

HESSEN



Regulierungskammer Hessen

**Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich
der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze
für das Jahr 2025
(Q-Element Individualbeschluss 2025)**

Inhalt

B E S C H L U S S	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	11
6. Kappungsgrenze	11
7. Netzübergänge	11
IV. Individuelles Qualitätselement für das Kalenderjahr 2025	12
1. Ermittelte Kennzahlen	12
2. Ermittelter Referenzwert	12
2.1 Mittelspannung	12
2.2 Niederspannung	12
2.3 Ermittelter Bonus/Malus	12
2.4 Kappungsgrenze	13
2.5 Anpassung der Erlösobergrenzen	14
V. Entscheidung über die Kosten	14
VI. Anlagen	14
Rechtsbehelfsbelehrung	15

Regulierungskammer Hessen

Aktenzeichen: 0458-RKH-023-a-10-06-00007#002

Beschluss-Nummer: 126/2025

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 2025**

hat die

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

- RegKH -

durch die stellvertretende Vorsitzende
den Beisitzer
und die Beisitzerin

Claudia Falb,
Christoph Milan Petschuch
Eva-Maria Schramm

gegenüber der

GGEW Bergstraße AG
Dammstraße 68
64625 Bensheim

gesetzlich vertreten durch den Vorstand Herrn Carsten Hoffmann

- Netzbetreiber-

am 02.07.2025 beschlossen:

1. Der kalenderjährlichen Erlösobergrenze des Kalenderjahres 2025 wird ein **Bonus i. H. v. 213.015 €** 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 2021, 2022 und 2023 gebildet.
4. Entsprechend der Vorgaben des Methodikbeschlusses erfolgt die Bestimmung der Lastdichte als Durchschnittswert der Kalenderjahre 2021, 2022 und 2023.
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 2021 bis 2023 und mit dem Monetarisierungsfaktor (vgl. Ziffer 6) multipliziert
6. Der Monetarisierungsfaktor m beträgt 0,29 €/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 2025 ergebende individuelle Qualitätselement rückwirkend zum 01.01.2025 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, berücksichtigt.¹

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 2025 getroffen.

2. Anhörung

Die RegKH hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 24.04.2025 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der RegKH zu äußern. Der Netzbetreiber hat davon abgesehen, Stellung zu nehmen.

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. Verordnungsgeber 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 02.09.2021 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“ (Art. 41 Abs. 6 Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 Richtlinie (EU) 2019/944) festgelegt oder genehmigt werden. 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. Auf die Erlösobergrenze können gemäß § 19 Abs. 1 ARegV Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit von Kennzahlenvorgaben (Referenzwerten) abweichen.

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 22.02.2006 (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 2021, 2022 und 2023 zu melden. Die Daten aus den Kalenderjahren 2021 und 2022 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 2021 und 2022, auch die zum Zeitpunkt der Datenerhebung relevanten Daten zu den Versorgungsunterbrechungen des Kalenderjahres 2023 zur Bestimmung des Q-Elementes 2025 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 2021-2023) und des Bundesamtes für Gewässerkunde bzw. der zuständigen Landesämter (Hochwasserauswertungen der Jahre 2021 bis 2023) 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 geeignet, gebietsstrukturelle Unterschiede bei der Referenzwertermittlung für das Qualitätselement abzubilden (siehe Anlage 1 zum Methodikbeschluss, Aktenzeichen BK8-23/006-A).

Auf Grundlage der Daten der Kalenderjahre 2021, 2022 und 2023 wurden für das Qualitätselement des Kalenderjahres 2025 die nachstehenden Werte für die Regressionskonstanten a, b und c für die verwendete Regressionsfunktion ermittelt:

$$\hat{y} = f(x) = \frac{b}{x^c} + a = \frac{55,54252}{x^{0,33445}} - 0,18003$$

Der Regressionskoeffizient c liegt hierbei im Optimum bei 0,33 und somit innerhalb 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 $R^2 = 0,3623$. 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. Die Bestimmung des Referenzwertes auf Grundlage der Daten der Kalenderjahre 2021, 2022 und 2023 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 (siehe Anlage 1 zum Methodikbeschluss). Auf dieser Basis wurde ein einheitlicher Referenzwert in Höhe von 4,11674 min/a für die Niederspannung bestimmt. Dieser Wert ergibt sich aufgrund der Daten aus den Kalenderjahren 2021, 2022 und 2023, entsprechend der in Tenor-Nr. 8 des Methodikbeschlusses angegeben 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 m von nunmehr $m = 0,29 \text{ €/min/LV/a}$ begründet.

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 2025 ermittelte Zu- oder Abschlag bzw. Anteile davon können im Wege des Verfahrens nach § 26 ARegV übertragen werden.

IV. Individuelles Qualitätselement für das Kalenderjahr 2025

Im Folgenden wird das netzbetreiberindividuelle Qualitätselement für das Kalenderjahr 2025 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 2021 bis 2023 im Mittel ein SAIDI in Höhe von 0,92955 und ein ASIDI in Höhe von 0,53821 herangezogen worden (Anlage 1).

2. Ermittelter Referenzwert

2.1 Mittelspannung

In die Regressionsberechnung ist eine Lastdichte des Netzbetreibers von 422,89504 kW pro km² (Anlage 1) eingegangen.

Auf dieser Grundlage wurde für den Netzbetreiber in der Mittelspannungsebene ein Referenzwert von 7,17002 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 4,11674 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 ein Bonus in Höhe von 143.912 €.

Dabei wurden für die Mittelspannungsebene folgende Daten zu Grunde gelegt:

- $Y_{ind}^{(Ref)}$: 7,17002 min/a
- $ASIDI_i$: 0,53821
- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher (inkl. aller nachgelagerten eigenen Netz- und Umspannebenen) der Kalenderjahre 2021 bis 2023: 74.829

Für die Niederspannungsebene ergibt sich somit ein Bonus in Höhe von 69.103 €.

