Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselementes

Im Auftrag der Bundesnetzagentur

10.01.2020

E-Bridge
Kompetenz in Energie

ZEW
Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH

FGH

Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselementes

10.01.2020

Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte der Folien bleiben allein dem Autor vorbehalten.
Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken, Tondokumente, Videosequenzen und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftlicher Zustimmung des Autors nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des Original ausgedruckten Foliensatzes der E-Bridge Consulting GmbH.
E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Dokumentes sind, entstanden sind, ab. Die Inhalte dieses Dokumentes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting GmbH weitergegeben werden.
E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten.

INHALTSVERZEICHNIS

Management Summary 1

Management Summary (English) 4

1 Einführung 7

2 Grundlagen der Qualitätsregulierung 8
2.1 Grundsätze der Netzzuverlässigkeit 8
2.1.1 Optimales Zuverlässigkeitsniveau 8
2.1.2 Ausfallkosten eines Letztverbrauchers durch Versorgungsunterbrechungen 10
2.2 Darstellung und Bewertung der aktuellen Regulierung 12
2.2.1 Zuverlässigkeitskennzahlen 12
2.2.2 Anreizwirkung 14
2.2.3 Ansätze zur Monetarisierung 16
2.3 Potenziale zur Weiterentwicklung 17

3 Konzeptionelle Vorschläge zur Weiterentwicklung 19
3.1 Qualitätskennzahlen 19
3.1.1 Darstellung ausgewählter Zuverlässigkeitskennzahlen 19
3.1.2 Entwicklung geeigneter Bewertungskriterien 21
3.1.3 Bewertung der Kennzahlen 22
3.1.4 Zwischenfazit 26
3.2 Monetarisierung 27
3.2.1 Darstellung alternativer Monetarisierungsansätze 27
3.2.2 Entwicklung geeigneter Bewertungskriterien 27
3.2.3 Bewertung der Monetarisierungsansätze 28
3.2.4 Zwischenfazit 30
3.3 Transparenz 30
3.3.1 Anreizwirkung des Ansatzes 31
3.3.2 Rechtliche Grundlage 31
3.3.3 Mögliches Konzept 31
3.4 Differenzierte Betrachtung von Kundengruppen 32
3.4.1 Aktueller Monetarisierungsansatz und die Notwendigkeit der Differenzierung 33
3.4.2 Ansatz zur Differenzierung der Kundengruppen 35
3.4.3 Integration der Weiterentwicklung in die Regulierung 37
3.5 Ausgestaltung weiterer Designparameter 37

4 Analytische Untersuchung von gebietsstrukturellen Einflüssen 40
4.1 Zielstellung 40
4.2 Mittelspannungsebene 43
4.2.1 Vorgehen 43
4.2.2 Ergebnisse 45
4.2.2.1 Nichtverfügbarkeit 45
4.2.2.2 Unterbrechungshäufigkeit 57
4.3 Niederspannungsebene 59
4.3.1 Vorgehen 59
4.3.2 Ergebnisse 59

5 Statistische Untersuchungen struktureller Einflussgrößen auf die Versorgungszuverlässigkeit 62
5.1 Grundsätzliches 62
5.2 Datenbasis 64
5.3 Datenbeschreibung 67
5.4 Statistische Analyse 73
5.4.1 Vorgehen 73
5.4.2 Explorative Datenanalyse bivariater Zusammenhänge 73
5.4.3 Die geschlossene Referenzfunktion: Nichtlineare bivariate und multivariate Modelle 84
5.5 Robustheitsanalysen 95

6 Handlungsempfehlungen 97

ANHANG 100

A. Abbildungsverzeichnis 101
B. Tabellenverzeichnis 104
C. Formelverzeichnis 105
D. Abkürzungsverzeichnis 106
E. Literaturverzeichnis 107
F. Spektrum der Zuverlässigkeitskennzahlen 110
G. Fallbeispiele relevanter Stromausfälle in Industrieländern 113
H. Zur Umsetzbarkeit einer Erfassung kurzer Versorgungsunterbrechungen und Spannungseinbrüche 118
I. Konzept der probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse 120
J. Niederspannungsebene: Einflussfaktoren und Zuverlässigkeitszahlen 124
K. Ergebnisse multivariater Erweiterungen der Referenzfunktion 127

Management Summary

Das Energiewirtschaftsgesetzt (EnWG) bzw. die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sehen die Berücksichtigung der Versorgungsqualität und Anwendung von Qualitätselementen vor. Die Anwendung von Qualitätselementen soll der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebes von Energieversorgungsnetzen dienen. Maßgebliche Dimensionen der Versorgungsqualität sind die Netzzuverlässigkeit und die Netzleistungsfähigkeit. Die Bundesnetzagentur strebt an, das Qualitätselement auf Basis der Netzzuverlässigkeit sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern zu überprüfen und gegebenenfalls weiterzuentwickeln. Die ARegV definiert die Netzzuverlässigkeit als die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren.

Die Grundlagen zur Ausgestaltung und Umsetzung des aktuell angewandten Qualitätselements wurden bereits im Jahr 2009 durch ein Beraterkonsortium im Auftrag der Bundesnetzagentur ausgearbeitet. Hierauf führte die Behörde zwei Anhörungen mit den Verbänden der Energiewirtschaft durch, worauf sodann im Oktober 2010 die finale Version des Endberichts vorgelegt werden konnte.

Die nachfolgende Studie setzt auf diesen Ergebnissen auf und prüft, ob neue Erkenntnisse eine grundsätzliche Veränderung des Systems rechtfertigen.

Dabei werden insbesondere drei Schwerpunkte hervorgehoben: Mögliche konzeptionelle Weiterentwicklungsoptionen, die in manchen Ländern zur Anwendung kommen, ingenieurtechnisch-analytische Untersuchung mithilfe von Simulationen und empirische Untersuchung mithilfe von historischen Daten.

Mögliche konzeptionelle Weiterentwicklungsoptionen

Differenzierte Betrachtung der Kundengruppen

Die differenzierte Betrachtung der Kundengruppen ist als Weiterentwicklung prinzipiell in der Lage, die verschiedenen Ausfallkosten genauer abzubilden und stellt somit einen konzeptionellen Mehrwert in der Berechnung des volkswirtschaftlich optimalen Zuverlässigkeitsniveaus dar.

Sollte dieser Ansatz weiterverfolgt werden, müssen vor Einführung dieser Weiterentwicklung noch elementare Voraussetzungen geschaffen werden. So sind beispielsweise Kundengruppen zu definieren, die Verbrauchsdaten zu ermitteln und individuelle Monetarisierungsfaktoren festzulegen.

Eine Überprüfung der Kosten und des Nutzens bei Einführung des Ansatzes ist nicht Teil dieses Gutachtens. Eine Umsetzung der differenzierten Betrachtung der Kundengruppen ist in der nächsten Regulierungsperiode unrealistisch.

Transparenz

Insgesamt erscheint es sinnvoll, die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs aufzugreifen und eine transparente Darstellung der Zuverlässigkeitsniveaus einzelner Netzbetreiber in die Wege zu leiten. Durch Veröffentlichung zusätzlicher Kennzahlen kann eine größere Bandbreite der Versorgungsqualität eines Netzbetreibers erfasst und eine Anreizwirkung entwickelt werden. Im Zuge der transparenten Darstellung der Kennzahlen ist es wichtig, das komplexe Thema den Letztverbrauchern klar und verständlich zu machen, sodass eine Anreizwirkung der nicht monetär berücksichtigten Kennzahlen gewährleistet ist.

Die Kennzahlen SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) und MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) sollten transparent dargestellt werden und dienen zur Entwicklung einer Anreizwirkung für die Häufigkeit von Unterbrechungen. Für die notwendige Abgrenzung der Versorgungsunterbrechungen von den kurzzeitigen Spannungseinbrüchen, die ein Merkmal der Spannungsqualität und damit der Produktqualität gemäß ARegV ausmachen, schlagen wir

unter Abwägung des Erfassungsaufwandes sowie der Abgrenzung von Maßnahmen zur Vermeidung längerer Versorgungsunterbrechungen auf Netzbetreiberseite sowie der Wirkung auf der Kundenseite eine Zeitdauer von 3 Sekunden vor. Die Kennzahlen CEMI (Customers Experiencing Multiple Interruptions) und CELID (Customers Experiencing Long Interruption Duration), die unterschiedliche Zuverlässigkeitsniveaus zwischen Letztverbrauchern in einem Netzgebiet aufzeigen, können zu einem späteren Zeitpunkt veröffentlicht werden. Voraussetzung für die Einführung von CEMI und CELID ist eine zählpunktscharfe Erfassung der Unterbrechungen. Für das zählpunktscharfe Erfassen von Versorgungsunterbrechungen sind zunächst die Voraussetzungen zu schaffen.

Analytische Untersuchungen mithilfe von Simulationen

Im Rahmen der analytischen Untersuchungen wurden für die Mittelspannungs- (MS) und Niederspanungsebene (NS) mit unterschiedlichen Methoden konkrete Referenznetze für eine vordefinierte Versorgungsaufgabe erzeugt und diese einer probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung unterzogen.

Aus der Betrachtung klassischer gebietsstruktureller Merkmale bestätigt sich für die MS-Ebene bei Berücksichtigung nur eines Merkmals der Parameter Lastdichte. Dieser weist den höchsten Erklärungsbeitrag sowohl für die Zuverlässigkeitskenngröße ASIDI (Average System Interruption Duration Index) als auch ASIFI (Average System Interruption Frequency Index) auf. Diese Zusammenhänge bleiben auch bei Variation von Planungsgrundsätzen, wie sie tatsächlich zwischen Verteilernetzbetreibern existent sind, vorhanden.

Allerdings bestätigt sich auch die bekannte große Streuung der Zuverlässigkeitskenngrößen im Bereich geringer Lastdichten, was die Suche nach weiteren Erklärungsbeiträgen durch multiple Regressionen motiviert. Die multiple Regressionsanalyse klassischer gebietsstruktureller Merkmale zeigt jedoch – in Übereinstimmung mit den Vorgängeruntersuchungen – keinen zusätzlichen statistisch signifikanten Erklärungsgehalt bei der Zunahme eines Parameters zusätzlich zur Lastdichte. Eindeutiger fällt das Prüfergebnis bei einzelnen Parametern zur Beschreibung der Inhomogenität der Versorgungsaufgabe (z. B. Entropie) aus. Diese wurden in der Studie erstmals als möglicher Einflussfaktor untersucht, nachdem an modellhaften Betrachtungen ein zu erwartender Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit motiviert wurde. Dort ergeben sich statistisch signifikante zusätzliche Erklärungsbeiträge bei der Hinzunahme des Anteils der versorgten Fläche sowie der Entropie, die mit dem Shannon-Ebenheits-Index erfasst wurde. *Die Parameter sollten also in zukünftigen Untersuchungen mit betrachtet werden und die Erfassung in der nächsten Qualitätsregulierungsperiode wird empfohlen.*

Bei einer Zusammenfassung verschiedener Versorgungsaufgaben – insbesondere unterschiedlicher Lastdichten – bei Betrachtung einer Versorgungszuverlässigkeitskennzahl für einen Netzbetreiber mit mehreren (physisch trennbaren) MS-Netzen, sind aufgrund der Nichtlinearität der Regressionsfunktion Verzerrungen grundsätzlich nicht ausgeschlossen. Daher wurden im Gutachten Ergebnisse von Untersuchungen, bei denen jedes untersuchte Netz als separater Datenpunkt betrachtet wurde, mit einer Zusammenfassung zu (fiktiven) Verteilernetzbetreibern verglichen. Eine ausreichende Realitätsnähe wurde in den Analysen dennoch sichergestellt. *Zusammenfassend ergibt daraus zwar eine grundsätzliche Empfehlung, im Zusammenhang mit anderen Erweiterungen bei der Erfassung hinsichtlich einer kundengruppen- oder kundenspezifischen Erfassung, ebenfalls eine netzbezogene Erfassung einzuführen. Diese ist aber wiederum aufgrund der modellhaft ermittelten Auswirkungen auch nicht zwingend, so dass aufgrund des Erfassungsaufwands auch darauf verzichtet werden kann, solange nicht wenige einzelne Netzbetreiber alleine den Verlauf der VNB-bezogenen Referenzfunktion bestimmen.*

Für die NS-Ebene ergibt sich als Handlungsempfehlung weiterhin die Prüfung auf einen Zusammenhang mit der auf die versorgte Fläche bezogenen Lastdichte auf Basis der empirisch erfassten Versorgungsunterbrechungen.

Empirisch-statistische Analysen mithilfe historischer Daten

Insgesamt können für den empirisch-statistischen Teil der Analyse die Ergebnisse vergangener Gutachten weitgehend bestätigt werden. Es wurden flexible, explorative Analyseverfahren genutzt, um mögliche Verläufe der Referenzfunktionen, wie bspw. die bekannte Hyperbelfunktion, für die Einflussvariablen ableiten zu können. Im Anschluss wurden geschlossene Referenzfunktionen geschätzt.

Hinsichtlich der explorativen Datenanalyse funktionaler Zusammenhänge zwischen Einflussvariablen und den Zuverlässigkeitskennzahlen wurden die Variablen mit den höchsten Korrelationskoeffizienten ausgewählt und um aufgrund ihrer politischen Aktualität interessierende Einflussvariablen ergänzt. Dies sind die Lastdichte, die Entropie (Zersiedelungsgrad), die EEG–Arbeitsdichte und –Leistungsdichte und die Gesamtkostendichte.
Auf der Niederspannungsebene zeigt sich kein systematischer Einfluss auf die Referenzfunktion der Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI und somit ein konstanter SAIDI-Referenzwert.
Auf der Mittelspannungsebene sind in der explorativen Analyse hinsichtlich des Zusammenhangs zwischen Lastdichte und der Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI bis ca. 500 kW/km² stark fallende ASIDI-Werte zu beobachten, d. h. für die ersten ca. 20 % des analysierten Definitionsbereichs (typische Lastdichtewerte reichen bis knapp 3.000 kW/km²). Dies ist konform mit dem aus den analytischen Untersuchungen hergeleiteten hyperbelförmigen Verlauf. Die EEG–Arbeitsdichte und –Leistungsdichte sind beide weitestgehend unabhängig von den ASIDI-Werten. Weiterhin sind die Unterschiede in den Kosten pro Quadratkilometer lediglich in Extremfällen von entsprechenden Änderungen bei den ASIDI-Werten begleitet. Dies betrifft nur die kleinsten ca. 5–10 % der Gesamtkostendichtewerte. Die Effekte sind für nicht-standardisierte und standardisierte Kosten vergleichbar. Die kostenbezogenen Ergebnisse sind aufgrund der eingeschränkten Datenbasis ebenfalls nur als illustrativ einzuschätzen. Weiterhin ergibt sich für die Entropie für den originär vorliegenden einmaligen Jahresdatensatz kein systematischer statistischer Zusammenhang.

