC = 1.330,53 keine Verbesserungen bzw. leichte Verschlechterungen für das erweiterte Modell (AIC = 1.319,43 und BIC = 1.335,79). Ziel der Modellbildung ist es, einen möglichst kleinen Wert für das Informationskriterium AIC (bzw. BIC) zu erhalten.²⁸ Das bedeutet, dass die Ergebnisse hinsichtlich der

²⁸ Vgl. Hedderich und Sachs 2020, S. 838.

Erweiterung um die Variable Elementarlast keinen zusätzlichen Erklärungsgehalt gegenüber der Basispezifikation (Lastdichte) liefern.

Multivariates Modell	
	Lastdichte und Elementarlast
	1,7970
a	(2,4546)
	76,1807 *
b	(37,6561)
	0,4536 **
c	(0,1657)
	0,0127
d	(0,1259)
Beobachtungen	195
R ²	0,40
AIC	1.319,43
BIC	1.335,79
Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1	
Quelle Bundesnetzagentur	

Tabelle 6: Ergebnisse hinsichtlich der Erweiterung um die Variable Elementarlast.

3.5.2 Zwischenfazit

Vergleichbar den bisher durchgeführten Untersuchungen bleibt im Ergebnis festzuhalten, dass ein Erweiterungsschritt keine Verbesserung des bivariaten Basismodells der Schätzung des Einflusses der Lastdichte auf die Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI darstellt. Der hyperbolische Funktionszusammenhang des Basismodells ist dabei sowohl aus ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen und quantitativen Abschätzungen als auch aus explorativen Analyseverfahren abgeleitet.

4 Ergebnisse für die Niederspannungsnetze

Die Referenzwerte für die Niederspannungsnetze konnten bislang nicht auf Basis eines Zusammenhangs der Zuverlässigkeitskennzahlenwerte SAIDI mit einer geeigneten Strukturgröße bestimmt werden. Dies liegt darin begründet, dass, trotz umfangreicher Analysen, kein geeigneter Strukturparameter zur Abbildung struktureller Unterschiede identifiziert werden konnte.²⁹ Die Festlegung über die Datenerhebung mit dem Az. BK8/23-001-A vom 8. März 2023 trägt diesem Umstand Rechnung, indem sie, auch um den Erhebungs- und Verwaltungsaufwand nach Möglichkeit zu begrenzen, auf die Erhebung entsprechender Strukturgrößen der Niederspannungsnetze verzichtet. Die Referenzwerte für die Niederspannungsnetze ergeben sich somit aus einem Mittelwert, der über alle den Niederspannungsnetzen zurechenbaren SAIDI-Werte zu bestimmen ist. Für das Qualitätselement 2024 sind dabei die Werte aus den Kalenderjahren 2020 bis 2022 zu verwenden. Dieser Mittelwert über alle SAIDI-Werte ist des Weiteren mit der Anzahl der an die NS und MS/NS angeschlossenen Letztverbraucher zu gewichten. Aus diesen Daten ergibt sich der gewichtete SAIDI-Mittelwert in Höhe von rd. 4,021 min/a und dieser gilt als einheitlicher Referenzwert für alle betrachteten Niederspannungsnetze.

Abbildung 4 zeigt die Zuverlässigkeitskennzahlenwerte (SAIDI-Werte) der 196 betrachteten Niederspannungsnetze im Vergleich mit dem aus diesen Daten gebildeten gewichteten Mittelwert. Der gewichtete Mittelwert wird als Referenzwert für die SAIDI-Werte in den Niederspannungsnetzen herangezogen.