Dabei wurden für die Niederspannungsebene folgende Daten zu Grunde gelegt:

- $Y^{(Ref)}$: 4,11674
- SAIDI: 0,92955
- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher der Kalenderjahre 2021 bis 2023: 74.764
- Monetarisierungsfaktor m: 0,29 €/a/min/LV

Für die Nieder- und Mittelspannungsebene ermittelt sich demnach insgesamt ein Bonus in Höhe von 213.015 €.

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 2025 ist um den folgenden Betrag zu erhöhen:

ERLÖSOBERGRENZEN- ANPASSUNG DES KALENDERJAHRES 2025
213.015 €

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 Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. § 87b Absatz 3 Verwaltungsgerichtsordnung (VwGO) ist entsprechend anzuwenden.

Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Wiesbaden, den 02.07.2025

Dokument unterschrieben
von: Falb, Claudia
am: 02.07.2025 08:31
Ort: Wiesbaden



Claudia Falb

Stellvertretende Vorsitzende

Dokument unterschrieben
von: Petschuch, Christoph Milan
am: 02.07.2025 08:48
Ort: Wiesbaden



Christoph Milan Petschuch

Beisitzer

Dokument unterschrieben
von: Schramm, Eva-Maria Brigitte Jutta
am: 02.07.2025 08:39
Ort: Wiesbaden



Eva-Maria Schramm

Beisitzerin

Datenblatt zum Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom 2025

1 Allgemeine Informationen

Name des Netzbetreibers	GGEW, Gruppen-Gas- und Elektrizitätswerk Bergstraße AG
Betriebsnummer	10000495
Netznummer	1
Monetarisierungsfaktor (m)	0,29 €/a/min/LV
Relevante Erlösobergrenze ¹	

2 Daten der Niederspannung

2.1 Anzahl der an die eigene Niederspannung angeschlossenen Letztverbraucher

Jahr	2021	2022	2023
Anzahl NS	74.044	74.759	74.821
Anzahl MS/NS	224	223	220
Arithmetischer Mittelwert ²	74.763,66667		

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

Jahr	2021	2022	2023
SAIDI	1,07497	1,20793	0,50576
Arithmetischer Mittelwert	0,92955		

2.3 Ergebnisse Niederspannung

Referenzwert	4,11674 min/a
Abweichung vom Referenzwert	3,18720 min/a
Anteil Qualitätselement ³	69.102,95 €/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 der Kappung.

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

Jahr	2021	2022	2023
Anzahl MS	64	65	66
Anzahl HS/MS	0	0	0
Arithmetischer Mittelwert ⁴	74.828,66667		

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

Jahr	2021	2022	2023
ASIDI	0,25631	1,00974	0,34857
Arithmetischer Mittelwert	0,53821		

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

Jahr	2021	2022	2023
Jahreshöchstlast	99.607,00000	93.899,00000	91.225,00000

3.4 Geografische Fläche [km²]

Jahr	2021	2022	2023
Geografische Fläche	224,43000	224,43000	224,43000

3.5 Lastdichte [kW/km²]

Arithmetischer Mittelwert	422,89504
---------------------------	-----------

3.6 Ergebnisse Mittelspannung

Individueller Referenzwert	7,17002 min/a
Abweichung vom Referenzwert	6,63180 min/a
Anteil Qualitätselement ⁵	143.912,30 €/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	213.015,25 €/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	2021	2022	2023
Bemessungsscheinleistung [MVA]	382,34500	388,74500	395,01000

⁶ Nach der Kappung.

Berichtsentwurf zur Bestimmung des Qualitätselementes 2025

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

Stand: 10.10.2024

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

Referat Anreizregulierung/Vergleichsverfahren, Beschlusskammer 8

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: poststelle.bk8@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 der Einflussvariable Lastdichte auf die Nichtverfügbarkeit der Mittelspannungsnetze	10
3.4 Die geschlossene Lastdichtefunktion als nichtlineares, bivariates Modell	11
3.4.1 Zwischenfazit	13
4 Ergebnisse für die Niederspannungsnetze	14
5 Ermittlung des Monetarisierungsfaktors	15
5.1 Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich	15
5.2 Makroökonomische Analyse der Ausfallkosten in der Industrie	18
6 Zusammenfassung	21
7 Literaturverzeichnis	23
Abbildungsverzeichnis	25
Tabellenverzeichnis	26
Abkürzungsverzeichnis	27
Impressum	29

1 Vorbemerkungen

Vor dem Hintergrund der angestrebten Festsetzung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom für das Kalenderjahr 2025 beschreibt der vorliegende Bericht die Vorgehensweise zu dessen Ermittlung. Betrachtet werden dabei ausschließlich die Nieder- und die Mittelspannungsnetze von insgesamt 198 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 mit dem Aktenzeichen 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 der Kennzahlenvorgaben (Referenzwerte der Zuverlässigkeitskennzahlen) 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 2023, S. 1625.

2 Verwendete Datengrundlage

Den in diesem Bericht beschriebenen Analysen liegen die Daten der Kalenderjahre 2021 bis 2023 zugrunde. Entsprechend der Festlegung zur Datenerhebung mit dem Aktenzeichen 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 Vollständigkeitsprüfungen, netzbetreiberspezifische Abgleiche mit vorliegenden Daten aus anderweitig erhobenen Abfragen, beispielsweise aus den Erhebungen zur Bestimmung der Qualitätselemente oder der Effizienzwerte sowie den Veröffentlichungen der Netzbetreiber nach § 23c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Ebenso führte sie Abgleiche mit Datenmeldungen zu den Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG der Jahre 2021 bis 2023 durch. Daneben waren auch Logik- und Kennzahlenprüfungen Teil des Plausibilisierungsprogramms, das sich insgesamt über den Zeitraum vom 1. Mai 2024 bis zum 19. September 2024 erstreckte. Die Plausibilisierung endete mit der Übermittlung einer individuellen Datenquittung. Mit dieser erhielten die beteiligten Netzbetreiber den von ihnen zuletzt übermittelten – und aus Sicht der Bundesnetzagentur plausiblen – Datensatz mit der Aufforderung einer abschließenden Prüfung und der Bundesnetzagentur gegebenenfalls letzte Änderungen oder Korrekturen am Datensatz mitzuteilen. Somit liegt für die folgenden Analysen eine belastbare Datengrundlage vor.