Die geschlossene NS-Referenzfunktion weist aufgrund fehlender statistisch relevanter Einflussfaktoren einen konstanten SAIDI-Referenzwert für alle Niederspannungsnetzbetreiber von $SAIDI_{NS} = 3{,}41\ (min/a)$ auf.
Hinsichtlich der geschlossenen MS-Referenzfunktion bleibt nach Schätzung der hergeleiteten Funktionszusammenhänge festzuhalten, dass der hyperbolische Funktionszusammenhang zwischen der Lastdichte und der Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI den größten Erklärungsgehalt bietet. Alle multivariaten Erweiterungen um die oben genannten Einflussvariablen ergeben keine Verbesserung des Erklärungsgehalts des statistischen Modells. Formal bedeutet dies folgende Referenzfunktion

$$ASIDI_{MS} = 6{,}33 + \frac{577{,}85}{(Lastdichte_{MS})^{0{,}93}}\ (min/a)$$

Nichtsdestotrotz bleibt aufgrund der bisher immer noch geringen Datenverfügbarkeit und der dynamischen Sektorentwicklung weiterhin der Prüfauftrag für die übrigen Größen EEG–Arbeitsdichte und –Leistungsdichte, Entropie und Gesamtkosten bestehen.

Management Summary (English)

The German Energy Industry Act (EnWG) and the German Incentive Regulation Ordinance (ARegV) provide for the consideration of supply quality and the application of quality elements. The application of quality elements is intended to ensure the long-term, efficient and reliable operation of energy supply grids. The relevant dimensions of supply quality are grid reliability and grid efficiency. The German Federal Grid Agency aims to review the quality element on the basis of grid reliability and its integration into the revenue cap of electricity distribution grid operators and, if necessary, to further develop it. The ARegV defines grid reliability as the ability of the energy supply grid to transport energy as uninterruptedly as possible and in compliance with product quality.

The basis for the design and implementation of the currently applied quality element was already elaborated in 2009 by a consortium of consultants on behalf of the Federal Grid Agency. The authority then held two hearings with the energy industry associations, whereupon the final version of the final report was presented in October 2010.

The following study is based on these results and examines whether new findings justify a fundamental change in the system.

Three priorities are highlighted in particular: Possible conceptual development options used in some countries, engineering-analytical investigation using simulations and empirical investigation using historical data.

Possible conceptual options for further development

Differentiated consideration of customer groups

The differentiated consideration of customer groups as a further development is in principle able to reflect the various downtime costs more accurately and thus represents a conceptual added value in the calculation of the economically optimal reliability level.

If this approach is to be pursued further, elementary preconditions must still be created before this further development is introduced. For example, customer groups have to be defined, consumption data determined and individual monetisation factors defined.

A review of the costs and benefits of introducing the approach is not part of this report. It is unrealistic to implement the differentiated view of customer groups in the next regulatory period.

Transparency

Overall, it seems sensible to take up the judgement of the German Federal Court of Justice and to initiate a transparent presentation of the reliability levels of individual grid operators. By publishing additional key figures, it is possible to cover a wider range of the supply quality of a grid operator and to develop an incentive effect. As part of the transparent presentation of the key figures, it is important to make the complex issue clear and comprehensible to end consumers so that an incentive effect of the non-monetary key figures is guaranteed.

The SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) and MAIF (Momentary Average Interruption Frequency Index) key figures should be presented transparently and serve to develop an incentive effect for the frequency of interruptions. The CEMI (Customers Experiencing Multiple Interruptions) and CELID (Customers Experiencing Long Interruption Duration) key figures, which show different reliability levels between end users in a grid area, can be published at a later date. The prerequisite for the introduction of CEMI and CELID is a sharp count of the interruptions. The prerequisites for the sharp-count recording of supply interruptions have to be created first.

Analytical investigations using simulations

Within the framework of the analytical investigations, concrete reference grids for a predefined supply task were generated for the medium voltage (MV) and low voltage (LV) levels using different methods and subjected to a probabilistic reliability calculation.

From the consideration of classical area-structural characteristics, the load density parameter is confirmed for the MV level if only one characteristic is taken into account. This has the highest explanatory contribution for both the ASIDI (Average System Interruption Duration Index) and ASIFI (Average System Interruption Frequency Index) reliability parameter. These relationships remain even with variations in planning principles as they actually exist between distribution system operators.

However, the well-known wide dispersion of reliability parameters in the range of low load densities is also confirmed, which motivates the search for further explanatory contributions through multiple regressions. However, the multiple regression analysis of classical area-structural characteristics - in conformity with the previous investigations - shows no additional statistically significant explanatory content for the increase of a parameter in addition to the load density. The test result for individual parameters to describe the inhomogeneity of the supply task (e.g. entropy) is clearer. These were examined for the first time in the study as possible influencing factors, after an expected influence on the supply reliability was motivated by model-like considerations. There are statistically significant additional explanatory contributions in the addition of the share of the area covered and entropy, which was recorded with the Shannon index. The parameters should therefore be taken into account in future studies and the recording in the next quality regulation period is recommended.

If different supply tasks - in particular different load densities - are grouped together when considering a supply reliability index for a grid operator with several (physically separable) MS grids, distortions cannot be ruled out due to the non-linearity of the regression function. Therefore, the report compared the results of studies in which each investigated grid was regarded as a separate data point with a summary of (fictitious) distribution grid operators. Nevertheless, sufficient realism was ensured in the analyses. In summary, this results in a basic recommendation to also introduce grid-based recording, however, in connection with other extensions to recording with regard to customer group or customer-specific recording. However, due to the effects determined in the model, this is not mandatory either, so that it can also be dispensed with due to the recording effort, as long as not a few individual grid operators alone determine the course of the VNB-related reference function.

For the LV level, the recommended course of action continues to be testing for a connection with the load density related to the supplied area on the basis of the empirically recorded supply interruptions.

Empirical-statistical analyses using historical data

Overall, for the empirical-statistical part of the analysis, the results of past reports can largely be confirmed. Flexible, explorative analysis methods were used to derive possible courses of the reference functions, such as the well-known hyperbolic function, for the influence variables. Subsequently, closed reference functions were estimated.

With regard to the explorative data analysis of functional relationships between influencing variables and reliability key figures, the variables with the highest correlation coefficients were selected and supplemented by influencing variables of interest due to their political topicality. These are load density, entropy (degree of urban sprawl), EEG working density and power density and total cost density.

At the low-voltage level there is no systematic influence on the reference function of the SAIDI reliability key figure and thus a constant SAIDI reference value.

On the medium-voltage level, the explorative analysis shows strongly falling ASIDI values of up to approx. 500 kW/sqkm with regard to the relationship between load density and the ASIDI reliability key figure, i.e. for the first approx. 20 per cent of the analyzed definition range (typical load density values reach up to almost 3,000 kW/sqkm). This is in conformity with the hyperbolic course derived from the analytical investigations. The EEG working density and power density are both largely independent of the ASIDI values.

Furthermore, differences in costs per square kilometre are accompanied only in extreme cases by corresponding changes in ASIDI values. This applies only to the smallest approx. 5-10 per cent of the total cost density values. The effects are comparable for non-standardized and standardized costs. Due to the limited database, the cost-related results can also only be regarded as illustrative. Furthermore, there is no systematic statistical correlation for entropy for the original annual data set.

The closed LV reference function shows a constant SAIDI reference value for all low-voltage grid operators due to a lack of statistically relevant influencing factors.
With regard to the closed MS reference function, the hyperbolic functional relationship between the load density and the ASIDI reliability key figures offers the greatest explanatory power after estimation of the derived functional relationships. All multivariate extensions of the influence variables mentioned above do not result in an improvement of the explanatory power of the statistical model. Formally, this means the following reference function

$$ASIDI_{MS} = 6.33 + \frac{577.85}{(Load\ densitye_{MS})^{0.93}}\ (min/a)$$

Nevertheless, due to the still low availability of data and the dynamic development of the sector, the test mandate for the other variables EEG working density and power density, entropy and total costs remains unchanged.

1 Einführung

Das Energiewirtschaftsgesetzt (EnWG) bzw. die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sehen im Rahmen der Anreizregulierung die Anwendung von Qualitätselementen vor. Die Anwendung von Qualitätselementen soll der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebes von Energieversorgungsnetzen dienen. Maßgebliche Dimensionen der Versorgungsqualität sind die Netzzuverlässigkeit und die Netzleistungsfähigkeit. Die Bundesnetzagentur strebt an, das Qualitätselement auf Basis der Netzzuverlässigkeit sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern zu überprüfen und gegebenenfalls weiterzuentwickeln. Die ARegV definiert die Netzzuverlässigkeit als die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren.

Die Grundlagen zur Ausgestaltung und Umsetzung des aktuell angewandten Qualitätselements wurden bereits im Jahr 2009 durch ein Beraterkonsortium im Auftrag der Bundesnetzagentur ausgearbeitet. Hierauf führte die Behörde zwei Anhörungen mit den Verbänden der Energiewirtschaft durch, worauf sodann im Oktober 2010 der Endbericht vorgelegt wurde.

Die finalen Eckpunkte zur Ausgestaltung einer Qualitätsregulierung wurden durch die Bundesnetzagentur Ende 2010 veröffentlicht, nachdem es noch eine weitere Anhörungsrunde gab. Auf dieser Basis startete die Qualitätsregulierung im Jahr 2012 und wird aktuell, wie ursprünglich erarbeitet, durchgeführt. Die nachfolgende Studie setzt auf diesen Ergebnissen auf und prüft, ob neue Erkenntnisse eine grundsätzliche Veränderung des Systems rechtfertigen.

Dabei werden insbesondere drei Schwerpunkte hervorgehoben: Identifizierung beziehungsweise Auswahl potenzieller Kennzahlen zur Bewertung der Netzzuverlässigkeit, Beschreibung einer umsetzungsfähigen Methodik für die Ermittlung von Kennzahlenvorgaben sowie die Ermittlung der Methodik zur monetären Bewertung der Abweichungen als Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenze. Diese Schwerpunkte folgen den wesentlichen Elementen des heutigen Konzeptes der Qualitätsregulierung. Die Ergebnisse des Gutachtens aus dem Jahre 2010 wurden mit einer aktualisierten Datenbasis und unter Verwendung weiterentwickelter wissenschaftlicher Methoden sowie der Berücksichtigung der in der Zwischenzeit gesammelten internationalen Erfahrung abgeglichen und daraus resultierenden Weiterentwicklungspotenziale der heutigen Regulierung erarbeitet.

Die Studie gliedert sich in drei Abschnitte: Zunächst werden mögliche Zuverlässigkeitskennzahlen diskutiert und bewertet. Dabei wird vor allem auf die Erfahrung bzw. auf die Kennzahlen im europäischen Ausland eingegangen. Die Kennzahlen, die in Deutschland zukünftig angewendet werden könnten, werden weiter vertieft.

Im nächsten Abschnitt erfolgt eine analytische Untersuchung auf Basis von Simulationen von Referenznetzen. Der Fokus liegt auf der Weiterentwicklung des heutigen Ansatzes zur Anwendung von Qualitätskennzahlen. Grundlage für die Analyse bilden synthetische Netzdaten.

Im letzten Arbeitsschritt werden die Erkenntnisse aus den analytischen Untersuchungen mithilfe von realen historischen Daten geprüft. Ziel ist es eine empirische Bestätigung der Aussagen aus den analytischen Untersuchungen zu erzielen. Angewendet werden empirische Modelle nach letztem Stand der Wissenschaft.

Die während dem Projekt entwickelten Ansätze und Erkenntnisse der analytischen und empirischen Analysen wurden der Branche bei einer Veranstaltung am 22.07.2019 vorgestellt. Die Vertreter der Branche haben die präsentierten Folien erhalten und hatten die Gelegenheit im Rahmen der Konsultation sich zu äußern. Insgesamt wurden 17 Stellungnahmen abgegeben. Diese wurden ausgewertet und aktiv in die Projektwicklung berücksichtigt. In relevanten Kapiteln dieses Gutachtens werden die Stellungnahmen als Exkurs zusammengefasst und kommentiert.

2 Grundlagen der Qualitätsregulierung

Um mögliche Optionen für die Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom identifizieren zu können, muss zunächst ein allgemeines Verständnis über die Grundsätze der Netzzuverlässigkeit geschaffen werden.

2.1 Grundsätze der Netzzuverlässigkeit

Die Qualitätsregulierung befindet sich in einem Spannungsfeld zwischen einer möglichst unterbrechungsfreien Energieversorgung nach § 18 ARegV sowie einer möglichst effizienten und preisgünstigen Energieversorgung nach § 32 ARegV i. V. m. § 1 Abs. 1 EnWG. Im Ausgangsgutachten wurde daher die Erreichung eines optimalen Zuverlässigkeitsniveaus als Ziel der Qualitätsregulierung formuliert (Consentec, 2010). Im Vergleich zu festgelegten Zielvorgaben bietet das Modell den Netzbetreibern Optimierungsspielräume ein individuell optimales Niveau zu ermitteln. Die Gutachter teilen die Auffassung, dass das in der ARegV angelegte Ziel eines gesamtheitlich optimalen Zuverlässigkeitsniveaus aufgrund der Heterogenität der Versorgungsaufgaben sowie der stetig voranschreitenden technischen Entwicklung nicht durch extern vorgegebene Zielvorgaben für die Versorgungszuverlässigkeit zu verfolgen ist.

Elementarer Bestandteil des Modells ist neben der Ermittlung des Zuverlässigkeitsniveaus durch entsprechende Kennzahlen vor allem die monetäre Bewertung der kundenseitigen Ausfallkosten. Daher geht dieses Kapitel neben der Erläuterung des optimalen Zuverlässigkeitsniveaus näher auf diesen Aspekt ein.