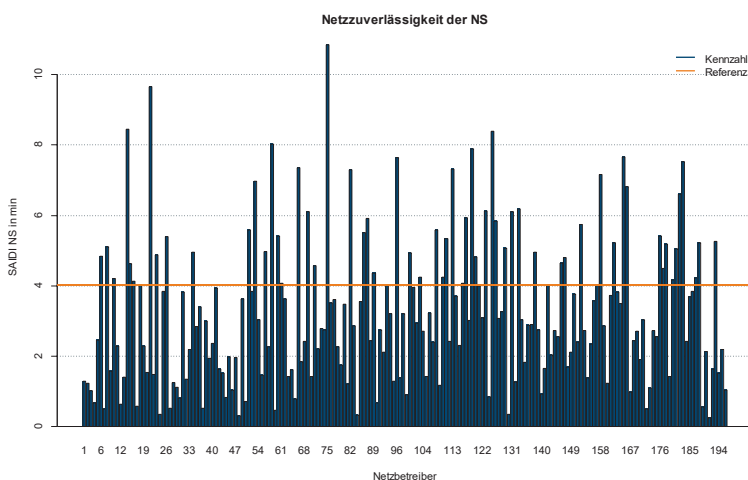


Abbildung 4: SAIDI-Werte der Niederspannungsnetze im Vergleich zu deren einheitlichem Referenzwert.

²⁹ Vgl. Ladermann 2017, S. 49; Folgegutachten 2020, 60.

5 Ermittlung des Monetarisierungsfaktors

Folgender Abschnitt zeigt die Vorgehensweise bei der Bestimmung des Monetarisierungsfaktors (Anreizrate m) für die Qualitätselemente 2024. Diese orientiert sich am Ausgangsgutachten 2010.³⁰

5.1 Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich

Wert der Freizeit für Erwerbstätige

Formel	Bezeichnung	Einheit	2020	2021	2022
a	Bevölkerung	Personen	83.161.000	83.196.000	83.798.000
a_{Erw}	Anzahl erwerbstätigen Personen	Personen	44.818.000	44.868.000	45.457.000
$b = s * 8760$	Anteil Freizeit am Jahr	Std.	2.371,68	2.365,20	2.365,20
s	Durchschnittlicher Anteil der Freizeit pro Tag	%	27	27	27
f	Arbeitsstunden pro Erwerbstätiger	h/Jahr	1.315,90	1.347,60	1.346,80
$d_{\text{Erw}} = a_{\text{Erw}} * b / 10^9$	Gesamtmenge Freizeit Erwerbstätige	Mrd. Std.	106,29	106,12	107,51
$g = a_{\text{Erw}} * f / 10^9$	Gesamtmenge Arbeitszeit	Mrd. Std.	58,98	60,46	61,22
e	Gesamtnettolohn	Mrd. €	1.021,07	1.062,86	1.118,80
$h = e / g$	Nettostundenlohn pro Erwerbstätigen	€/h	17,31	17,58	18,27
i_{Erw}	Verhältnis Wert der Freizeit / Nettostundenlohn Erwerbstätige		1	1	1
$j_{\text{Erw}} = h * i_{\text{Erw}}$	Wert der Freizeit Erwerbstätige	€/h	17,31	17,58	18,27
$k_{\text{Erw}} = j * d$	Gesamtwert Freizeit Erwerbstätige	Mrd. €	1.840,29	1.865,45	1.964,80

Quelle: Bundesnetzagentur, Datenquelle s. Tabelle 10

Tabelle 7: Wert der Freizeit für Erwerbstätige.

³⁰ Vgl. Ausgangsgutachten 2010, S. 99ff.

Wert der Freizeit für Erwerbslose und Nichterwerbstätige

Formel	Bezeichnung	Einheit	2020	2021	2022
$a_{NErw} = a - a_{Erw}$	Anzahl				
	Erwerbslosen & nicht-erwerbstätigen	Personen	38.343.000	38.328.000	38.341.000
c (=f)	Personen				
	zusätzl. entfallende Arbeitszeit bei Nicht-Erwerbstätigen	Std.	1.315,90	1.347,60	1.346,80
$d_{NErw} = a_{NErw} * (b + c) / 10^9$	Gesamtmenge				
	Freizeit Nicht-Erwerbstätige	Mrd. Std.	141,39	142,30	142,32
i_{NErw}	Verhältnis Wert der Freizeit /				
	Nettostundenlohn		0,5	0,5	0,5
$j_{NErw} = h * i_{NErw}$	Nicht-Erwerbstätige				
	Wert der Freizeit	€/h	8,66	8,79	9,14
$k_{NErw} = j * d$	Nicht-Erwerbstätige				
	Gesamtwert Freizeit	Mrd. €	1.223,99	1.250,74	1.300,44

Quelle: Bundesnetzagentur, Datenquelle s. Tabelle 10

Tabelle 8: Wert der Freizeit für Erwerbslose und Nichterwerbstätige.