Die verwendete Datengrundlage umfasst die Angaben von 198 Nieder- und 197 Mittelspannungsnetzen (von einem Netzbetreiber wird lediglich ein Niederspannungsnetz betrieben). Von der überwiegenden Anzahl dieser Stromnetze liegen die nach dem Beschluss mit Aktenzeichen BK8-23/001-A vom 1. März 2023 (Festlegung zur Datenerhebung) angeforderten Daten für die Kalenderjahre 2021 bis 2023 vollständig vor. Lediglich für drei Nieder- und Mittelspannungsnetzen konnten die Betreiber aufgrund von Netzübernahmen keine Daten für alle drei Kalenderjahre übermitteln.

2.1 Verwendete Strukturgrößen

Mit § 20 Absatz 2 legt die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) fest, dass bei der Ermittlung von Kennzahlvorgaben (hier als Referenzwerte bezeichnet) 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 Strukturgrößen sowie die daraus abzuleitenden Ergebnisse wurden mit einer aktualisierten Datenbasis im Jahr 2020 erneut mit gutachterlicher Unterstützung im Rahmen eines Folgegutachtens aufgegriffen und unter Verwendung weiterentwickelter wissenschaftlicher Methoden und Erfahrungen abgeglichen.⁴ Die darin entwickelten Ansätze und Erkenntnisse wurden der Branche vorgestellt. Die daraufhin angeforderten Stellungnahmen wurden berücksichtigt. Die Gutachter konnten die Vorgehensweise bei der Bestimmung von Qualitätselementen bestätigen, sodass die

² Vgl. BK8-23/001-A 2023, S. 157.

³ Vgl. Ausgangsgutachten 2010, S. 52ff.

⁴ Vgl. E-Bridge-Gutachten 2020, S. 46.

Bundesnetzagentur diese weiterhin anwendet. Alle bisher erstellten Gutachten sind auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur veröffentlicht.⁵

Für die Abbildung von gebietsstrukturellen Unterschieden ist demzufolge der Quotient aus den Strukturgrößen zeitgleiche Jahreshöchstlast [kW] und geografischer Fläche [km²] (im Folgenden als Lastdichte [kW/km²] bezeichnet) besonders geeignet.⁶ Aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht ist die Lastdichte gegenüber anderen Strukturparametern vorzugswürdig, 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

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

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 (hier Lastdichte).

Dem zu schätzenden Exponenten c kommt aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht dabei eine besondere Rolle zu. Er sollte idealerweise Werte innerhalb eines definierten Bereichs annehmen, beispielsweise zwischen c = 0,5 und c = 1 im Fall des Strukturparameters Lastdichte.¹⁰ Für die Koeffizienten a und b gilt, dass diese positive Werte annehmen sollten. Diese Angaben dienen als Blaupause zur Überprüfung der statistischen Analysen. Zu beachten ist, dass die angegebenen Wertebereiche jedoch nicht als harte Grenzwerte zu verstehen sind und auch nicht unmittelbar als quantitativer Maßstab für die Interpretation der Koeffizienten heranzuziehen sind.

Die Bundesnetzagentur legte die Qualitätselemente bisher – zumindest für die Mittelspannungsnetze – ausschließlich unter Berücksichtigung des Strukturparameters Lastdichte fest. Gleichwohl wurden in der Vergangenheit auch weitere Strukturgrößen hinsichtlich ihrer Eignung als potenzielle Merkmale zur Beschreibung der gebietsstrukturellen Besonderheiten untersucht, so beispielsweise die Anschlussdichte [1/km²] (Anzahl der Anschlusspunkte je geografische Fläche) oder Größen zur Erfassung der dezentralen Erzeugung.¹¹ Da die Festlegung über die nähere Ausgestaltung und das

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

⁶ Vgl. E-Bridge-Gutachten 2020, S. 99.

⁷ Vgl. Ausgangsgutachten 2010, S. 61.

⁸ Vgl. E-Bridge-Gutachten 2020, S. 99.

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

¹⁰ Vgl. Ladermann 2017, S. 18.

¹¹ Vgl. Ausgangsgutachten 2010, S. 55.

Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die vierte Regulierungsperiode (Aktenzeichen BK8-23/006-A) vom 28. November 2023 ausschließlich die Lastdichte als gebietsstrukturelles Merkmal bestimmt, wurden im Rahmen dieser Analyse keine weiteren Strukturgrößen untersucht.

2.2 Kennzahlen zur Beschreibung der Netzzuverlässigkeit

Der Festlegung zur Datenerhebung mit dem Aktenzeichen BK8/23-001-A vom 1. März 2023 folgend, waren Angaben zu den eingetretenen Versorgungsunterbrechungen der Kalenderjahre 2021 bis 2023 zu tätigen. Ausschließlich die Nieder- und Mittelspanungsnetze 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 abzuleiten und zwar für die Niederspannungsnetze der System Average Interruption Duration Index (SAIDI) beziehungsweise der Average System Interruption Duration Index (ASIDI) für die Mittelspanungsnetze.¹² Beide Kennzahlen zur Beschreibung der Nichtverfügbarkeit sind entsprechend der Formel 2 und Formel 3 definiert.

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

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 Die Dauer [min] der Versorgungsunterbrechung i

¹² Vgl. IEEE Std 1366-2003, S. 5ff.