2.1.1 Optimales Zuverlässigkeitsniveau

Die Qualitätsregulierung verfolgt als generelle Prämisse eine gesamtwirtschaftliche Optimierung. Im Mittelpunkt steht die Gewährleistung eines volkswirtschaftlich optimalen Zuverlässigkeitsniveaus, welche eine möglichst unterbrechungsfreie, effiziente und preisgünstige Energieversorgung zum Ziel hat (Jamasb & Pollitt, 2007). Zuverlässigkeitskennzahlen dienen zur Messung des Zuverlässigkeitsniveaus. Die Kennzahlen geben Auskunft über verschiedene Aspekte von Versorgungsunterbrechungen, wie beispielsweise deren Dauer oder Häufigkeit. Dabei ist das optimale Zuverlässigkeitsniveau nicht von einer vollständig unterbrechungsfreien Stromversorgung geprägt, sondern stellt vielmehr den Punkt dar, in dem sich die marginalen Kosten der Qualitätsverbesserung und der gesamte kundenseitige Grenznutzen der Qualitätssteigerung gleichen (Rührnößl & Görlich, 2014).

Abbildung 1: Skizze eines optimalen Zuverlässigkeitsniveaus

Das Erreichen dieser Gleichung soll im Rahmen der Qualitätsregulierung gewährleistet werden. Die Kosten des Netzbetreibers für qualitätssteigernde Maßnahmen können in Betriebs- und Kapitalkosten unterteilt werden. Die Betriebskosten werden in der Regel durch die Instandhaltung des Netzes und die Störungsbeseitigung ausgelöst. Kapitalkosten können beispielsweise die Verkabelung von Leitungen oder die Erhöhung von Redundanzen im Netzgebiet sein (Rührnößl & Görlich,

2014). Abbildung 2 zeigt den schematischen Zusammenhang zwischen den kundenseitigen Ausfallkosten auf der einen und den Kosten des Netzbetreibers auf der anderen Seite. Die Gesamtkosten ergeben sich aus der Addition der Netz- und der Ausfallkosten. Das optimale Zuverlässigkeitsniveau befindet sich dabei im Minimum der Gesamtkosten.

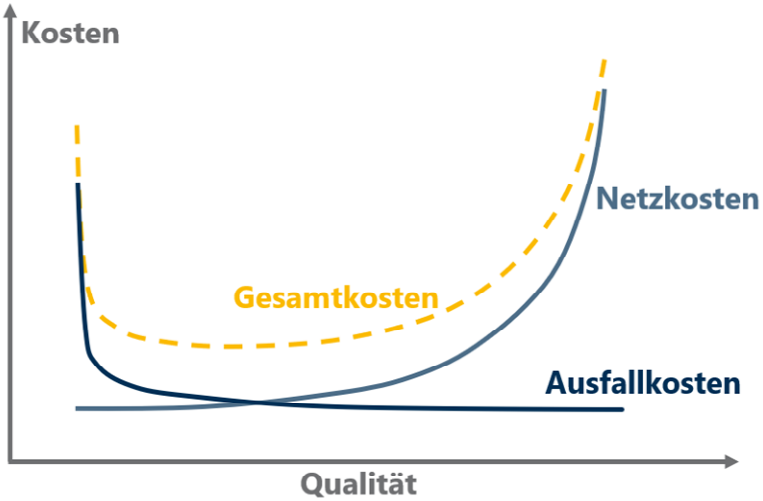


Abbildung 2: Grundlegende Zusammenhänge zwischen Qualität und Kosten auf Basis Consentec (2010)

Zur Erreichung des optimalen Zuverlässigkeitsniveaus ist der bestmögliche Kenntnisstand von folgenden Informationen geprägt (Rührnößl & Görlich, 2014):

- Kenntnis über alle potenziellen qualitätsverbessernden Maßnahmen seitens des Netzbetreibers
- Quantifizierung der Auswirkungen der jeweiligen Maßnahme auf das Zuverlässigkeitsniveau des Netzbetreibers
- Analyse der speziellen Kosten der einzelnen Maßnahme aus Sicht des Netzbetreibers
- Monetäre Honorierung bzw. Steigerung des Nutzens auf Seiten des Letztverbrauchers.

Die Bestimmung aller vier Punkte ist jedoch in der Realität oft nur schwer umsetzbar (Reichl, et al., 2008). Problematisch ist in diesem Fall die asymmetrische Informationslage, da es sich bei den ersten drei Punkten um unternehmensspezifische Informationen der Netzbetreiber handelt. Weiterhin variieren die Kosten von qualitätssteigernden Maßnahmen netzbetreiberspezifisch, sodass das optimale Zuverlässigkeitsniveau zwischen den Netzbetreibern unterschiedlich sein kann (Ajodhia & Hakvoort, 2004). Weiterhin können sich die verfügbaren Maßnahmen bzw. deren Kosten im Zeitverlauf ändern. Diese Informationen stehen der Regulierungsbehörde in der Regel nicht zur Verfügung. Folglich ist es konstruktiv, den Prozess zur Bestimmung des optimalen Zuverlässigkeitsniveaus in die Verantwortung des Netzbetreibers zu geben. Durch die Regulierungsbehörde vorgegebene Zielvorgaben zur Erreichung eines bestimmten Zuverlässigkeitsniveaus sollen daher möglichst vermieden werden (Rührnößl & Görlich, 2014). Die Erkenntnisse des Ausgangsgutachtens, welche verbindliche Mindeststandards sowie Honorierung bzw. Pönalisierung von Qualitätsänderungen für die deutsche Qualitätsregulierung als nicht geeignet betrachten, gelten somit weiterhin (Consentec, 2010).

Vielmehr sollen innerhalb der Qualitätsregulierung geeignete Anreize für den Netzbetreiber geschaffen werden, das optimale Zuverlässigkeitsniveau zu erreichen. Sinnvollerweise kann dies mit einem Modell bzw. einen funktionalen Zusammenhang umgesetzt werden. Im Mittelpunkt des Modells steht der Kennzahlenvorgaben bzw. Referenzwert, welcher unter Berücksichtigung der gebietsstrukturellen Unterschiede für die Netzbetreiber bestimmt wird. In der Niederspannung stehen grundsätzliche Argumente der Anwendung von Strukturparametern zur Abbildung gebietsstruktureller Merkmale gegenüber (vgl. Kapitel 4), sodass sie auf dieser Spannungsebene keine Anwendung finden. Der Referenzwert ist dabei als Bezugswert für das festgestellte Zuverlässigkeitsniveau und nicht als Zielvorgabe zu verstehen. In der Theorie soll es den Netzbetreibern durch Über- oder

Unterschreitung des Referenzwerts ermöglicht werden, individuelle Optimierungspotenziale auszuschöpfen. In diesem variablen Mechanismus resultieren Abweichungen des individuellen Zuverlässigkeitsniveaus von dem Referenzwert entweder in einem Bonus oder Malus für den Netzbetreiber. Die Berechnung dieses Anreizes erfolgt durch die monetäre Bewertung der Abweichung des individuellen Zuverlässigkeitsniveaus. Als Folge stellt die Höhe des Faktors, also die Schrittlänge einer Qualitätsverbesserung, und nicht etwa die Wahl des Referenzwertes, die Anreizwirkung dar.

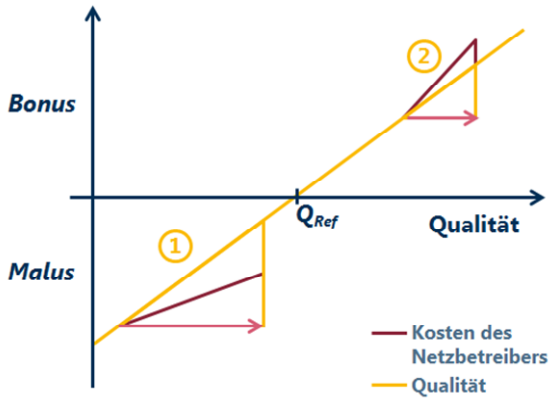


Abbildung 3: Anreizwirkung der Qualitäts-Erlös-Funktion

Generell entscheidet der Netzbetreiber basierend auf dem Anreiz, ob das Ergreifen einer qualitätssteigernden Maßnahme lohnenswert ist. Abbildung 3 illustriert die Auswirkungen auf den Anreiz in Form des Bonus/Malus, wobei durch Qualitätsveränderungen eine Veränderung des Anreizes bewirkt werden kann. In (1) der Abbildung 3 werden qualitätssteigernde Maßnahmen beim Netzbetreiber angereizt, da der resultierende monetäre Vorteil durch die Qualitätssteigerung die Kosten der Maßnahme übersteigt. In (2) der Abbildung 3 sind Kosten der Maßnahme höher als der verbundene monetäre Vorteil durch ein höheres Qualitätselement, sodass der Netzbetreiber eine konkrete, qualitätsverbessernde Maßnahme nicht ergriffen wird. Schließlich entscheidet sich auf Basis der individuellen Abweichungen vom Referenzwert, ob dem Netzbetreiber ein Bonus oder Malus zusteht. Die Höhe dieses Anreizes wird anhand einer Anreizrate (Monetarisierungsfaktor) bestimmt.

Durch das Ergreifen von Maßnahmen verändern sich die Ausgaben bzw. Kosten des Netzbetreibers. Gleichzeitig erhöhen sich durch das gestiegene Zuverlässigkeitsniveau und die Veränderung seines Anreizes auch die Erlöse des Netzbetreibers. In der deutschen Qualitätsregulierung resultiert dies aus Erlösen durch gestiegene oder gesunkene Netzentgelte. Steigen die Netzentgelte, zahlen die Letztverbraucher für das gestiegene Zuverlässigkeitsniveau und den damit einhergehenden Nutzungsgewinn durch eine höhere Netzzuverlässigkeit. Unterlässt ein Netzbetreiber das Ergreifen qualitätssteigernder Maßnahmen, erfahren die Letztverbraucher keinen gesteigerten Nutzen, sodass sie dies über konstante oder gesunkene Netzentgelte vergütet bekommen.

2.1.2 Ausfallkosten eines Letztverbrauchers durch Versorgungsunterbrechungen

Die beschriebene Wirkweise der Qualitäts-Erlös-Funktion, dargestellt in Abbildung 3, beweist die hohe Bedeutung einer korrekten monetären Bewertung der Ausfallkosten bzw. Nutzungssteigerung des Letztverbrauchers für die Optimierung der Planungsprozesse des Netzbetreibers. Für die Bestimmung der Qualität in der Funktion in Abbildung 3 ist die Kenntnis über den Nutzengewinn durch ausbleibende Versorgungsunterbrechungen oder die Kosten notwendig, welche als Folgen einer Unterbrechung der Stromversorgung entstehen. Durch die Vielzahl an unterschiedlichen Eigenschaften und Besonderheiten innerhalb einer Volkswirtschaft kann die individuelle Bestimmung der Kosten als überaus komplexer Vorgang angesehen werden.

Die jeweiligen Ausfallkosten hängen von den charakteristischen Eigenschaften der Letztverbraucher sowie den Besonderheiten der Versorgungsunterbrechungen ab. Die Ausfallkosten aus Sicht eines Letztverbrauchers werden stark davon bestimmt, zu welchem Anteil dessen momentane Tätigkeit eine Versorgung von Elektrizität bedarf (Billinton, 2001). So unterscheiden sich die Auswirkungen eines Industriebetriebs, der für die Aufrechterhaltung seiner Prozesse auf eine unterbrechungsfreie Stromversorgung angewiesen ist, deutlich von den Folgen eines Letztverbrauchers, der durch Unterbrechungen der Stromversorgung z. B. in der Gestaltung seiner Freizeit eingeschränkt wird (Kjolle & Vefsnmo, 2015).

Weiterhin haben die Aspekte der Versorgungsunterbrechung Einfluss auf die Auswirkungen. Tritt eine Unterbrechung bei einem Industriebetrieb beispielsweise während der Arbeitszeit mit einer kurzen Dauer auf, können die Ausfallkosten höher sein als bei einer längeren Unterbrechung außerhalb der Arbeitszeit. Schließlich können die resultierenden Ausfallkosten als Kombination der in Abbildung 4 dargestellten Eigenschaften gebildet werden (Billinton, 2001).

Eigenschaften des Letztverbraucher	Aspekte der Versorgungsunterbrechung
▪ Art des Letztverbraucher ▪ Art der Tätigkeit des Letztverbraucher ▪ Betriebsgröße ▪ Andere demographische Besonderheiten ▪ Energiebedarf als Funktion über die Tageszeit	▪ Dauer ▪ Häufigkeit ▪ Zeitpunkt des Auftretens ▪ Vorherige Ankündigung ▪ Ausmaß der Unterbrechung (lokal, regional oder national)

Abbildung 4: Determinanten der Ausfallkosten einer Versorgungsunterbrechung

Abhängig von den verschiedenen Eigenschaften kann gerade aufgrund der hohen Bandbreite an verschiedenen Letztverbrauchern in einer Volkswirtschaft eine große Heterogenität der Folgen von Versorgungsunterbrechungen festgestellt werden (Growitsch, et al., 2013). Hat jedoch die Qualitätsregulierung das Ziel, die gesamte Bandbreite an unterschiedlichen Auswirkungen abzubilden, ist dies mit enormem Aufwand und somit hohen Kosten verbunden. Daher werden die Letztverbraucher mit einer annähernd vergleichbaren Struktur der Ausfallkosten üblicherweise gruppiert. Die Unterschiede innerhalb einer Kundengruppe können umso besser reduziert werden, je differenzierter die Gruppen die verschiedenen Kunden abbilden (SINTEF, 2010).