Gesamtwert Freizeit

Formel	Bezeichnung	Einheit	2020	2021	2022
k_{Erw}	Gesamtwert Freizeit				
	Erwerbstätige	Mrd. €	1.840,29	1.865,45	1.964,80
k_{NErw}	Gesamtwert Freizeit				
	Nicht-Erwerbstätige	Mrd. €	1.223,99	1.250,74	1.300,44
$k = k_{Erw} + k_{NErw}$	Gesamtwert Freizeit	Mrd. €	3.064,28	3.116,19	3.265,24
l	Stromverbrauch				
	Haushalte	Mrd. kWh	127,40	138,50	139,30
$m = k / l$	Value of Lost Load	€/kWh	24,05	22,50	23,44

Quelle: Bundesnetzagentur, Datenquelle s. Tabelle 10

Tabelle 9: Gesamtwert Freizeit.

Quellenangabe für die Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich.

Variable	Bezeichnung	Quelle
a	Bevölkerung	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Bevölkerung, Erwerbstätigkeit: Deutschland, Jahre (81000-0011) Stand: 07.11.2023 / 16:43:25 https://www-genesis.destatis.de
a _{Erw}	Anzahl erwerbstätigen Personen	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Bevölkerung, Erwerbstätigkeit: Deutschland, Jahre (81000-0011) Stand: 07.11.2023 / 16:43:25 https://www-genesis.destatis.de
s	Share of Leisure time in average per day	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)
f (=c)	Arbeitsstunden pro Erwerbstätiger	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Erwerbstätigkeit, Löhne und Gehälter, Arbeitsstunden: Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche (81000-0015) Stand: 07.11.2023 / 16:44:54 https://www-genesis.destatis.de
e	Gesamtnetto Lohn	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Arbeitnehmerentgelt, Löhne und Gehälter (Inländerkonzept): Deutschland, Jahre (81000-0007) Stand: 07.11.2023 / 16:41:37 https://www-genesis.destatis.de
l	Stromverbrauch Haushalte	Quelle: AGEB Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022, S. 38 Stand: 06.03.2023 Aufgerufen am 20.07.2023 https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/06/AGEB_Jahresbericht2022_20230615_dt.pdf

Tabelle 10: Quellenangabe für die Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich.

5.2 Makroökonomische Analyse der Ausfallkosten in der Industrie

Bruttowertschöpfung 2020-2022³¹

Bruttowertschöpfung / Wirtschaftsbereiche	Einheit	2020	2021	2022
Bruttowertschöpfung gesamt	Mrd. EUR	3.086,38	3.276,38	3.509,63
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	Mrd. EUR	25,15	25,75	35,67
Produzierendes Gewerbe ohne Baugewerbe	Mrd. EUR	740,90	806,01	841,84
Baugewerbe	Mrd. EUR	168,15	171,94	201,10
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mrd. EUR	2.152,18	2.272,68	2.431,01

Quelle: Destatis - Genisis Datenbank

Tabelle 11: Bruttowertschöpfung 2020-2022.

Stromverbrauch 2020-2022³²

Stromverbrauch nach Wirtschaftsbereichen	Einheit	2020	2021	2022
Industrie	Mrd. kWh	206,7	214,4	188,5
Verkehr	Mrd. kWh	11,5	12,9	12,3
Haushalte	Mrd. kWh	127,4	138,5	139,3
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mrd. kWh	136,1	128,8	133,2

Quelle: AG Energiebilanzen a.V. 2023

Tabelle 12: Stromverbrauch 2020-2022.

³¹ Vgl. Destatis – Genisis Datenbank: VGR des Bundes – Bruttowertschöpfung (nominal/preisbereinigt): Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche (81000-0013); Stand: 07.11.2023 / 16:44:10; <https://www-genesis.destatis.de>.