- N_i Die Anzahl der von der Versorgungsunterbrechung i in der Niederspannungsebene unterbrochenen Letztverbraucher
- N_T Die Anzahl der an der Niederspannungsebene angeschlossenen Letztverbraucher
- L_i Die Summe der durch die Versorgungsunterbrechung i unterbrochenen Bemessungsscheinleistung [MVA] der Orts- und Letztverbrauchertransformatoren in der Mittelspannungsebene
- L_T Die Summe der installierten Bemessungsscheinleistung [MVA] von Orts- und Letztverbrauchertransformatoren in der Mittelspannungsebene.

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 – beziehungsweise 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 $\frac{1}{2}$ werden alle Versorgungsunterbrechungen gewichtet, die dem Störungsanlass "Sonstiges" zugeordnet sind (geplante/angekündigte Versorgungsunterbrechungen). Die Versorgungsunterbrechungen des Störungsanlasses "höhere Gewalt" werden bei den Berechnungen zum Qualitätselement nicht berücksichtigt.

3 Ergebnisse für die Mittelspannungsnetze

3.1 Zusammenhänge der Netzzuverlässigkeit und Strukturgrößen

Das Ziel der statistischen Analyse besteht in der Bestätigung ingenieurwissenschaftlich festgestellter, funktionaler Zusammenhänge zwischen der Netzzuverlässigkeit, repräsentiert durch die ASIDI-Kennzahlenwerten und dem zuvor genannten Strukturparameter Lastdichte zur Beschreibung gebietsstruktureller Unterschiede. Hierzu sind die ingenieurwissenschaftlich hergeleiteten Modellansätze und Erkenntnisse zu berücksichtigen, die sowohl im Ausgangsgutachten 2010, als auch im E-Bridge-Gutachten 2020 beschrieben sind. Basis der Analysen sind die Datenmeldungen, die aufgrund der Festlegung mit dem Aktenzeichen BK8-23/001-A vom 1. März 2023 abgefragt und in der Folge plausibilisiert wurden. Die Ergebnisse können gegenüber den ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen abweichen.¹³ Ursächlich hierfür sind beispielsweise Überlagerungen der betrachteten Einflüsse, Stochastik der Kennzahlenwerte in Abhängigkeit von Strukturparametern, nicht beobachtbare und insbesondere endogene Einflüsse (Fernwirktechnik) oder die Interpretation komplexer Funktionsverläufe.¹⁴

Die hier gewählte Vorgehensweise orientiert sich im Wesentlichen an den Erkenntnissen im E-Bridge-Gutachten 2020.¹⁵ 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

¹³ Vgl. E-Bridge-Gutachten 2020, S. 37.

¹⁴ Vgl. E-Bridge-Gutachten 2023, S. 18.

¹⁵ Vgl. E-Bridge-Gutachten 2020, S. 73.

Darstellung von Modellen mit anderen Gewichtungsgrößen als der Anzahl der Letztverbraucher verzichtet. Im Übrigen besitzen anderweitig gewichtete Modelle keinen höheren Erklärungsgehalt.

3.3 Explorative Analyse der Einflussvariable Lastdichte auf die Nichtverfügbarkeit der Mittelspannungsnetze

Wie im E-Bridge-Gutachten 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 (hier die Lastdichte) auf die Nichtverfügbarkeit (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 Mittelspannungsnetze sowie der Umspannebenen HS/MS und MS/NS.

Der durch ingenieurwissenschaftliche Modellüberlegungen gefundene und in der Vergangenheit mehrfach nachgewiesene hyperbolische Verlauf kann im Ergebnis der explorativen Datenanalyse für die (korrigierte) Lastdichte [kW/km^2] in der Mittelspannung grundsätzlich bestätigt werden, wie Abbildung 1 zeigt.¹⁶ Die dargestellten Konfidenzintervalle zeigen weiterhin eine akzeptable Streuung der Schätzung, insbesondere im Wertebereich bis $500 \text{ kW}/\text{km}^2$ bei der gewichteten Schätzung auf Basis der gesamten Zeitreihe (2021 bis 2023). 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.¹⁷ In der Folge reduzieren sich Wiederversorgungsdauern und damit auch die Zuverlässigkeitskennzahlen erheblich.¹⁸

¹⁶ Vgl. E-Bridge-Gutachten 2020, S. 77.

¹⁷ Vgl. Schröders et al. 2012, S. 41ff.

¹⁸ Vgl. E-Bridge-Gutachten 2020, S. 41.

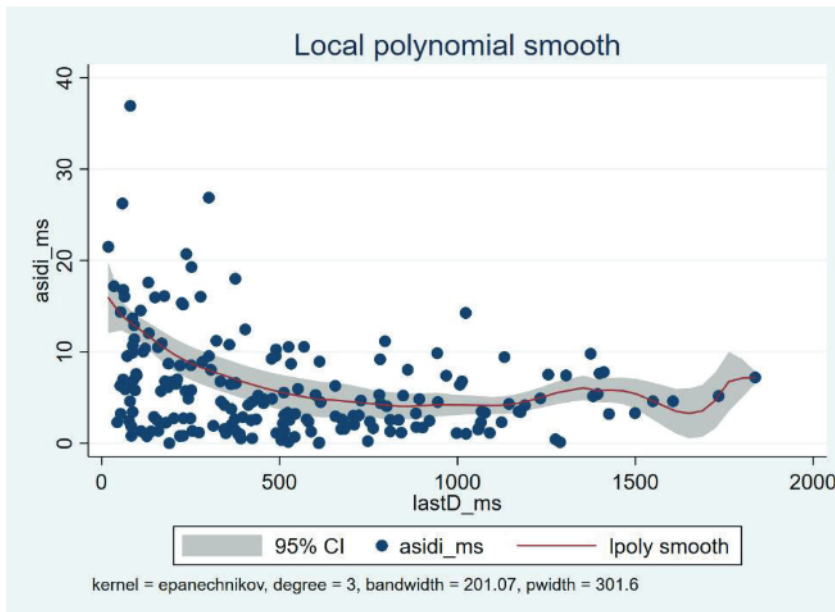


Abbildung 1: Bivariater Zusammenhang ASIDI und Lastdichte (lastD_ms), gesamte Zeitreihe, gewichtet (Letztverbraucheranzahl).