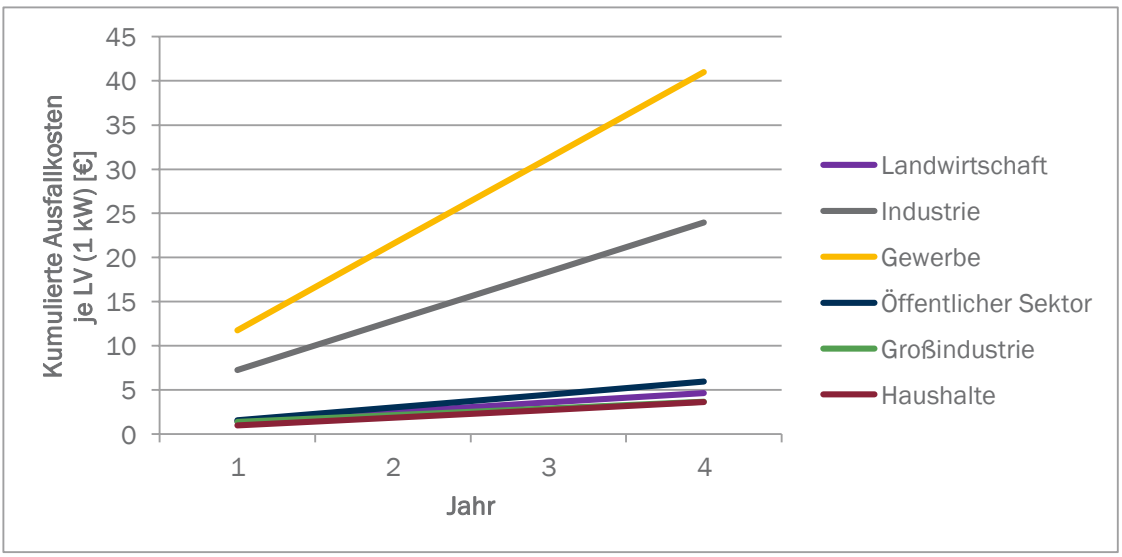


Abbildung 5: Ausfallkosten verschiedener Kundengruppen in Norwegen[1] (Kjolle, et al., 2009)

[1] 1 € = 10 NOK

Der in Abbildung 5 dargestellte Vergleich der Ausfallkosten eines Letztverbrauchers verschiedener Kundengruppen in Norwegen zeigt, wie groß das Spektrum unterschiedlicher Ausfallkosten sein kann. Vor allem die Kostenkurven der Kundengruppen Industrie (grau eingefärbte Gerade) und Gewerbe (gelb eingefärbte Gerade) unterscheiden sich durch die relativ hohen Ausfallkosten zu Beginn (fixer Anteil der Ausfallkosten) einer Unterbrechung und der starken Steigung (variabler Anteil der Ausfallkosten) von den anderen Kundengruppen. Die Ausfallkosten in Folge von Versorgungsunterbrechungen können demnach in zwei Bestandteile differenziert werden, nämlich fixe und variable Ausfallkosten. Die fixen Ausfallkosten entstehen, unabhängig von der Dauer einer Versorgungsunterbrechung, bereits mit deren unmittelbaren Eintritt. Dabei handelt es sich beispielsweise um die Folgekosten zur Wiederherstellung von Produktionsprozessen. Die variablen Kosten hingegen steigen mit der Dauer der Versorgungsunterbrechung. (Raesaar, et al., 2006). Als Beispiel kann hier der Kühlprozess eines Lebensmittelhandelsbetriebs aufgeführt werden. Um die gewünschte Kühlung wiederherzustellen, muss zunächst vergleichsweise wenig Energie aufgewendet werden. Mit steigender Dauer erhöht sich der Energiebedarf. Bei einer sehr langen Unterbrechung der Versorgung besteht die Gefahr des Verderbens von Lebensmitteln, was schließlich die Ausfallkosten zusätzlich erhöht.

Am Beispiel von Norwegen (s. Abbildung 5) sind die beiden Komponenten der Ausfallkosten zu erkennen. Die Ausfallkosten wurden auf Basis von Kundenumfragen ermittelt und sind in (Kjolle, et al., 2009) zu finden. Bei einfacher Umrechnung in Euro entstehen bei Industrie und Gewerbe fixe Ausfallkosten von 2 €/kW (Gewerbe) und 1,7 €/kW (Industrie). Bei den Kundengruppen Haushalte und öffentlicher Sektor sind es hingegen nur 0,1 €/kW. Auch die variablen Ausfallkosten sind zwischen den verschiedenen Kundengruppen unterschiedlich. Dauert eine Unterbrechung nicht mehr als 4 Stunden, sind die Ausfallkosten von den Kundengruppen Industrie und Gewerbe mit 9,75 €/kWh (Gewerbe) bzw. 5,56 €/kWh (Industrie) deutlich höher als die Kosten von Haushalten und Landwirtschaft mit 0,88 €/kWh (Haushalte) bzw. 1,06 €/kWh (Landwirtschaft). Bei Betrachtung dieser Ausfallkosten ist allerdings zu beachten, dass landesspezifische Unterschiede zu erwarten sind.

Exkurs Stellungsnahmen der Branche:

Die Notwendigkeit einer Differenzierung der Ausfallkosten wird in den Stellungsnahmen kritisch gesehen. Anhand von Abbildung 5 sind jedoch – hier exemplarisch für Norwegen aber in Übereinstimmung mit vergleichbaren Untersuchungen aus anderen Ländern –die signifikanten Unterschiede in den Ausfallkosten zwischen den Kundengruppen zu erkennen. Bei einer Gleichbehandlung aller Letztverbraucher würde somit besonders die Kundengruppen mit deutlich höheren bzw. niedrigeren Ausfallkosten diskriminiert. Zudem sind in der Abbildung signifikante Unterschiede zwischen den fixen Ausfallkosten zu Beginn einer Versorgungsunterbrechung zu erkennen. Eine Differenzierung zwischen fixen und variablen Ausfallkosten erlaubt daher in Verbindung mit geeigneten Kennzahlen eine exaktere Monetarisierung. Im Umkehrschluss bedeutet dies auch, dass für die monetäre Bewertung der Häufigkeitskennzahlen eine Differenzierung nach fixen und variablen Ausfallkosten vorgenommen werden muss.

2.2 Darstellung und Bewertung der aktuellen Regulierung

Die Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom wurde als Grundvariante basierend auf einem von Gutachtern entwickelten Konzept in das Regulierungssystem integriert (Consentec, 2010). Generell kann die aktuelle Ausgestaltung in die Punkte Bestimmung von Zuverlässigkeitskennzahlen, Referenzwertermittlung, Monetarisierung und Anreizwirkung unterteilt werden und folgt somit den verordnungsrechtlichen Vorgaben der §§ 19 und 20 ARegV. Das folgende Unterkapitel erläutert zunächst diese Punkte und bewertet diese anschließend hinsichtlich möglicher Optionen einer Weiterentwicklung.

2.2.1 Zuverlässigkeitskennzahlen

Um die Netzzuverlässigkeit eines Energieversorgungsnetzes bestimmen zu können, wird zunächst das Zuverlässigkeitsniveau anhand von Zuverlässigkeitskennzahlen bestimmt. Nach § 19 Abs. 1

ARegV können Kennzahlen zur Bewertung der Dauer oder Häufigkeit von Unterbrechungen, sowie zur Menge der nicht gelieferten Energie und Höhe der nicht gedeckten Last verwendet werden.

In der aktuellen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung ist die maßgebliche Kennzahl zur Bestimmung des Zuverlässigkeitsniveaus und dessen späterer monetären Bewertung der System Average Interruption Duration Index, kurz SAIDI. Der Definition nach dem IEEE 1366 folgend, erlaubt diese Kennzahl Aussagen zur kumulierten durchschnittlichen Unterbrechungsdauer eines am Netz angeschlossenen Letztverbrauchers (LV). Die Kennzahl findet in der Niederspannung Anwendung. Die Netzbetreiber sind nach § 52 EnWG verpflichtet, aufgetretene Versorgungsunterbrechungen der Bundesnetzagentur zu melden. In der Berechnung werden Versorgungsunterbrechungen ab einer Dauer von 3 Minuten berücksichtigt, die den in (Consentec, 2010) definierten Kriterien entsprechen. Formel 1 zeigt die Berechnungsmethodik der Kennzahl:

$$SAIDI = \frac{\sum_i Anzahl\ der\ betroffenen\ LV\ je\ VU * Dauer\ der\ VU\ [Min.]}{Gesamtzahl\ angeschlossener\ LV}$$

Formel 1: Berechnungsformel der Kennzahl SAIDI

In der Mittelspannung werden Versorgungsunterbrechungen gegenwärtig mit der Kennzahl ASIDI, Average System Interruption Duration Index, erfasst. Die Kennzahl ähnelt dem SAIDI nicht nur im Namen, sondern auch in der Berechnungsmethodik. Der Unterschied liegt in der Bezugsgröße, welche beim ASIDI nicht die angeschlossenen Letztverbraucher, sondern die installierte Bemessungsscheinleistung der Ortsnetz- und Letztverbrauchertransformatoren ist. Der Vorteil des ASIDI in der Mittelspannung ist, dass sich die Kennzahl optimal eignet, die vergleichsweise wenigen Zählpunkte mit einer relativ hohen Lastkonzentration besser zu erfassen und eine Bewertung des Ausmaßes der Versorgungsunterbrechung ohne eine explizite Berücksichtigung der unterlagerten Niederspannungsnetze zu ermöglichen (Rührnößl & Görlich, 2014). Weiterhin spiegelt die Bezugsgröße wider, dass die Netzauslegung vor allem von der geforderten Anschlussleistung getrieben wird. Diese Bemessungsscheinleistung steht im Mittelpunkt der Kennzahl ASIDI, welche die mittlere Unterbrechungsdauer auf Basis der Formel 2 erfasst:

$$ASIDI = \frac{\sum_i Unterbrochene\ Bemessungsscheinleistung\ je\ VU\ [kVA] * Dauer\ der\ VU\ [Min.]}{Installierte\ Bemessungsscheinleistung\ [kVA]}$$

Formel 2: Berechnungsformel der Kennzahl ASIDI

Bewertung:

Mit den genannten Kennzahlen kann eine ganzheitliche, jedoch auch aggregierte und über die Bezugsgröße mittelnde Aussage über die Netzzuverlässigkeit eines elektrischen Versorgungsnetzes getroffen werden. Durch die Berechnung der kumulierten, durchschnittlichen Unterbrechungsdauer geben die Kennzahlen eine aussagekräftige Auskunft über das Zuverlässigkeitsniveau eines Netzbetreibers.

Aufgrund von Vereinfachungen (bspw. Durchschnittswertbetrachtung) ist allerdings eine detailliertere bzw. differenzierte Aussage über die Auswirkungen einer Unterbrechung nicht umsetzbar. Der Vergleich europäischer Qualitätsregulierungen zeigt, dass die Kombination mit weiteren Kennzahlen eine Möglichkeit bietet, weitere Aspekte der Netzzuverlässigkeit darzustellen.

In Hinblick auf die theoretischen Ausfallkosten eines Letztverbrauchers bilden die Kennzahlen SAIDI und ASIDI in der Folge nur einen Teil der kundenseitigen Ausfallkosten – die variablen Kosten abbilden. Variable Ausfallkosten stehen im Zusammenhang mit der Dauer einer Versorgungsunterbrechung und steigen tendenziell mit anhaltender Dauer der einzelnen Versorgungsunterbrechung an. Weitere Kennzahlen können etwa explizit die Häufigkeit der Unterbrechungen ermitteln, um so einen weiteren Anteil der Ausfallkosten – die fixen Ausfallkosten – entsprechend integrieren zu können.

Zudem werden mit der aktuellen Erfassungsmethodik nur Versorgungsunterbrechungen ab einer Dauer von drei Minuten erfasst. Weiterhin berücksichtigen die bisher verwendeten Kennzahlen keine uneinheitlichen Zuverlässigkeitsniveaus innerhalb eines Netzgebietes. Dadurch kann die individuelle Betroffenheit von Letztverbrauchern innerhalb eines betrachten Netzgebietes nicht dargestellt werden. Auch die unterschiedlich hohen Mengen nicht gelieferter Energie (ENS) an verschiedene Kundengruppen (wie bspw. Haushalte, Landwirtschaft, Gewerbe und Industrie) können durch den SAIDI bzw. ASIDI, wie auch durch vergleichbare Zuverlässigkeitskennzahlen, nicht abbilden.

2.2.2 Anreizwirkung

Nach der Bestimmung des Zuverlässigkeitsniveaus eines Energieversorgungsnetzes muss dieses nun eingeordnet werden, um eine qualifizierte Bewertung vornehmen zu können. Das Ziel dieser Bewertung ist die Entwicklung einer Anreizwirkung, die den Netzbetreiber anreizen soll, sein individuelles, optimales Zuverlässigkeitsniveau zu erreichen.

Eine Anreizwirkung kann über die Transparenz, den kundenbasierten sowie den systembasierten Ansatz erreicht werden. Im Ansatz der Transparenz reizt der Regulator über die Veröffentlichung der Zuverlässigkeitsniveaus eine Interaktion zwischen den Netzbetreibern und den betroffenen Stakeholdern an. In diesem Ansatz besteht allerdings keine monetäre Anreizwirkung. Im kundenbasierten Ansatz stellen direkte Kompensationszahlungen eine monetäre Sanktionsmöglichkeit dar, sodass nur betroffene Letztverbraucher entschädigt werden. Im systembasierten Ansatz hingegen erfahren alle Letztverbraucher innerhalb des Netzgebiets eine monetäre Auswirkung des erreichten Zuverlässigkeitsniveaus.

In der aktuellen Ausgestaltung der findet somit der systembasierte Ansatz Anwendung. Im Mittelpunkt des Ansatzes steht eine Qualitäts-Erlös-Funktion. Diese Funktion ist möglichst einfach aufgebaut und weist einen symmetrischen und linearen Verlauf auf. Den Schnittpunkt der Funktion mit der x-Achse bildet der Referenzwert (1) in Abbildung 6, der nach § 20 Abs. 2 ARegV unter Berücksichtigung gebietsstruktureller Merkmale als mengengewichteter Durchschnitt aus Zuverlässigkeitskennzahlen der Netzbetreiber zu berechnen ist und als Kennzahlvorgabe bezeichnet wird. Der Referenzwert ist allerdings nicht als optimales Zuverlässigkeitsniveau oder Zielwert für die Netzbetreiber zu verstehen. Der – abgesehen von den Kappungsgrenzen – lineare Verlauf der Qualitäts-Erlös-Funktion ermöglicht eine einfache Internalisierung bei der Maßnahmenauswahl durch den Netzbetreiber unabhängig vom aktuellen Netzzuverlässigkeitsniveau. Der Qualitätswert aus der Steigung der Funktion bietet dabei eine Bewertungsgrundlage unabhängig von der tatsächlichen Lage des Referenzwertes. Zudem wird damit gewährleistet, dass sich stochastische Schwankungen des Zuverlässigkeitsniveaus möglichst gut über verschiedene Qualitätsregulierungsperioden ausgleichen.

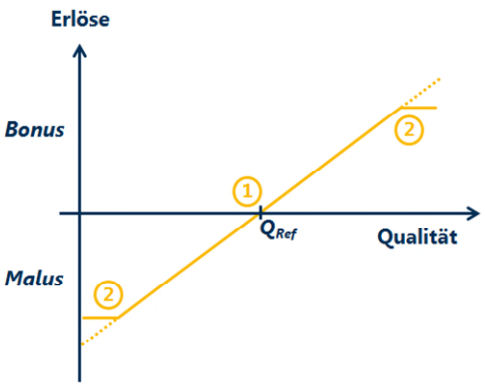


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Qualitäts-Erlös-Funktion

In der Qualitäts-Erlös-Funktion sind Referenzwerte Teil eines variablen Mechanismus, welcher durch Über- oder Unterschreitung des Werts Optimierungspotenziale für die Netzbetreiber eröffnet, Entscheidungen über qualitätssteigernde Maßnahmen zu treffen. Wie in Kapitel 2.1.1 beschrieben,

nimmt dabei die Höhe des Monetarisierungsfaktors eine zentrale Bedeutung ein. Auf Basis dieser Über- und Unterschreitung der Referenzwerte errechnet sich ein individueller Anreiz des Netzbetreibers. Den Anreiz stellt bei einer Unterschreitung ein Malus und bei Überschreitung ein Bonus dar. Die Höhe der Bonus- oder Maluszahlung eines Netzbetreibers entscheiden über dessen Anpassung der Erlösobergrenze. Auf Basis der Anpassung verändern sich ebenfalls die Netzentgelte der angeschlossenen Letztverbraucher nach § 17 Abs. 2 ARegV.