³² Vgl. Buttermann 2023, S. 38; Aufgerufen am 07.11.2023; https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/06/AGEB_Jahresbericht2022_20230615_dt.pdf.

Aufteilung des Stromverbrauches auf Sektoren 2020–2022³³

Aufgrund Nichtverfügbarkeit werden die Daten des Jahres 2020 für 2020, 2021 und 2022 verwendet werden.

Sektor	TJ	Anteil am Gesamtstrom- verbrauch	Anteil Non- Residential
Industry	759.920	0,44	0,60
Transport	40.093	0,02	0,03
Commercial Public services	451.271	0,26	0,36
Residential	457.315	0,26	
Agricultural, Forestry, Fishing	18.731	0,01	0,01
Gesamt	1.727.330		
Gesamt Non-Residential	1.270.015		

Quelle: International Energy Agency

Tabelle 13: Aufteilung des Stromverbrauches auf Sektoren 2020–2022.

Zwischenergebnisse zum Monetarisierungsfaktor nach Sektoren

	2020			2021			2022		
	Bruttowert- schöpfung [Mrd. EUR]	Strom- verbrauch [GWh]	Value of Lost Load [€/kWh]	Bruttowert- schöpfung [Mrd. EUR]	Strom- verbrauch [GWh]	Value of Lost Load [€/kWh]	Bruttowert- schöpfung [Mrd. EUR]	Strom- verbrauch [GWh]	Value of Lost Load [€/kWh]
Industrie	740,90	211.997,23	3,49	806,01	213.074,26	3,78	841,84	199.850,62	4,21
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	25,15	5.225,44	4,81	25,75	5.251,99	4,90	35,67	4.926,05	7,24
Gewerbe / Handel / Dienstleistungen	2.320,33	137.077,33	16,93	2.444,62	137.773,74	17,74	2.632,11	129.223,34	20,37
Haushalte	3.064,28	127.400,00	24,05	3.116,19	138.500,00	22,50	3.265,24	139.300,00	23,44
Gesamt Industrie, Landwirtschaft, Fischerei, Handel, Gewerbe, Dienstleistungen, Transport	3.086,38	354.300,00	8,71	3.276,38	356.100,00	9,20	3.509,63	334.000,00	10,51
Gesamt	6.150,66	481.700,00	12,77	6.392,57	494.600,00	12,92	6.774,87	473.300,00	14,31

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 14: Zwischenergebnisse zum Monetarisierungsfaktor nach Sektoren.

³³ Vgl. International Energy Agency - Electricity consumption by sector, Germany 1990-2020; <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>; Aufgerufen am: 07.11.2023 18:19.

Durchschnittliche Last³⁴

	2020	2021	2022
Stromverbrauch [GWh]	481.700	494.600	473.300
Endkunden Deutschland	45.900.000	45.900.000	45.900.000
Anzahl der Jahresstunden	8.784	8.760	8.760
Durchschnittliche Last pro Endkunde pro Jahr [kW/Kunde/a]	1,19	1,23	1,18

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 15: Durchschnittliche Last.

Monetarisierungsfaktor

Jahr	Value of Lost Load [€/kWh]	Durchschnittliche Last [kW/Kunde/a]	Monetarisierungsfaktor [€/Stunde/Kunde/Jahr]	Monetarisierungsfaktor [€/Minute/Kunde/Jahr]
2020	12,77	1,19	15,26	0,25
2021	12,92	1,23	15,90	0,26
2022	14,31	1,18	16,85	0,28
Mittelwert			16,00	0,27

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 16: Monetarisierungsfaktor.

³⁴ Quellenangabe für Endkunden in Deutschland, vgl. Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V. [BDEW] 2022 und BDEW 2021.