Durch die explorative Datenanalyse konnte für die Mittelspannungsnetze der exogene Strukturparameter Lastdichte als erklärende Variable Zusammenhänge mit der Nichtverfügbarkeit identifizieren, deren Verlauf ingenieurwissenschaftlichen Modellüberlegungen entspricht. Der hyperbolische Zusammenhang ist somit bestätigt.

3.4 Die geschlossene Lastdichtefunktion als nichtlineares, bivariates Modell

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, siehe Formel 1. Zu schätzen sind die darin enthaltenen Regressionskoeffizienten a und b sowie der Regressionsexponent c. Dargestellt sind jeweils nur die mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten Modelle.

Die Lastdichte ist den Ergebnissen der ingenieurwissenschaftlichen bottom-up-Modellen folgend das zentrale Strukturmerkmal bei der Erklärung der Zuverlässigkeitskennzahlenwerte.¹⁹ 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 (siehe Formel 4) mit b und c als Hyperbelkoeffizienten, a als Konstante:

$$\hat{y} = f(x) = \frac{b}{x^c} + a = \frac{55,54252}{x^{0,33445}} - 0,18003$$

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

¹⁹ Vgl. E-Bridge-Gutachten 2020, S. 85.

Die 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. Der Exponent c liegt geringfügig unterhalb des erwarteten Wertebereichs von 0,5 bis 1. Unter Berücksichtigung der Aussagen des "Gutachtens zur Konzeptionierung des Qualitätselements - Weiterführende Analysen" vom 23. November 2023 ist der Rückgang des Exponenten c erwartbar und plausibel, da die vermehrt eingesetzte Fernwirktechnik eine überproportionale Reduktion der Nichtverfügbarkeit insbesondere in Netzen mit geringer Lastdichte bewirkt. Das negative Vorzeichen der Konstante a ist nicht problematisch, da sich ein negativer Referenzwert nur rein theoretisch und weit außerhalb des auftretenden Wertebereichs ergeben würde. Abgesehen davon ist der Wert nicht statistisch signifikant, so dass das Vorzeichen somit ohnehin unerheblich ist. Das Bestimmtheitsmaß R^2 nimmt mit 0,3623 einen Wert an, der mit den bisher ermittelten sowie den in den Gutachten ausgewiesenen Größenordnungen von R^2 vergleichbar ist. Wenn es im Vergleich zu den Werten in der Vergangenheit unwesentlich geringer ausfällt, so ist dies auf die Durchmischung von Netzen mit unterschiedlichen endogenen Merkmalen zurückzuführen.²⁰ Als möglichen wesentlichen Einfluss identifizierten die Gutachter dabei die Ausbringung von Fernwirktechnik, deren Wirkung auf das Bestimmtheitsmaß R^2 bestätigt wurde.²¹ Das Bestimmtheitsmaß als statistisches Gütemaß (Qualitätsmaß) zu $0 \leq R^2 \leq 1$ beschreibt den Anteil der durch das Modell erklärten Varianz der Zielgröße.²² Mit Verweis auf das E-Bridge-Gutachten 2020 und die darin angesprochenen Wechselwirkungen sind die Ergebnisse plausibel.²³

Lastdichte	
Koeffizient	Schätzung
a	-0,18 (4,8141)
b	55,5425* (23,4060)
c	0,3344. (0,1796)
Beobachtungen	197
R^2	0,3623
AIC	1.359,80
BIC	1.372,94
Signif. codes:	0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 1: Regressionsergebnisse ASIDI, Lastdichte.

²⁰ Vgl. E-Bridge-Gutachten 2023, S. 18.

²¹ Vgl. ebd., S. 7.

²² Vgl. Hedderich und Sachs 2020, S. 823.

²³ Vgl. E-Bridge-Gutachten 2020, S. 52.

3.4.1 Zwischenfazit

Der hyperbolische Funktionszusammenhang des Basismodells ist dabei sowohl aus ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen und quantitativen Abschätzungen als auch aus explorativen Analyseverfahren plausibel. Die Kongruenz zwischen ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen und dem empirischen Ergebnis ist weiterhin gegeben. Die hier festgestellten Veränderungen der Regressionskoeffizienten a , b und c stellen die Methodik nicht Frage, da plausibel, endogene Erklärungsansätze gutachterlich nachgewiesen wurden.

4 Ergebnisse für die Niederspannungsnetze

Die Referenzwerte für die Niederspannungsnetze konnten bislang nicht auf Basis eines Zusammenhangs der Nichtverfügbarkeit (SAIDI-Werte) mit einer geeigneten Strukturgröße bestimmt werden. Dies liegt darin begründet, dass kein geeigneter Strukturparameter zur Abbildung struktureller Unterschiede identifiziert werden konnte.²⁴ Die Festlegung über die Datenerhebung mit dem Aktenzeichen 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 2025 sind dabei die Werte aus den Kalenderjahren 2021 bis 2023 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 rund 4,1167 min/a, dieser gilt als einheitlicher Referenzwert für alle betrachteten Niederspannungsnetze.

Abbildung 4 zeigt die Zuverlässigkeitskennzahlenwerte (SAIDI-Werte) der 198 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.