Die Erwartungswerte der netzbetreiberindividuellen Bonus- und Maluszahlungen sollen sich über alle Netzbetreiber möglichst ausgleichen, um eine gewünschte systemische Erlösneutralität zu erreichen. Die lineare (ungekappte) Qualitäts-Erlös-Funktion bewirkt in Kombination mit einer gewichteten Durchschnittswertbildung die Erlösneutralität der Qualitätsregulierung.

Da für jeden Netzbetreiber das optimale Zuverlässigkeitsniveau individuell zu bewerten ist, werden in der Berechnung des Anreizes gebietsstrukturelle Unterschiede berücksichtigt. Die deutsche Qualitätsregulierung umfasst Daten von ungefähr 190 Netzbetreibern. Die Heterogenität zwischen den beteiligten Netzbetreibern bewirkt, dass gebietsstrukturelle Unterschiede variieren können, die Netzbetreiber prinzipiell aber vergleichbar sind. Um über die grundsätzliche Aufgabe einer im Grundsatz flächendeckenden Versorgungs- und Anschlusspflicht hinaus eine Vergleichbarkeit zwischen den verschiedenen Netzbetreibern herzustellen, werden die gebietsstrukturellen Unterschiede durch ingenieurwissenschaftliche und statistische Analysen berücksichtigt.

Ein weiterer wichtiger Bestandteil der aktuellen Regulierung sind – entsprechend internationaler Anwendungspraxis – die Kappungsgrenzen, dargestellt in Punkt (2) in Abbildung 6. Sie dienen ausschließlich zur Begrenzung der Erlösschwankungen und somit zur Minimierung der Risiken für Netzbetreiber. Generell stellt die Kappung der Erlöse eine Intervention in die symmetrische Ausgestaltung der Qualitäts-Kosten-Funktion dar, die sich im Grundsatz aber bereits auf der bei 100-%-Netzzuverlässigkeit einseitig naturgemäß begrenzten Funktion motiviert. Die Kappungsgrenze wird auf Basis quantitativer Untersuchungen innerhalb des derzeitigen Korridors von 2-4 % festgelegt (symmetrische Kappung). Die Kappungsgrenze bezieht sich auf die Gesamterlöse abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Sie ist weiterhin erst nach der Summierung der Qualitätselemente über alle Netzebenen eines Netzbetreibers vorzunehmen.

Bewertung

Mit dem beschriebenen systembasierten monetären Ansatz können Anreize entwickelt werden, die das Erreichen des optimalen Zuverlässigkeitsniveaus gewährleisten. In Bezug auf die deutsche Ausgestaltung der Qualitätsregulierung hat sich der Ansatz bewährt. Eine Alternative zum systembasierten monetären Ansatz stellt der kundenbasierte monetäre Ansatz dar. Allerdings ist fraglich, ob der Ansatz vereinbar mit den gesetzlichen Vorgaben der Anreizregulierung ist, die im Qualitätselement einen additiven Beitrag zur Erlösübergrenze über das Effizienzbenchmarking hinaus sieht, der im Grundsatz sowohl positiv als auch negativ ausfallen kann. Zudem bestehen an dem Mehrwert des Ansatzes erhebliche Zweifel. Bei jedem Auftreten einer Versorgungsunterbrechung kann eine Vielzahl an individuellen Kompensationszahlungen resultieren. Weiterhin ist die Anreizwirkung nur gegeben, wenn die Kompensationen in möglichst hohem Maß den – individuellen – Ausfallkosten der Letztverbraucher entsprechen. Dafür ist im Rahmen der Monetarisierung eine möglichst angenäherte Bestimmung der Ausfallkosten notwendig, beispielsweise durch die Durchführung einer Kundenumfrage. Allerdings kommt Kapitel 3.2 zu dem Schluss, dass eine Kundenumfrage aktuell nicht zielführend ist.

Auch die Stellungsnahmen der Branche kommen zu der Erkenntnis, dass der kundenbasierte Ansatz weder eine praktikable noch den Vorgaben der ARegV entsprechende Alternative darstellt. Für eine monetäre Anreizwirkung ist somit weiterhin nur der systembasierte Ansatz zu verfolgen.

Im Folgenden wird der kundenbasierte Ansatz daher nicht weiter untersucht. Vielmehr besteht in der transparenten Darstellung von Zuverlässigkeitsniveaus ein Ansatz, den systembasierten Ansatz zu ergänzen. Dieser Ansatz wird in Kapitel 3.3 tiefergehend beschrieben.

2.2.3 Ansätze zur Monetarisierung

Um der Bonus- oder Maluszahlung einen monetären Wert zuweisen zu können, muss in einem nächsten Schritt ein Monetarisierungsfaktor ermittelt werden. Dieser Faktor soll grundsätzlich die Ausfallkosten bzw. die Zahlungsbereitschaft der Letztverbraucher reflektieren. Für diese monetäre Bewertung gibt die ARegV verschiedene Methoden vor (vgl. Kapitel 3.2).

In der aktuellen Ausgestaltung wird die Ausfallkosten ermittelt. Dies geschieht auf Basis des indirekten, analytischen Ansatzes[2]. Dieser Ansatz verwendet öffentlich verfügbare Daten wie die Wertschöpfung, Strompreise oder den jährlichen Stromverbrauch einer Region oder eines Landes als Datengrundlage (Billinton, 2001). Im Speziellen dient das Verhältnis von Bruttowertschöpfung [€] zu Stromverbrauch [kWh] als Berechnungsgrundlage für die Bestimmung des Value of Lost Load (VoLL) bzw. der Ausfallkosten [€/kWh]. Auf Basis der Formel 3 wird so jeder verbrauchten Energieeinheit eines Sektors ein individueller monetärer Wert unter der Annahme einer linearen Produktionsfunktion zugewiesen:

$$VoLL = \frac{Bruttowertschöpfung\ [€]}{Gesamtstromverbrauch\ [kWh]}$$

Formel 3: Methodik zur Berechnung der Ausfallkosten (Value of Lost Load)

Die Formel des makroökonomischen Ansatzes findet in der deutschen Qualitätsregulierung aktuell für die Sektoren Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft Anwendung. Die Bruttowertschöpfung der jeweiligen Sektoren wird basierend auf den Angaben des Statistischen Bundesamts ermittelt. Die Grundlage des jährlichen Stromverbrauchs der Sektoren ist die offizielle Energiestatistik des BMWi[3]. Die resultierenden Ausfallkosten aus der Grundvariante sind in Tabelle 1 illustriert.

	Bruttowert-schöpfung *[Mrd. €]*	Stromver-brauch *[TWh]*	Ausfallkosten $[\frac{€}{kWh}]$
Landwirtschaft	27	8,7	3,10
Industrie	753	223	3,38
Gewerbe	2.005	159	13,47

Tabelle 1: Ergebnisse der makroökonomischen Analyse

Da sich der makroökonomische Ansatz hauptsächlich auf Branchen bzw. Sektoren beschränkt, müssen die Ausfallkosten für Haushaltskunden gesondert berechnet werden. Für Haushaltskunden sind die Ausfallkosten gleich den Nutzungseinbußen durch Unterbrechung der Stromversorgung, welche in der Regel basierend auf dem Wert der Freizeit bestimmt werden (Billinton, 2001). Die Berechnung der Ausfallkosten der Haushaltskunden des deutschen Ansatzes basiert auf der Kernannahme, dass ein linearer Zusammenhang zwischen dem Wert der Freizeit der Letztverbraucher und deren Stromverbrauch besteht. Dies beinhaltet die vereinfachte Annahme, dass jede Stunde mit einer unterbrochenen Stromversorgung einer Stunde mit verlorener Freizeit gleicht. Weiterhin obliegt die Rechnung der vereinfachten Annahme, dass eine Stunde Freizeit einer Arbeitsstunde entspricht. Für Nicht-Erwerbstätige wird a priori ein Abschlag von 50 % angenommen. Die angewandte Berechnungsmethodik wurde im Rahmen des Ausgangsgutachtens entwickelt. Da

[2] Die Zahlungsbereitschaft kann auf Basis von Kundenumfragen ermittelt werden.

[3] Eine sektorale Abgrenzung der Verbrauchswerte der Nicht-Haushaltssektoren ist mit dieser Statistik nicht umsetzbar. Daher wurde die sektorale Aufteilung auf Basis von (IEA, 2019) vorgenommen. Aufgrund der nachfolgenden Aggregation der Werte besitzt diese Aufteilung nur informativen Charakter und ist für die Gesamtrechnung unproblematisch.

der Wert der Freizeit nur abstrakt zu bestimmen ist, enthält die Methodik Vereinfachungen. Der Vergleich ähnlicher Ansätze zeigt jedoch, dass die Methodik der gängigen Anwendung entspricht.

Somit erfordert dieser Ansatz die Quantifizierung des Gesamtwerts der Freizeit, um diesen in den Bezug zum gesamten Stromverbrauch der Haushaltskunden zu setzen. Der Gesamtwert der Freizeit wird dabei unter Berücksichtigung der Erwerbstätigenquote, der durchschnittlichen Nettostundenlöhne sowie der Menge an Freizeit bestimmt (Consentec, 2010).

Formel	Bezeichnung	Einheit	Erwerbs-tätige	Erwerbslose & Nicht-Erwerbs-Personen	Total
a	Anzahl Personen	Mio.	44,1	38,5	82,7
b	Anteil Freizeit am Jahr	Std.	2.365,2	2.365,2	
c	zusätzl. Entfallende Arbeitszeit	Std.		1.391,3	
d = a* (b + c)	Gesamtmenge Freizeit	Mrd. Std.	104,4	144,7	249,1
e	Gesamtnettolohn	Mrd. €	932,0		
f (=c)	Arbeitsstunden pro Erwerbstätiger	h / Jahr	1.391,3		
g = a * f	Gesamtmenge Arbeitszeit	Mrd. Std.	61,4		
h = e / g	Nettostundenlohn pro Erwerbstätigen	€/h	15,2		
i	Verhältnis Wert der Freizeit / Nettostundenlohn		1,0	0,5	
j = h * i	Wert der Freizeit	€/h	15,2	7,6	
k = j * d	Gesamtwert Freizeit	Mrd. €	1.584,3	1.098,6	2.682,9
l	Stromverbrauch der Haushalte	Mrd. kWh			128,2
m = k / l	**Value of Lost load**	**€/kWh**			**20,9**

Abbildung 7 - Ermittlung der Ausfallkosten der Haushaltskunden für 2017 (Destatis – Genesis Datenbank, 2019a) (Destatis – Genesis Datenbank, 2019b) (Bundeswirtschaftsministerium, 2019)

Bewertung

Auf Basis des indirekten analytischen Ansatzes können Ausfallkosten objektiv ermittelt werden. Als Berechnungsgrundlage werden jedoch ausschließlich aggregierte Kundendaten verwendet. Der berechnete Wert der nicht gelieferten Energieeinheit umfasst somit in der Theorie die Gesamtheit aller Ausfallkosten, sodass eine Differenzierung der fixen und variablen Ausfallkosten nicht umsetzbar ist. Der indirekte analytische Ansatz kann daher nur in Kombination mit Zuverlässigkeitskennzahlen verwendet werden, welche diese Differenzierung nicht erfordern (wie bspw. der SAIDI bzw. ASIDI). Werden also die Ausfallkosten basierend auf diesem Ansatz berechnet, hat dies Einfluss auf die Auswahl der Zuverlässigkeitskennzahlen.

2.3 Potenziale zur Weiterentwicklung

Der Vergleich der theoretischen Grundlagen und der deutschen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung zeigt, dass prinzipiell eine ganzheitliche Erfassung und monetäre Bewertung der Zuverlässigkeitsniveaus ermöglicht wird. Allerdings können durchaus Möglichkeiten identifiziert werden, die aktuelle Ausgestaltung weiterzuentwickeln. In den Stellungsnahmen der Branche wird zurecht darauf hingewiesen, dem Nutzen einer Maßnahme auch den resultierenden Aufwand gegenüberzustellen. Allerdings war diese Analyse nicht im Umfang dieser Studie durchzuführen. Vielmehr gibt die Studie Vorschläge für eine konzeptionelle Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung.

Folgende Optionen zur Weiterentwicklung sollen im Folgenden vorgestellt werden:

1. Berücksichtigung der Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen (vgl. Kapitel 3.1)

   Als Mittel der Berechnungsmethodik der aktuell verwendeten Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI und ASIDI wird die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen nur indirekt berücksichtigt. Allerdings zeigt die vorangegangene Untersuchung, dass bei jedem Auftreten einer Unterbrechung fixe Ausfallkosten unabhängig der Dauer entstehen. Aus diesem Grund soll untersucht werden, inwieweit neben der Dimension Dauer die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen in die Methodik integriert werden kann.

2. Integration kurzer Versorgungsunterbrechungen (vgl. Kapitel 3.1)

   Gegenwärtig erfolgt die Erfassung von Versorgungsunterbrechungen ab einer Dauer von drei Minuten. Allerdings verursachen Versorgungsunterbrechungen schon vor diesem Zeitpunkt Schäden beim Letztverbraucher. Daher soll die Erfassung dieser kurzen Versorgungsunterbrechungen geprüft und geeignete Kennzahlen vorgeschlagen werden.

3. Erfassung auf Versorgungsunterbrechungen zurückzuführende nicht gelieferte Energiemengen(vgl. Kapitel 3.1 und 3.4)

   Die vorangegangene Analyse verdeutlicht, dass die Energiemenge, welche aufgrund einer Versorgungsunterbrechung nicht an den jeweiligen Letztverbraucher geliefert wurde, Unterschiede aufweist. Gründe hierfür sind die Heterogenität von Versorgungsunterbrechungen und den angeschlossenen Letztverbrauchern. In der aktuellen Zuverlässigkeitskennzahlen werden diese Energiemengen nur aggregiert berücksichtigt (vgl. Kapitel 3.4.1). Insofern erscheint eine Prüfung sinnvoll, wie diese unterschiedlichen Energiemengen adäquater berücksichtigt werden können.