6 Zusammenfassung

In den Mittelspannungsnetzen erfolgt die Bestimmung der Referenzwerte für deren Zuverlässigkeitskennzahlenwerte (ASIDI-Werte) auf Basis eines funktionalen Zusammenhangs, unter Verwendung des Strukturparameters Lastdichte. Die Lastdichte dient dabei der Berücksichtigung struktureller Unterschiede gemäß § 20 Abs. 2 ARegV. Der Parameter ist weiterhin geeignet, bestehende Unterschiede innerhalb der ASIDI-Werte zu erklären. Die Referenzwerte sind dementsprechend aus einem hyperbolischen Zusammenhang der ASIDI- und Lastdichtewerte zu bestimmen. Das bedeutet, dass in Abhängigkeit von der Lastdichte netzbetreiberindividuelle Referenzwerte für die Mittelspannungsnetze zu bestimmen sind. Die Gewichtung des Zusammenhangs erfolgt mit der Anzahl der an die NS-, MS/NS-, MS und HS/MS angeschlossenen Letztverbraucher. Die individuellen Referenzwerte y ergeben sich aus der nachfolgend angegebenen Formel 8, die Lastdichte trägt darin das Formelzeichen x , a , b und c sind die regressionsanalytisch ermittelten Koeffizienten.

$$\hat{y} = f(x) = a + \frac{b}{x^c} = 1,80 + \frac{76,08}{x^{0,45}}$$

Formel 8: Zusammenhang aus Netzzuverlässigkeit und Lastdichte zur Bestimmung der Referenzwerte in der Mittelspannung.

Demgegenüber sind die individuellen SAIDI-Werte der Niederspannungsnetze einem einheitlichen Referenzwert entgegenzustellen. Dieser ergibt sich aus dem mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten Mittelwert der SAIDI-Werte zu rd. 4,021 min/a.

Der Monetarisierungsfaktor m (bzw. Anreizrate) wird auf Grundlage der aktualisierten Datenbasis zu 0,27 €/min/Letzterverbraucher/a bestimmt.

Die hier gefundenen Ergebnisse sind mit den in der Vergangenheit ermittelten Qualitätselementen vergleichbar.

7 Literaturverzeichnis

American National Standards Institute; IEEE Power Engineering Society; IEEE-SA Standards Board; Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE Std 1366-2003, 14.05.2004: IEEE guide for electric power distribution reliability indices. New York, NY: Institute of Electrical and Electronics Engineers. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=9113>, Stand: 22.11.2023.

Ausgangsgutachten (2010): Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze. Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur. Endbericht. Consentec - Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH; Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH); Frontier Economics Limited. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/GA_consentec_KonzeptionUndAusgestaltungQ-Element.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Stand: 08.09.2023.

BK8-23/006-A - Entwurf. Einleitung eines Verfahrens und Konsultation zur Festlegung über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die vierte Regulierungsperiode. Methodikbeschluss für die Jahre 2024-2028 (2023). In: Amtsblatt 19. Amtsblatt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 19/2023 (19/2023, 19). Bonn, S. 1261–1293. URL: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/AmtsblattPublikationen/Amtsblatt/Einzeldownloads/amtsblatt_19.pdf, Stand: 22.11.2023.

Bundesnetzagentur (08.03.2023): Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV, BK8-23/001-A, vom Beschluss. In: Amtsblatt 05. Amtsblatt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (05/2023, 05). Bonn, Stand: 22.11.2023.

Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) (2021): Energiemarkt Deutschland 2021. Berlin (ISSN 1866-6728).

Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) (2022): Stromzahlen 2022. Der deutsche Strommarkt auf einen Blick. Berlin.

Buttermann, Hans Georg (2023): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. Berlin. URL: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/06/AGEB_Jahresbericht2022_20230615_dt.pdf, Stand: 22.11.2023.

Folgegutachten (2020): Konzeptionierung eines Qualitätselementes. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur. E-Bridge Consulting GmbH; Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH); Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH Mannheim (ZEW). URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/GA_ebridge_KonzeptionUndAusgestaltungQ-Element.pdf, Stand: 22.11.2023.

tionen/Netzentgelte/Strom/Qualitäts-element/GutachtenKonzeptQElement.pdf;jsessionid=790BECCC5C339CBFA9BDA27190461CC2?__blob=publicationFile&v=1, Stand: 22.11.2023.

Hedderich, Jürgen; Sachs, Lothar (2020): Angewandte Statistik. Methodensammlung mit R. 17. Aufl. (Lehrbuch). Berlin: Springer.