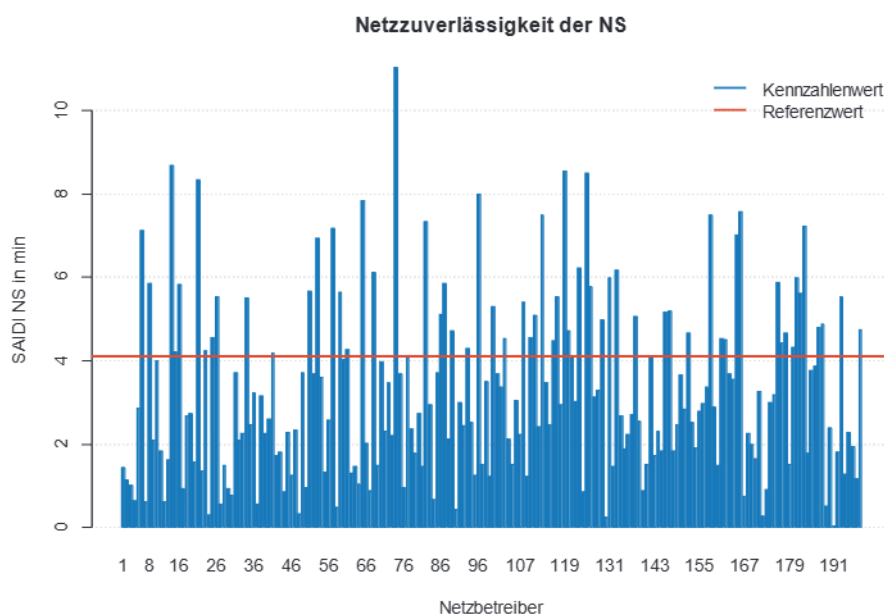


Abbildung 2: SAIDI-Werte der Niederspannungsnetze im Vergleich zu deren einheitlichem Referenzwert.

²⁴ Vgl. Ladermann 2017, S. 49; E-Bridge-Gutachten 2020, 60.

5 Ermittlung des Monetarisierungsfaktors

Folgender Abschnitt zeigt die Vorgehensweise bei der Bestimmung der Monetarisierungsfaktors (Anreizrate m) für die Qualitätselemente 2025. Diese orientiert sich am Ausgangsgutachten 2010.²⁵

5.1 Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich

Wert der Freizeit für Erwerbstätige

Formel	Bezeichnung	Einheit	2021	2022	2023
a	Bevölkerung	Personen	83.196.000	83.798.000	84.514.000
a_{Erw}	Anzahl erwerbstätigen Personen	Personen	44.871.000	45.464.000	45.801.000
$b = s * 8760$	Anteil Freizeit am Jahr	Std.	2.365,20	2.365,20	2.365,20
s	Durchschnittlicher Anteil der Freizeit pro Tag	%	27	27	27
f	Arbeitsstunden pro Erwerbstätiger	h/Jahr	1.341,90	1.340,10	1.335,30
$d_{\text{Erw}} = a_{\text{Erw}} * b / 10^9$	Gesamtmenge Freizeit Erwerbstätige	Mrd. Std.	106,13	107,53	108,33
$g = a_{\text{Erw}} * f / 10^9$	Gesamtmenge Arbeitszeit	Mrd. Std.	60,21	60,93	61,16
e	Gesamtnettolohn	Mrd. €	1.111,28	1.174,80	1.286,48
$h = e / g$	Nettostundenlohn pro Erwerbstätigen	€/h	18,46	19,28	21,04
i_{Erw}	Verhältnis Wert der Freizeit / Nettostundenlohn Erwerbstätige		1	1	1
$j_{\text{Erw}} = h * i_{\text{Erw}}$	Wert der Freizeit Erwerbstätige	€/h	18,46	19,28	21,04
$k_{\text{Erw}} = j * d$	Gesamtwert Freizeit Erwerbstätige	Mrd. €	1.958,72	2.073,46	2.278,72

Quelle: Bundesnetzagentur, Datenquelle s. Tabelle 10

Tabelle 2: Wert der Freizeit für Erwerbstätige.

²⁵ Vgl. Ausgangsgutachten 2010, S. 99ff.

Wert der Freizeit für Erwerbslose und Nichterwerbstätige

Formel	Bezeichnung	Einheit	2021	2022	2023
$a_{NErw} = a - a_{Erw}$	Anzahl Erwerbslosen & nicht-erwerbstätigen Personen	Personen	38.325.000	38.334.000	38.713.000
$c (=f)$	zusätzl. entfallende Arbeitszeit bei Nicht-Erwerbstätigen	Std.	1.341,90	1.340,10	1.335,30
$d_{NErw} = a_{NErw} * (b + c) / 10^9$	Gesamtmenge Freizeit Nicht-Erwerbstätige	Mrd. Std.	142,07	142,04	143,26
i_{NErw}	Verhältnis Wert der Freizeit / Nettostundenlohn Nicht-Erwerbstätige		0,5	0,5	0,5
$j_{NErw} = h * i_{NErw}$	Wert der Freizeit Nicht-Erwerbstätige	€/h	9,23	9,64	10,52
$k_{NErw} = j * d$	Gesamtwert Freizeit Nicht-Erwerbstätige	Mrd. €	1.311,07	1.369,42	1.506,73

Quelle: Bundesnetzagentur, Datenquelle s. Tabelle 10

Tabelle 3: Wert der Freizeit für Erwerbslose und Nichterwerbstätige.