4. Identifikation von Qualitätsunterschieden innerhalb eines Netzgebiets (vgl. Kapitel 3.1)

   Die aktuelle Berechnungsmethodik ermittelt die kumulierte durchschnittliche Unterbrechungsdauer eines Letztverbrauchers und geht somit von einem gleichen Zuverlässigkeitsniveau innerhalb des Netzgebiets aus. Zudem erhalten alle Letztverbraucher eine gleich hohe Vergütung für das Zuverlässigkeitsniveau über die Netzentgelte. Tatsächlich können Letztverbraucher jedoch unterschiedlich stark von Versorgungsunterbrechungen betroffen sein. Daher ist zu evaluieren, wie diese Unterschiede zu erfassen sind und wie eine Berücksichtigung möglich ist.

5. Transparenz (vgl. Kapitel 3.3)

   Die transparente Darstellung der Qualitätsniveaus bietet die Möglichkeit eine Anreizwirkung zu entwickeln, ohne eine monetäre Bewertung der Ausfallkosten vorzunehmen. In dem Ansatz werden die Kennzahlen den Letztverbrauchern transparent zugänglich gemacht. Diese können das Zuverlässigkeitsniveau so beurteilen. Die Anreizwirkung wird so durch Interaktion zwischen Netzbetreibern und Letztverbrauchern bzw. weiteren Stakeholdern ausgelöst. Der Ansatz eignet sich besonders für Kennzahlen, deren monetäre Bewertung nicht umsetzbar ist.

3 Konzeptionelle Vorschläge zur Weiterentwicklung

Nachdem zuvor Möglichkeiten identifiziert wurden, die aktuelle Ausgestaltung weiterzuentwickeln, unterbreitet dieses Kapitel Vorschläge, wie diese Weiterentwicklungen gestaltet werden können.

3.1 Qualitätskennzahlen

Gerade die Wahl der Zuverlässigkeitskennzahlen bietet die Gelegenheit, die identifizierten Möglichkeiten zur Weiterentwicklung in die Qualitätsregulierung zu integrieren. Eine allgemeine Definition verschiedener Kennzahlen inklusive deren Berechnungsmodalitäten ist im IEEE Standard 1366 zu finden. Das Spektrum der verschiedenen Qualitätskennzahlen ist in Anhang F zu finden. Unter Analyse der dort aufgeführten Kennzahlen wurden entsprechende Kennzahlen ausgewählt, die einerseits in der europäischen Praxis angewandt und anderseits den oben identifizierten Möglichkeiten zur Weiterentwicklung entsprechen.

Im Folgenden werden die Kennzahlen hinsichtlich der Definition und Berechnungsmethodik vorgestellt. Anschließend werden geeignete Bewertungskriterien entwickelt, um eine begründete Auswahl treffen zu können. Abschließend wird eine Integration der Kennzahlen auf Basis der Kriterien geprüft.

3.1.1 Darstellung ausgewählter Zuverlässigkeitskennzahlen

Kennzahlen zur Erfassung der Dauer von Unterbrechungen

Neben der in der aktuellen Ausgestaltung angewandten Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI/ASIDI erfasst die Kennzahl Customer Average Interruption Duration Index, kurz CAIDI, ebenfalls die Dauer von Versorgungsunterbrechungen. Allerdings gibt die Kennzahl nur die durchschnittliche Dauer von tatsächlich betroffenen Kunden an. Die Kennzahl kann ebenfalls differenziert nach Spannungsebenen ermittelt werden. Im europäischen Vergleich findet die Kennzahl vorrangig in den Niederlanden Anwendung. Dabei dient die Kennzahl in Kombination mit dem SAIFI als Grundlage für die dortige Qualitätsregulierung (Hesseling & Sari, 2006).

$$CAIDI = \frac{\sum_i Dauer\ der\ VU}{Anzahl\ der\ betroffenen\ LV\ je\ VU}$$

Formel 4: Berechnungsformel der Kennzahl CAIDI

Kennzahl zur Erfassung der Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen

Wie in Kapitel 2.1.2 dargestellt, entstehen bei jedem Auftreten einer Versorgungsunterbrechung Ausfallkosten beim Letztverbraucher und dies unabhängig von der Unterbrechungsdauer. Zur Messung der Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen dient der System Average Interruption Frequency Index, kurz SAIFI. Die Kennzahl misst die durchschnittliche Häufigkeit, mit der Letztverbraucher von Unterbrechungen der Stromversorgung betroffen ist. Dabei berücksichtigt die Kennzahl SAIFI alle Unterbrechungen mit einer Dauer größer drei Minuten:

$$SAIFI = \frac{\sum_i Anzahl\ der\ betroffenen\ LV\ je\ VU > 3\ min}{Gesamtzahl\ angeschlossener\ LV}$$

Formel 5: Berechnungsformel der Kennzahl SAIFI

Kennzahl zur Erfassung der Häufigkeit von kurzen Versorgungsunterbrechungen

Für die Erfassung kurzer Versorgungsunterbrechungen wird im europäischen Vergleich häufig die Kennzahl Monetary Average Interruption Frequency Index, kurz MAIFI, verwendet. Die Kennzahl erfasst die Häufigkeit von besonders kurzen Unterbrechungen unterhalb der Dauer von drei Minuten. Dabei unterscheidet sich die Kennzahl in der Berechnungsmethodik nicht vom SAIFI:

$$MAIFI = \frac{\sum_i Anzahl\ der\ betroffenen\ LV\ je\ VU \leq 3\ min}{Gesamtzahl\ angeschlossener\ LV}$$

Formel 6: Berechnungsformel der Kennzahl MAIFI

Kennzahlen zur Erfassung der Menge nicht gelieferter Energie/Höhe der nicht gedeckten Last

Wird bei einem Letztverbraucher die Stromversorgung unterbrochen, kann innerhalb des Zeitraums bis zur vollständigen Wiederherstellung der Versorgung keine Energie geliefert werden. Jedoch kann diese Menge bei demselben Letztverbraucher auch bei gleicher Dauer von Versorgungsunterbrechung zu Versorgungsunterbrechung variieren. Grund für diese Variation ist der Zeitpunkt der Unterbrechung, da der Energieverbrauch an verschiedenen Tages- und Jahreszeiten unterschiedlich ist. Daher ermittelt die Kennzahlen Energy Not Supplied (ENS) [kWh]und Power Not Supplied (PNS) [kW] die Menge der Energie, welche aufgrund der Versorgungsunterbrechung nicht an den Letztverbraucher geliefert wurde bzw. Höhe der nicht gedeckten Last. Hinter der Formel steht die Annahme, dass bei niedrigem Verbrauch elektrischer Energie auch die Folgen einer Versorgungsunterbrechung beim Letztverbraucher geringer sind.

In der Ausgestaltung der Erfassungsmethodik der Energiemenge kann der ENS beliebig komplex gestaltet werden. In der einfachsten Variante werden Versorgungsunterbrechungen zunächst mit der Kennzahl SAIDI erfasst und danach mit einer durchschnittlichen Last multipliziert (Lydén, et al). Dieser Rechenschritt ist allerdings nur eine Transformation der Erfassungsmethodik von Zeit- auf Energiebezug. Da im Vergleich zur aktuellen Methodik des SAIDIs nur die Reihenfolge verändert wird, das Ergebnis aber gleichbleibt, wird diese Variante des ENS nicht weiter betrachtet.

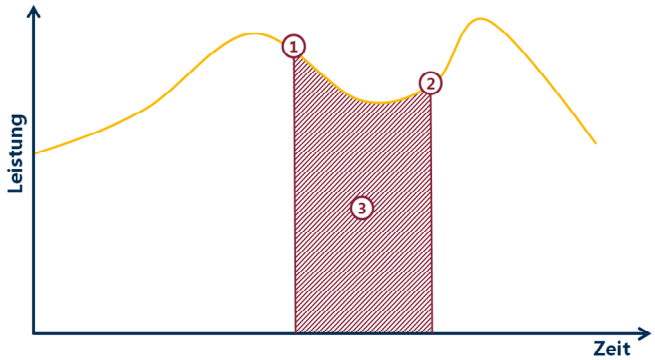


Abbildung 8: Erfassung nicht gelieferter Energie mittels ENS

Als eine deutlich detailliertere Variante der Kennzahl ENS dienen Lastprofile der Letztverbraucher als Referenz für die Berechnung der nicht gelieferten Energiemenge, illustriert in Abbildung 8. Tritt eine Versorgungsunterbrechung auf, wird der Zeitpunkt des Starts (1) und der Wiederherstellung der Prozesse (2) auf der Kurve des Profils festgehalten. Die Fläche unterhalb der Kurve (3) bildet die gesuchte Menge an nicht gelieferter Energie ab. Im Startpunkt (1) kann zudem die Menge nicht gelieferter Leistung der Zuverlässigkeitskennzahl PNS bestimmt werden. Durch die Erfassung der nicht gelieferten Last einer jeweiligen Kundengruppe bzw. eines Kunden ist eine detaillierte Bestimmung der Kennzahl möglich. Allerdings gibt es bei der Berechnung der Kennzahl auch weniger detaillierte Formen, ähnlich dem ENS. So kann die Kennzahl auch als Produkt der durchschnittlichen Last und Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen ermittelt werden.

$$ENS = \sum_{LV=1}^{M} \left(\int_{Start}^{Ende} Last(t)dt \right)_{Unterbrechung}$$

Formel 7: Berechnung der nicht gelieferten Energiemenge

Eine komplexe Methode zur Berechnung der nicht gelieferten Energiemenge zeigt die Gleichung in Formel 7. Auf Basis des Lastprofils Load(t)dt wird die spezifische Menge nicht gelieferter Energie

einer Kundengruppe berechnet. Für jede Kundengruppe findet die Anzahl (M) der Letztverbraucher (LV) Berücksichtigung, die von der Unterbrechung betroffen sind. Bei Anwendung der Kennzahlen gilt, dass die Detailtiefe mit Anzahl und Komplexität der Lastprofile steigt. Je mehr Kundengruppen gebildet und desto genauer die Lastprofile deren Energieverbrauch approximieren, desto weniger Verzerrungen weisen die resultierenden Kennzahlenwerte auf.

Kennzahlen zur Erfassung unterschiedlicher Zuverlässigkeitsniveaus innerhalb eines Netzgebiets

Die bisher vorgestellten Zuverlässigkeitskennzahlen unterliegen der Annahme, dass innerhalb des untersuchten Netzgebiets ein einheitliches Zuverlässigkeitsniveau vorherrscht. Damit berücksichtigen die Kennzahlen die individuelle Betroffenheit der Letztverbraucher innerhalb eines Netzgebietes nicht. Sind in der Qualitätsregulierung keine direkten Kompensationszahlungen integriert, können Letztverbraucher mit einem vergleichsweise geringeren Zuverlässigkeitsniveau im systembasierten Ansatz nicht entsprechend vergütetet werden (vgl. Kapitel 2.2.2). Um diese Qualitätsunterschiede zu identifizieren und zu analysieren, können geeignete Kennzahlen herangezogen werden. Dabei stellt die Kennzahl $CEMI_n$ (Customer Experiencing Multiple Interruptions) Unterschiede in der Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen innerhalb eines Versorgungsgebiets fest. In der Berechnungsmethodik muss zunächst ein Schwellenwert definiert werden, also eine Anzahl n von Versorgungsunterbrechungen, ab der ein vergleichsweise niedriges Zuverlässigkeitsniveau vorherrscht. Im nächsten Schritt zählt die Kennzahl alle Letztverbraucher, die n oder mehr Unterbrechungen erfahren haben und setzt sie ins Verhältnis zur Gesamtzahl angeschlossener Letztverbraucher im Netzgebiet.

$$CEMI_n = \frac{\sum_i Anzahl\ der\ LV, die\ min. n\ VU\ erfahren\ haben}{Gesamtzahl\ angeschlossener\ Letztverbraucher}$$

Formel 8: Berechnungsformel der Kennzahl $CEMI_n$

Die Dauer von Versorgungsunterbrechungen untersucht die Kennzahl CELID (Customer Experiencing Long Interruption Durations). In der Ausführung $CELID_s$ berücksichtigt die Kennzahl nur einzelne, besonders lange Unterbrechungen mit einer Dauer größer s Minuten.

$$CELID_S = \frac{\sum_i Anzahl\ der\ LV, die\ VU\ mit\ einer\ Dauer > s\ erfahren\ haben}{Gesamtzahl\ angeschlossener\ Letztverbraucher}$$

Formel 9: Berechnungsformel der Kennzahl $CELID_s$

In der Ausführung $CELID_t$ wird die gesamte Dauer von Unterbrechungen innerhalb eines Bezugszeitraums erfasst. Die Kennzahl erfasst dabei die Anzahl der Letztverbraucher, deren gesamte Unterbrechungsdauer einen zuvor definierten Schwellenwert t überschreitet.

$$CELID_t = \frac{\sum_i Anzahl\ der\ LV\ mit\ einer\ gesamten\ Unterbrechungsdauer > t}{Gesamtzahl\ angeschlossener\ Letztverbraucher}$$

Formel 10: Berechnungsformel der Kennzahl $CELID_t$

3.1.2 Entwicklung geeigneter Bewertungskriterien

Nachdem die Kennzahlen hinsichtlich Berechnungsmethodik kurz vorgestellt wurden, sollen nun Bewertungskriterien entwickelt werden. Das Ziel der Kriterien ist, eine begründete Auswahl der Kennzahlen treffen zu können.

Kennzahlen erfassen das Zuverlässigkeitsniveau in einem unterschiedlichen Umfang. So kann die Kennzahl eine ganzheitliche Aussage über die Qualität geben oder nur einen Teilbereich der Qualität untersuchen. Ist dies der Fall, muss die betrachtete Kennzahl zwangsläufig mit weiteren Kennzahlen kombiniert werden. Dabei erweitern sie das Spektrum der anderen Kennzahl und kommen beispielsweise als Ergänzung der aktuellen Kennzahl in Frage. Erfasst die Kennzahl die Qualität ganzheitlich, stellt sie eine Alternative zur aktuellen Kennzahl dar. Aus diesem Grund wird zunächst die **Ganzheitlichkeit** der Kennzahlen untersucht, welche den Umfang einer Kennzahl beschreibt.