Ladermann, Alexander (2017): Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017 -2018. Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur. Consentec - Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH. URL:

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitäts-element/Bestimmung_der_Referenzwerte_f%C3%BCr_das_Qualit%C3%A4tselement2017-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Stand: 22.11.2023.

Schröders, Christian; Krah, Simon Cornelius; Moser (2012): Mittelspannungsnetze: Planungsgrundsätze im Kontext der Qualitätsregulierung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen: et (7), S. 41–44.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bivariater Zusammenhang ASIDI und Lastdichte (lastD_ms), gesamte Zeitreihe, gewichtet (Letztverbraucheranzahl).....	10
Abbildung 2: Bivariater Zusammenhang ASIDI und Anschlussdichte (Summe über alle Anschlusspunkte in der MS, anschlussDsum_ms), gesamte Zeitreihe, gewichtet (Letztverbraucheranzahl).	11
Abbildung 3: Bivariater Zusammenhang ASIDI und Bemessungsscheinleistungsdichte (bslD_ms), gesamte Zeitreihe, gewichtet (Letztverbraucheranzahl).....	11
Abbildung 4: SAIDI-Werte der Niederspannungsnetze im Vergleich zu deren einheitlichem Referenzwert.....	18

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Erwartete Funktionsverläufe und Wertebereiche der Koeffizienten a und b sowie des Exponenten c bei Verwendung flächenbezogener Strukturparameter (Dichteparameter)	7
Tabelle 2: Regressionsergebnisse ASIDI, Lastdichte.	13
Tabelle 3: Regressionsergebnisse ASIDI und Anschlussdichte (Anschlusspunkte MS gesamt).....	14
Tabelle 4: Regressionsergebnisse ASIDI, Bemessungsscheinleistung.	15
Tabelle 5: Korrelationskoeffizienten verschiedener Strukturparameter in der Mittelspannungsnetze.....	16
Tabelle 6: Ergebnisse hinsichtlich der Erweiterung um die Variable Elementarlast.	17
Tabelle 7: Wert der Freizeit für Erwerbstätige.....	19
Tabelle 8: Wert der Freizeit für Erwerbslose und Nichterwerbstätige.....	20
Tabelle 9: Gesamtwert Freizeit.....	20
Tabelle 10: Quellenangabe für die Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich.	21
Tabelle 11: Bruttowertschöpfung 2020-2022.....	22
Tabelle 12: Stromverbrauch 2020-2022.	22
Tabelle 13: Aufteilung des Stromverbrauches auf Sektoren 2020-2022.....	23
Tabelle 14: Zwischenergebnisse zum Monetarisierungsfaktor nach Sektoren.....	23
Tabelle 15: Durchschnittliche Last.....	24
Tabelle 16: Monetarisierungsfaktor	24

Abkürzungsverzeichnis

AIC	Akaike Information Criterion (statistisches Informationskriterium)
ASIDI	Average System Interruption Duration Index (Netzzuverlässigkeitskennzahl der Mittelspannungsnetze)
BIC	Bayesian Information Criterion (statistisches Informationskriterium)
BK8	Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur – Netzentgelte Strom
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSL	Bemessungsscheinleistung in Megavoltampere (MVA)
HS/MS	Umspannnetzebene Mittel- zu Niederspannung
IEA	International Energy Agency (internationale Energieagentur)
MS	Mittelspannungsnetz
MS/NS	Umspannnetzebene Mittel- zu Niederspannung
NS	Niederspannungsnetz
R^2	Bestimmtheitsmaß (statistisches Gütemaß)
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (Netzzuverlässigkeitskennzahl der Niederspannungsnetze)
Std.	Stunde
TJ	Thetajoule (Einheit für Energie)
VNB	Betreiber eines Verteilernetzes (hier: eines Elektrizitätsverteilernetzes)

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Beschlusskammer 8/Referat 611

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

poststelle.bk8@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-0

Stand

23.11.2023

Druck

Bundesnetzagentur

Text

Beschlusskammer 8/Referat 611