Gesamtwert Freizeit

Formel	Bezeichnung	Einheit	2021	2022	2023
k_{Erw}	Gesamtwert Freizeit Erwerbstätige	Mrd. €	1.958,72	2.073,46	2.278,72
k_{NErw}	Gesamtwert Freizeit Nicht-Erwerbstätige	Mrd. €	1.311,07	1.369,42	1.506,73
$k = k_{Erw} + k_{NErw}$	Gesamtwert Freizeit	Mrd. €	3.269,79	3.442,88	3.785,45
l	Stromverbrauch Haushalte	Mrd. kWh	139,30	135,20	130,40
$m = k / l$	Value of Lost Load	€/kWh	23,47	25,47	29,03

Quelle: Bundesnetzagentur, Datenquelle s. Tabelle 10

Tabelle 4: 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: 20.09.2024 / 12:05:13 https://www-genesis.destatis.de
a _{Erw}	Anzahl erwerbstätigen Personen	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Bevölkerung, Erwerbstätigkeit: Deutschland, Jahre (81000-0011) Stand: 20.09.2024 / 12:05:13 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: 20.09.2024 / 12:06:19 https://www-genesis.destatis.de
e	Gesamtnettolohn	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Arbeitnehmerentgelt, Löhne und Gehälter (Inländerkonzept): Deutschland, Jahre (81000-0007) Stand: 20.09.2024 / 12:04:28 https://www-genesis.destatis.de
l	Stromverbrauch Haushalte	Quelle: AGEB Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2023, S. 36 Stand: 11.03.2024 Aufgerufen am 20.09.2024 https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/06/AGEB_Jahresbericht2022_20230615_dt.pdf

Tabelle 5: Quellenangabe für die Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich.

5.2 Makroökonomische Analyse der Ausfallkosten in der Industrie

Bruttowertschöpfung 2021-2023²⁶

Bruttowertschöpfung / Wirtschaftsbereiche	Einheit	2021	2022	2023
Bruttowertschöpfung gesamt	Mrd. EUR	3.288,24	3.562,82	3.824,58
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	Mrd. EUR	27,29	39,70	35,24
Produzierendes Gewerbe ohne Baugewerbe	Mrd. EUR	767,35	841,70	918,52
Baugewerbe	Mrd. EUR	163,04	173,92	205,02
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mrd. EUR	2.330,57	2.507,51	2.665,80

Quelle: Destatis – Genisis Datenbank

Tabelle 6: Bruttowertschöpfung 2021-2023.

Stromverbrauch 2021-2023²⁷

Stromverbrauch nach Wirtschaftsbereichen	Einheit	2021	2022	2023
Industrie	Mrd. kWh	214,4	201,4	187,0
Verkehr	Mrd. kWh	12,9	14,1	15,3
Haushalte	Mrd. kWh	139,3	135,2	130,4
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mrd. kWh	128	126,8	124,4

Quelle: AG Energiebilanzen a.V. 2024

Tabelle 7: Stromverbrauch 2021-2023.

²⁶ Vgl. Destatis – Genisis Datenbank: VGR des Bundes – Bruttowertschöpfung (nominal/preisbereinigt): Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche (81000-0013); Stand: 20.09.2024 / 12:05:46; <https://www-genesis.destatis.de>.

²⁷ Vgl. AGEBA e.V. 2024, S. 36.

Aufteilung des Stromverbrauches auf Sektoren 2021–2023²⁸

Aufgrund Nichtverfügbarkeit werden die Daten des Jahres 2021 für 2021, 2022 und 2023 verwendet werden.

Sektor	T J	Anteil am Gesamtstrom- verbrauch	Anteil Non- Residential
Industry	783.954	0,44	0,61
Transport	46.324	0,03	0,04
Commercial Public services	434.453	0,24	0,34
Residential	498.495	0,28	
Agricultural, Forestry, Fishing	17.412	0,01	0,01
Gesamt	1.780.638		
Gesamt Non-Residential	1.282.143		

Quelle: International Energy Agency

Tabelle 8: Aufteilung des Stromverbrauches auf Sektoren 2021–2023.

Zwischenergebnisse zum Monetarisierungsfaktor nach Sektoren

	2021			2022			2023		
	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	767,35	217.244,77	3,53	841,70	209.296,04	4,02	918,52	199.757,57	4,60
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	27,29	4.825,11	5,65	39,70	4.648,57	8,54	35,24	4.436,71	7,94
Gewerbe / Handel / Dienstleistungen	2.493,61	133.230,12	18,72	2.681,43	128.355,39	20,89	2.870,82	122.505,72	23,43
Haushalte	3.269,79	139.300,00	23,47	3.442,88	135.200,00	25,47	3.785,45	130.400,00	29,03
Gesamt Industrie, Landwirtschaft, Fischerei, Handel, Gewerbe, Dienstleistungen, Transport	3.288,24	355.300,00	9,25	3.562,82	342.300,00	10,41	3.824,58	326.700,00	11,71
Gesamt	6.558,03	494.600,00	13,26	7.005,70	477.500,00	14,67	7.610,03	457.100,00	16,65

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 9: Zwischenergebnisse zum Monetarisierungsfaktor nach Sektoren.

²⁸ Vgl. International Energy Agency - Electricity consumption by sector, Germany 1990-2021; <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>; aufgerufen am: 20.09.2024 12:39.

Durchschnittliche Last²⁹

	2021	2022	2023
Stromverbrauch [GWh]	494.600	477.500	457.100
Endkunden Deutschland	45.900.000	45.900.000	45.900.000
Anzahl der Jahresstunden	8.760	8.760	8.760
Durchschnittliche Last pro Endkunde pro Jahr [kW/Kunde/a]	1,23	1,19	1,14

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 10: Durchschnittliche Last.

Monetarisierungsfaktor

Monetarisierungsfaktor				
Jahr	Value of Lost Load [€/kWh]	Durchschnittliche Last [kW/Kunde/a]	Monetarisierungsfaktor [€/Stunde/Kunde/Jahr]	Monetarisierungsfaktor [€/Minute/Kunde/Jahr]
2021	13,26	1,23	16,31	0,27
2022	14,67	1,19	17,42	0,29
2023	16,65	1,14	18,93	0,32
Mittelwert			17,55	0,29

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 11: Monetarisierungsfaktor.