Die Integration einer Zuverlässigkeitskennzahl in den Regulierungsrahmen ist mit unterschiedlich hohem Aufwand verbunden. Daher müssen zunächst die Voraussetzungen geprüft werden, die für eine Integration der Kennzahl erfüllt sein müssen. Die Integration einer bisher nicht berücksichtigten Kennzahl kann veränderte Anforderungen beispielsweise an die technische Erfassung von Versorgungsunterbrechungen stellen. Dies kann in der klaren Zuordnung von Unterbrechungen zu den betroffenen Letztverbrauchern bzw. Zählpunkten sein.

Für die Umsetzung der monetären Bewertung einer Kennzahl ist entscheidend, welche Anforderung an die Ermittlung der Ausfallkosten gestellt werden. Kann mit der Kennzahl eine Differenzierung in fixe und variable Ausfallkosten vorgenommen werden, müssen diese zunächst ermittelt werden. Generell besteht zwischen diesen Voraussetzungen und dem Zeithorizont einer möglichen Integration ein zwangsläufiger Zusammenhang. Ziel des Kriteriums ist daher, die identifizierten Voraussetzungen hinsichtlich der **Umsetzbarkeit** einer Kennzahl zu bewerten.

3.1.3 Bewertung der Kennzahlen

Zur Analyse, ob und in welcher Form eine Zuverlässigkeitskennzahl zur Weiterentwicklung des heutigen Regulierungsrahmens dient, erfolgt nun eine Bewertung der der zuvor ausgewählten Kennzahlen auf Basis der Bewertungskriterien Ganzheitlichkeit und Umsetzbarkeit.

Bewertung CAIDI

Ganzheitlichkeit: Der CAIDI gibt die durchschnittliche Unterbrechungsdauer eines tatsächlich von Unterbrechungen betroffenen Kunden an. Durch Verwendung dieser Kennzahl lässt sich keine Aussage über das allgemeine Zuverlässigkeitsniveau des gesamten Gebiets eines Netzbetreibers treffen. Die Kennzahl ermöglicht vielmehr eine Bewertung des Zuverlässigkeitsniveaus der von Unterbrechungen betroffenen Letztverbraucher hinsichtlich der Dimension Dauer.

Umsetzbarkeit: Die Unterschiede in der Erfassungsmethodik des CAIDIs zu dem Ansatz des heute verwendeten SAIDI können als gering angesehen werden. Beide Kennzahlen erlauben Aussagen zur durchschnittliche Unterbrechungsdauer von Letztverbrauchern. Im Gegensatz zum CAIDI gibt der SAIDI den Wert eines durchschnittlichen und nicht eines betroffenen Letztverbrauchers an. Für die Integration des CAIDIs müsste somit zusätzlich zur Dauer der Unterbrechung auch die Anzahl der betroffenen Letztverbraucher erfasst werden. Eine individuelle Entschädigung der betroffenen Letztverbraucher ist allerdings in der deutschen Qualitätsregulierung regulatorisch nicht vorgesehen. Daher wird durch Monetarisierung der Kennzahl kein Mehrwert im Vergleich zum heutigen Regime erzielt.

Bewertung SAIFI

Ganzheitlichkeit: Der SAIFI erfasst die mittlere Anzahl von Unterbrechungen eines Letztverbrauchers im Netzgebiet und erlaubt damit ausschließlich eine Aussage über die durchschnittliche Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen. So können Auswirkungen bewertet werden, die mit dem unmittelbaren Eintreten einer Versorgungsunterbrechung entstehen. Über die weiteren Auswirkungen liefert diese Kennzahl jedoch keine Informationen, sodass eine Kombination mit weiteren Kennzahlen notwendig ist. Zudem enthält der SAIDI/ASIDI durch die Berechnungsformel auch die Häufigkeit von Unterbrechungen, so dass geeignete Gewichtungen und/oder Abgrenzungen erforderlich sind.

Umsetzbarkeit: Wie beschrieben stellen die für die Bestimmung von SAIFI erforderlichen Eingangsdaten eine Teilmenge für den SAIDI/ASIDI dar, sodass die Erfassung bereits gegeben ist. Allerdings bedarf die Bewertung der monetären Auswirkungen der Unterbrechungshäufigkeit eine Bestimmung der fixen Ausfallkosten einer Unterbrechung. Können die fixen Ausfallkosten nicht monetär bestimmt werden, ist eine Monetarisierung der Kennzahl nicht umsetzbar. Daher ist eine Umsetzung auf Basis der aktuellen Methodik nicht umsetzbar.

Bewertung MAIFI

Ganzheitlichkeit: Die Kennzahl MAIFI besitzt dieselbe Erfassungsmethodik wie der SAIFI, berücksichtigt jedoch nur kurze Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer kürzer 3 Minuten. In Bezug auf die Ganzheitlichkeit weist die Kennzahl die gleichen Eigenschaften wie der SAIFI auf und kann daher nur als Ergänzung einer Zuverlässigkeitskennzahl in die Regulierung integriert werden. Als Argument für die Aufnahme wurde bereits erwähnt, dass das Auftreten einer relativ kurzen Versorgungsunterbrechung ab dem Sekundenbereich bis wenige Minuten ähnliche Auswirkungen beim Kunden erwarten lässt, wie Versorgungsunterbrechungen weniger Minuten. Ereignisse bis zu einer Dauer von 3 Minuten bleiben aber in der aktuellen Qualitätsregulierung unberücksichtigt. Insofern ergibt sich bei Berücksichtigung der Kennzahl MAIFI und gegebenenfalls aus der Betrachtung der Summe von SAIFI und MAIFI, ein ganzheitlicheres Bild der Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen. Als Gegenargument wurde in der Vergangenheit ausgeführt, dass bei den Netzbetreibern keine betrieblichen Prozesse denkbar sind, die eine systematische Verschiebung der Versorgungsunterbrechungen zu Dauern kleiner als 3 Minuten erlauben. Demnach ergäbe sich MAIFI direkt aus einem – nicht beeinflussbaren – Aufschlag auf SAIFI und es bedürfe somit keiner gesonderten Erfassung. Dies ist auch mit Auswertungen aus der FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (FNN, 2004-2017) belegbar, da sich über den Zeitraum 2004-2018 keine Veränderung des Anteils dort erfasster kürzerer Versorgungsunterbrechungen zeigt. Auf der Niederspannungs- (NS) Ebene sind zudem kaum kürzere Versorgungsunterbrechungen aufgetreten. MAIFI in Ergänzung zu anderen Kennzahlen – wie bereits bei SAIFI ausgeführt – ergibt ein ganzheitlicheres Bild der Versorgungszuverlässigkeit und ermöglich eine Berücksichtigung fixer Ausfallkosten. Dies gilt insbesondere für MAIFI, da bei ausschließlicher Betrachtung einer Nichtverfügbarkeitskenngröße zusätzliche kurze Versorgungsunterbrechungen nur zu einer geringen Erhöhung der Kennzahl führen.

Umsetzbarkeit: Eine Erfassung kürzerer Versorgungsunterbrechungen ist im Grundsatz ohne nennenswerten Mehraufwand bei den Netzbetreibern möglich, sofern jeweils der Netzzustand nach Ablauf aller Automatiken im Netz (Schutzauslösungen, automatische Umschaltungen) betrachtet wird. Dies wird heute in der FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (FNN, Dezember 2016) bereits praktiziert. Die Betrachtung dieses Zustands erlaubt die eindeutige Feststellung der von Versorgungsunterbrechungen betroffenen Bereiche, da entsprechende Teile des Netzes spannungslos werden, die aus der dann entstehenden Netztopologie klar hervorgehen (s. Erläuterungen in Anhang H). Dies gilt sowohl für die überhaupt von Versorgungsunterbrechungen betroffenen Netzbereiche als auch – zur Differenzierung der Unterbrechungsdauern – im Rahmen von Maßnahmen des Netzbetreibers sukzessive wiederversorgte Netzbereiche. Kritisch kann sich der Umstand erweisen, eine Dauergrenze für die Versorgungsunterbrechung exakt festzustellen, weil dafür – worauf auch in verschiedenen Stellungnahmen eingegangen wird – vor allem in NS-Netz mangels fernwirktechnischer Erschließung der Schaltgeräte die Bewertungsgrundlage fehlt. Als Alternative könnte eine Abschätzung mit Verzicht auf eine sekundengenaue Erfassung dienen, sofern das Überschreiten einer Grenze für die Unterbrechungsdauer festgestellt werden kann.

Besonderes Augenmerk ist auf die Frage zu richten, ab welcher Dauer das Ereignis statt als Versorgungsunterbrechung der Spannungsqualität zuzuordnen ist. Hinsichtlich der Dauer weisen die zugehörigen Normen eine Bandbreite aus, von wenigen 10 ms bis zu einer Minute (DIN EN 50160, 2010) reicht. Ferner grenzen die Normen Spannungsqualität (hier explizit Spannungseinbrüche) und (kurze) Versorgungsunterbrechungen auch anhand der Höhe der Restspannung ab, wobei auch hier unterschiedliche Grenzwerte einer Restspannung von 5 % (DIN EN 50160, 2010) bis 1 % (Definition der Kurzzeitunterbrechung (DKE-IEV, 2019) der Netznennspannung behandelt werden. In der Praxis ist die alleinige Handhabung eines solchen Grenzwertes für den Spannungsbetrag schwierig, da er entsprechende Messungen erfordert und aufgrund der Entladungsvorgänge sowie Beeinflussungseffekten zumindest vorübergehend geringe Restspannungen auch auf tatsächlich unterbrochenen Netzteilen verbleiben. Auf jeden Fall sind für eine Erfassung von Spannungseinbruchsereignissen flächendeckend hinreichend verteilte Messungen erforderlich (s. Anhang H). Da zudem die ARegV die Produktqualität, unter der für elektrische Netze auch die Spannungsqualität zu verstehen ist, nicht als Element für die Gestaltung des Qualitätselementes bewertet, sind Spannungseinbrüche für diese Kennzahl auszugrenzen.

Bei der zeitlichen Abgrenzung sind folgende Aspekte zu beachten: Zum einen umfassen normative Vorgaben für Gerätestörfestigkeiten heute nur sehr geringe Dauern, die nicht die im realen Netzbetrieb regelmäßig auftretenden Dauern bis zur Fehlerklärung durch Schutzabschaltung oder automatische Wiedereinschaltungen (AWE) abdecken. Hier besteht entsprechender Abstimmungsbedarf (FNN, 2016). Dennoch reichen Dauern von Spannungseinbrüchen, für die – bei allerdings dann höherer Restspannung – Störfestigkeit sicherzustellen und zu prüfen ist, bis zu einem Bereich von 5 Sekunden (ebd.). Zum anderen dienen Maßnahmen der Netzbetreiber wie AWE und Umschaltautomatiken dazu, endgültige Abschaltungen oder längere Versorgungsunterbrechungen zu vermeiden. Einzelne Schaltautomatiken in den Netzen, etwa bei Einschaltung von Transformatoren im Zusammenhang mit In-Rush-Effekten oder auch der Einsatz sogenannter Pausenschalter in Mittelspannungsnetzen, können durchaus auch bis zum Minutenbereich andauern. Zudem können heute je nach Betriebsstrategie Erdschlusssuchschaltungen in Netzen mit isolierten Sternpunkten oder Erdschlusskompensation kurze Versorgungsunterbrechungen im Bereich mehrerer Dutzende Sekunden bis wenige Minuten verursachen. Schließlich und nicht zuletzt ist die Sicht des Kunden auf die Ereignisse zu bewerten. Unterbrechungen werden dort bereits ab Dauer einiger Sekunden wie eine entsprechende kurze Versorgungsunterbrechung wahrgenommen. Die Abwägung zwischen der normativ vorgegebenen Abgrenzung von Spannungseinbrüchen, des Erfassungsaufwands sowie der Kundensicht führt zu der Empfehlung, betriebsübliche Dauern von Spannungseinsenkungen im Rahmen von AWE – üblicherweise mit bis zu jeweils 3 Sekunden je Pausenzeit – grundsätzlich nicht als Versorgungsunterbrechung zu bewerten. Bis zu dieser Dauer sollten auch Kurzzeitunterbrechungen infolge automatischer Umschaltungen nicht in die Kennzahl einfließen.

In den Stellungnahmen wird darauf hingewiesen, dass bei Einbezug auch kürzerer Versorgungsunterbrechungen der Anreiz für Maßnahmen wie Umschaltautomatiken und sogenannte Langzeit-AWE (mit Pausenzeiten > 3 s, oftmals als zweite AWE nach einer erfolglosen Kurzzeit-AWE eingesetzt) verloren gehen würde. Dies ist aber nicht der Fall, solange die Unterbrechungsdauer – wie derzeit über die Nichtverfügbarkeit – in die Qualitätsregulierung einfließt. Eine generelle Nichtberücksichtigung der angesprochenen Erdschlusssuchschaltungen – wie oftmals in den Stellungnahmen gefordert – ist auch aufgrund des Gleichbehandlungsgebots in Verbindung mit der Abhängigkeit von der Sternpunktbehandlung sowie der Betriebsstrategie nicht argumentierbar. Zudem bestehen alternative Erdschlussortungsmöglichkeiten, die sogenannte Kurzzeitunterbrechungen zur Ortung vermeiden oder zumindest stark reduzieren helfen.

Mit dieser Maßgabe ist eine Erfassung durchaus umsetzbar, wobei dafür eine Übergangszeit zur Anpassung der Erfassungsprozesse bei den Netzbetreibern von mindestens zwei Jahren zu empfehlen ist. Zudem kann erwogen werden, für die NS-Netze auf eine Erfassung kürzerer Versorgungsunterbrechungen zu verzichten, da dort der Anteil kurzer Versorgungsunterbrechungen sehr gering ist. Denkbar sind eigentlich nur schnell korrigierte. Zudem ist wie oben angeführt die Messung der Dauer von Versorgungsunterbrechungen aufwendiger. Für eine monetäre Bewertung der Kennzahl ist analog zum SAIFI eine Differenzierung der Ausfallkosten hinsichtlich ihrer fixen und variablen Anteile notwendig.

Bewertung ENS / PNS

Ganzheitlichkeit: Durch die Erfassung der Menge nicht gelieferter Energie bzw. Leistung können die Auswirkungen der Unterbrechungen auf die Stromversorgung des Letztverbrauchers in der Theorie besser abgebildet werden als beim SAIDI. Dabei ist die Detailtiefe der Kennzahl umso genauer, je differenzierter die verwendeten Lastprofile den Stromverbrauch der Letztverbraucher approximieren. Die Integration der Kennzahlen stellt nur dann eine substanzielle Weiterentwicklung gegenüber dem heutigen System dar, wenn Lastprofile unter Berücksichtigung unterschiedlicher Kundengruppen, Tages- und Jahreszeiten berücksichtigt werden.