²⁹ 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 sich in Abhängigkeit von der Lastdichte netzspezifische Referenzwerte für die Mittelspannung ergeben. Die Gewichtung des Zusammenhangs erfolgt mit der Anzahl der an die NS-, MS/NS-, MS und HS/MS angeschlossenen Letztverbraucher. Die individuellen Referenzwerte y resultieren aus der nachfolgend angegebenen Formel 5, die Lastdichte trägt darin das Formelzeichen x . Mit a , b und c sind die regressionsanalytisch ermittelten Koeffizienten wiedergegeben.

$$\hat{y} = f(x) = \frac{b}{x^c} + a = \frac{55,54252}{x^{0,33445}} - 0,18003$$

Formel 5: Zusammenhang aus Netzzuverlässigkeit und Lastdichte zur Bestimmung der Referenzwerte in der Mittelspannung.

Die Abbildung 3 stellt den konkreten Zusammenhang von SAIDI-Werten und Lastdichte grafisch dar.

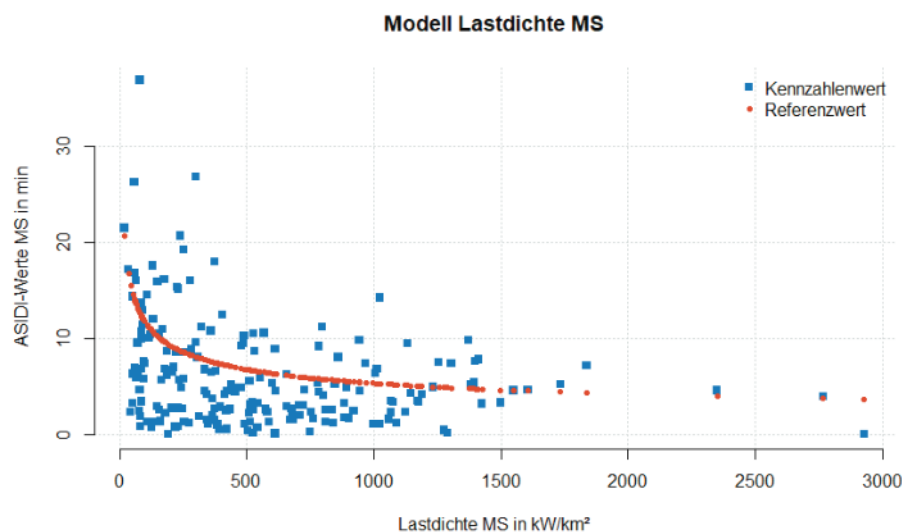


Abbildung 3: Zusammenhang ASIDI-Werte und Lastdichte.

Demgegenüber sind die individuellen SAIDI-Werte der Niederspannungsnetze einem einheitlichen Referenzwert entgegen zu stellen. Dieser ergibt sich aus dem mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten Mittelwert der SAIDI-Werte zu rund 4,1167 min/a.

Der Monetarisierungsfaktor m (beziehungsweise Anreizrate) wird auf Grundlage der aktualisierten Datenbasis zu 0,29 €/min/Letztverbraucher/a bestimmt.

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

7 Literaturverzeichnis

AGEB e.V. (2024): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2023. Unter Mitarbeit von Hans Georg Buttermann. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. Berlin. URL: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/06/AGEB_Jahresbericht2022_20230615_dt.pdf, Stand: 09.10.2024.

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 Erlösberggrenze. Untersuchung im Auftrag der Untersuchung 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/861134>, Stand: 09.10.2024.

BK8-23/001-A. Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV (2023). In: Amtsblatt 05. Amtsblatt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (05/2023, 05). Bonn, S. 155–176. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/806526>, Stand: 09.10.2024.

BK8-23/006-A. Festlegung über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netz-zuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die vierte Regulierungsperiode (Jahre 2024 bis einschließlich 2028 - Methodikbeschluss) (2023). In: Amtsblatt 23. Amtsblatt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (23/2023, 23). Bonn, S. 1623–1665. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/648814>, Stand: 08.10.2024.

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.

E-Bridge-Gutachten (2020): Konzeptionierung eines Qualitätselementes. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur. E-Bridge Consulting GmbH; Forschungsgemeinschaft für elektische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH); Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH Mannheim (ZEW). URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/861134>, Stand: 02.10.2024.

E-Bridge-Gutachten (2023): Gutachten zur Konzeptionierung des Qualitätselements. Weiterführende Analysen. Forschungsgemeinschaft für elektische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH); E-Bridge Consulting GmbH. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/861134>, Stand: 02.10.2024.

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/861134>, Stand: 02.10.2023.

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)	11
Abbildung 2: SAIDI-Werte der Niederspannungsnetze im Vergleich zu deren einheitlichem Referenzwert.....	14
Abbildung 3: Zusammenhang ASIDI-Werte und Lastdichte.....	21

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Regressionsergebnisse ASIDI, Lastdichte.....	12
Tabelle 2: Wert der Freizeit für Erwerbstätige.....	15
Tabelle 3: Wert der Freizeit für Erwerbslose und Nichterwerbstätige.....	16
Tabelle 4: Gesamtwert Freizeit.....	16
Tabelle 5: Quellenangabe für die Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich.....	17
Tabelle 6: Bruttowertschöpfung 2021-2023.....	18
Tabelle 7: Stromverbrauch 2021-2023.....	18
Tabelle 8: Aufteilung des Stromverbrauches auf Sektoren 2021-2023.....	19
Tabelle 9: Zwischenergebnisse zum Monetarisierungsfaktor nach Sektoren.....	19
Tabelle 10: Durchschnittliche Last.....	20
Tabelle 11: Monetarisierungsfaktor.....	20

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 Elektrizitätsverteilternetzes)

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Referat Anreizregulierung/Vergleichsverfahren, Beschlusskammer 8

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

poststelle.bk8@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-0

Stand

xx.xx.2024

Druck

Bundesnetzagentur

Text

Referat Anreizregulierung/Vergleichsverfahren, Beschlusskammer 8