Umsetzbarkeit: Während im SAIDI nur die Erfassung der Dauer und Anzahl betroffener Letztverbraucher notwendig ist, muss bei Verwendung von ENS/PNS der genaue Start und Ende der Unterbrechung sowie eine Zuordnung der Letztverbraucher zu den Lastprofilen erfolgen.

Der Mehrwert der Kennzahl liegt in der genauen Approximation der Auswirkungen einer Versorgungsunterbrechung durch die Verwendung differenzierter Lastprofile. Aufgrund der hohen Heterogenität innerhalb des deutschen Netzgebiets wäre sowohl die Erstellung als auch die Erfassung auf Basis von detaillierten Lastprofilen mit beachtlichem Mehraufwand verbunden.

Weiterhin müssen bei Einführung der Kennzahlen die Unterbrechungen zählpunktscharf erfasst und zugeordnet werden können. Hier kann die flächendeckende Installation moderner bzw. intelligenter Messgeräte die notwendigen Synergieeffekte bieten. Dies bedarf jedoch mindestens einen Zeithorizont von ungefähr 5 Jahren und ist somit nicht zur nächsten Regulierungsperiode umsetzbar.

Bewertung CEMI/CELID

Ganzheitlichkeit: Anhand der Kennzahlen können Unterschiede im Zuverlässigkeitsniveau zwischen Letztverbrauchern innerhalb eines Versorgungsgebiets identifiziert werden. Die Kennzahlen treffen jedoch keine ganzheitliche Aussage über das allgemeine Zuverlässigkeitsniveau des Netzbetreibers. So kann der CEMI beispielsweise aufzeigen, dass nur wenige Letztverbraucher eine hohe Anzahl an Unterbrechungen erfahren haben. Treten allerdings in dem Netzgebiet besonders lange Unterbrechungen auf, kann insgesamt ein schlechtes Zuverlässigkeitsniveau bei gutem Ergebnis des CEMI vorherrschen. Folglich können die Kennzahlen nur ergänzend zu einem ganzheitlichen Ansatz eingeführt werden, z. B. in Kombination mit SAIDI.

Umsetzbarkeit: Die Erfassung der Qualitätsunterschiede setzt voraus, dass Unterbrechungen zählpunktscharf zugeordnet werden können. Nur so kann gewährleistet werden, dass pro Zählpunkt die Unterbrechungen entsprechend berücksichtigt werden, um in einem nächsten Schritt die Überschreitung der Schwellenwerte feststellen zu können.

Exkurs Stellungsnahmen der Branche:

Die Notwendigkeit der Einführung von CEMI/CELID wird von der Branche bezweifelt. In den Stellungsnahmen wird aufgeführt, dass aufgrund der hohen Versorgungsqualität und der Vergleichbarkeit zwischen den Bundesländern die Kennzahlen keinen Mehrwert bieten.

Allerdings untersuchen die Kennzahlen nur Unterschiede des Zuverlässigkeitsniveaus innerhalb eines Netzgebiets und nicht zwischen verschiedenen Netzgebieten. Trotz einer insgesamt sehr hohen Versorgungsqualität können diese Unterschiede bestehen. Diese Unterschiede werden in der aktuellen Ausgestaltung nicht erfasst und können anhand der Kennzahlen identifiziert werden. Aus konzeptioneller Sicht erscheint daher eine Einführung der Kennzahlen und deren Veröffentlichung als sinnvoll

Die Stellungsnahmen weisen zurecht darauf hin, dass diese nur zielführend ist, wenn ein hoher Aufwand vermieden werden kann. Daher ist im Zuge der flächendecken Installation moderner und intelligenter Messsysteme zu prüfen, ob Synergieeffekte generiert und ein geringer Aufwand realisiert werden kann.

Kennzahl	Ganzheitlichkeit	Umsetzbarkeit
SAIDI	▪ Umfängliche Bewertung möglich ▪ Weiterentwicklungspotential durch weitere Differenzierung und Kombination mit weiteren Kennzahlen	▪ In aktueller Ausgestaltung integriert ▪ Von betroffenen Akteuren akzeptiert
CAIDI	▪ Bewertung des Zuverlässigkeitsniveaus von tatsächlich betroffenen Letztverbrauchern ▪ Kombination mit weiteren Kennzahlen erforderlich	▪ Verwendung Monetarisierungsfaktor weiter möglich ▪ Monetäre Bewertung erfordert systematische Anpassungen
SAIFI	▪ Mit der Erfassung der Unterbrechungshäufigkeit kann keine ganzheitliche Aussage über das Zuverlässigkeitsniveau treffen	▪ Bereits umgesetzt ▪ Als Teilbereich in der heutigen Erfassungsmethodik integriert
MAIFI	▪ Kurze Unterbrechungen unterhalb von 3 Minuten werden von der Kennzahl erfasst ▪ Einführung nur als Ergänzung zu weiteren Kennzahlen	▪ Erfordert Anpassungen an der Erfassungsmethodik, sodass kurze Unterbrechungen müssen klar abgegrenzt werden können
ENS / PNS	▪ Ermöglicht detaillierte Ermittlung der nicht gelieferten Leistung bzw. Energie, wodurch eine ganzheitliche Bewertung der Unterbrechung möglich ist	▪ Mehrwert nur bei Verwendung möglichst detaillierter Referenzprofile gegeben ▪ Umsetzung mit enormen Mehraufwand verbunden
CEMI / CELID	▪ Bewertung unterschiedlicher Zuverlässigkeitsniveaus innerhalb des Netzgebiets kann nur als Ergänzung zu weiteren Kennzahlen eingeführt werden.	▪ Zählpunktscharfer Erfassung notwendig ▪ Vor Einführung ist eine detailliertere Bewertung der entstehenden Kosten und des Nutzens erforderlich

Tabelle 2: Zusammenfassung der Bewertung der Qualitätskennzahlen

3.1.4 Zwischenfazit

Die Analyse der Qualitätskennzahlen zeigt, dass prinzipiell Kennzahlen vorhanden sind, welche die identifizierten Möglichkeiten zur Weiterentwicklung berücksichtigen und somit die Qualitätsregulierung insgesamt verbessern können. Allerdings verdeutlicht die Analyse auch, dass die Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI/ASIDI als zentrales Element beibehalten werden sollte. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist keine Alternative verfügbar, die einerseits eine ganzheitliche Erfassung der Zuverlässigkeitsniveaus ermöglicht und die andererseits ohne erheblichen Mehraufwand in die Regulierung integriert werden kann.

Als Alternative zum SAIDI/ASIDI kommt hauptsächlich die Kennzahl ENS in Frage, welche die aufgrund einer Unterbrechung nicht gelieferte Energiemenge erfasst. Eine Umstellung auf die Erfassung mit den Kennzahlen ENS/PNS kann allerdings zum gegenwärtigen Zeitpunkt als nicht zielführend angesehen werden. Diese Kennzahlen bieten nur einen Mehrwert gegenüber dem SAIDI, wenn differenzierte und so detailreiche Referenzprofile der Letztverbraucher verwendet werden. Bei einer Umstellung müssten diese zunächst erstellt und danach angewendet werden. Gerade bei der Vielzahl an Netzbetreibern in der deutschen Qualitätsregulierung ist die Umstellung mit hohem Mehraufwand verbunden. Allerdings ist hier zukünftig zu prüfen, ob die Einführung intelligenter Messsysteme Potenzial bietet, den Mehraufwand zu begrenzen.

Die Einführung des CAIDI ermöglicht eine Aussage über die durchschnittliche Unterbrechungsdauer tatsächlich betroffener Letztverbraucher. Dadurch kann das Zuverlässigkeitsniveau dieser Letztverbraucher deutlicher dargestellt werden. Allerdings ist eine explizite monetäre Berücksichtigung in der deutschen Qualitätsregulierung nicht umsetzbar, da eine Kundenumfrage durchgeführt werden müsste. Allerdings kann eine transparente Darstellung der Kennzahl den Umfang der Qualitätsregulierung insgesamt erhöhen.

Die Möglichkeit den aktuellen Ansatz weiterzuentwickeln, stellt vielmehr die Ergänzung des SAIDI/ASIDI mit zusätzlichen Kennzahlen dar. Eine explizite Berücksichtigung der Häufigkeit von Unterbrechungen kann mit einer Darstellung der Kennzahlen SAIFI und MAIFI erreicht werden. Jedoch ist vor Integration der Kennzahlen zu prüfen, ob die für die monetäre Bewertung notwendige Differenzierung der Ausfallkosten vorgenommen werden kann. Ferner ist eine Abgrenzung von Aspekten der Spannungsqualität zu schaffen, die zugleich eine praxisgerechte Erfassung der Versorgungsunterbrechungen ermöglicht. Unter der Maßgabe einer Dauer der Ereignisse von mindestens 3 Sekunden und Betrachtung nur der netztopologisch spannungslosen Bereiche halten wir eine Erfassung aber mit einer Vorlaufzeit von einem Jahr für realisierbar.

Mit den Kennzahlen CEMI und CELID können unterschiedliche Zuverlässigkeitsniveaus zwischen Letztverbrauchern erfasst werden. Durch Einführung der Kennzahlen können Letztverbraucher berücksichtigt werden, deren Zuverlässigkeitsniveau vergleichsweise schlecht ist. Vor einer Integration der Kennzahlen sollte jedoch in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern geprüft werden, wie die Kennzahlen mit möglichst geringem Aufwand eingeführt werden können.

3.2 Monetarisierung

Ein naheliegender Ansatz, die monetäre Bewertung von Versorgungsunterbrechungen weiterzuentwickeln, besteht in der Wahl der Methode der Monetarisierung. Wie bereits beschrieben bewirkt die Wahl des indirekten, analytischen Ansatzes, dass keine differenzierte Ermittlung der fixen und variablen Ausfallkosten erfolgen kann. Tatsächlich sind sowohl in der Literatur als auch in den gesetzlichen Vorgaben weitere Ansätze zur Monetarisierung der Ausfallkosten zu finden.

3.2.1 Darstellung alternativer Monetarisierungsansätze

Dieses Kapitel untersucht zunächst die Durchführung einer Kundenumfrage, anschließend den internationalen Vergleich sowie die Analyse eines Fallbeispiels als mögliche Ansätze der Monetarisierung.

Kundenumfrage

Die Durchführung einer Kundenumfrage stellt einen im internationalen Vergleich weit verbreiteten Ansatz zur Monetarisierung der Ausfallkosten dar. Innerhalb einer Kundenumfrage werden systematisch die direkten und kurzfristigen Ausfallkosten durch direkte Befragung der im Netz angeschlossenen Letztverbraucher ermittelt (Billinton, 2001). Ziel einer Kundenumfrage ist die differenzierte und detaillierte Ermittlung der Ausfallkosten. Zur Vorbereitung der Kundenumfrage werden in der Regel die Letztverbraucher gruppiert sowie Zeitpunkte und Dauern festgelegt, zu denen Unterbrechungen auftreten (SINTEF, 2010). Dabei kann die in Kap. 2.1.2 beschriebene Abhängigkeit der charakteristischen Eigenschaften der Letztverbraucher und Versorgungsunterbrechungen berücksichtigt werden. Idealerweise können so die unterschiedlichen Auswirkungen nach spezifischen Kundeneigenschaften, Zeitpunkt und Dauer der Unterbrechung entsprechend dargestellt werden (Billinton, 2001).

Internationaler Vergleich

Ein weiterer analytischer Ansatz ist der Vergleich der Ausfallkosten unterschiedlicher Länder. Durch Analyse der Ergebnisse der Monetarisierung verschiedener Qualitätsregulierungen kann die Detailtiefe übernommen und so die Kosten differenziert dargestellt werden. Als zwangsläufige Voraussetzung müssen die untersuchten Ausfallkosten anhand von Inflationsraten normiert und die sozioökonomischen Bedingungen jedes Landes bei der Analyse berücksichtigt werden.

Analyse eines Fallbeispiels

In der wissenschaftlichen Literatur stellt die Analyse einer in der Realität aufgetretenen Unterbrechung der Stromversorgung eine weitere Möglichkeit zur Ermittlung von tatsächlich entstandenen Ausfallkosten dar. Ziel des Ansatzes ist die detaillierte Analyse von großflächigen Stromausfällen. So werden die Kosten umfassend untersucht, welche an einzelnen Tagen oder innerhalb kurzer Zeiträume als Folge der Versorgungsunterbrechung entstehen (Küfeoglu, 2015). Bekannte Beispiele sind, neben dem Blackout in New York 1977, die Elektrizitätskrise in Kalifornien 2000-2001 und Sturm „Gudrun“ in Schweden 2005 (Carlsson, et al., 2008). Diese Beispiele wurden detailliert hinsichtlich ihrer Auswirkungen untersucht.

3.2.2 Entwicklung geeigneter Bewertungskriterien

Um eine Entscheidung treffen zu können, ob ein Monetarisierungsansatz eine Alternative zum aktuellen Ansatz darstellt, müssen die vorgestellten Ansätze zunächst anhand geeigneter Bewertungskriterien untersucht werden.

Primäres Ziel von Monetarisierungsansätzen besteht darin, die durch Versorgungsunter-brechungen entstandenen Ausfallkosten auf Kundenseite zu quantifizieren. Die Ansätze können dabei die entstandenen Auswirkungen während eines oder verschiedener Zeitpunkte oder über einen Zeitraum bewerten. Dabei sind die Untersuchungsergebnisse umso repräsentativer, je besser die Auswirkungen abgebildet werden. Optimaler Weise bewertet ein Ansatz daher die Auswirkungen über mehrere, repräsentative Zeitpunkte oder einen Zeitraum. Aus diesem Grund wird in einem ersten Schritt die **Ganzheitlichkeit** der Monetarisierungsansätze evaluiert.

Weiterhin beeinflusst der Detailgrad des Monetarisierungsansatzes die Auswahl der Zuverlässigkeitskennzahlen. Je detaillierter die Untersuchungsergebnisse die Ausfallkosten auf Kundenseite abbilden, desto genauer kann der Anreiz in Kombination mit Kennzahlen berechnet werden. Sollen beispielsweise die Auswirkungen quantifiziert werden, welcher durch die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen entsteht, müssen die Untersuchungsergebnisse eine Differenzierung in fixe und variable Ausfallkosten ermöglichen. Daher stellt die **Differenzierbarkeit** ein wichtiges Auswahlkriterium eines Monetarisierungsansatzes dar.

Um jedoch einen Monetarisierungsansatz in die deutsche Qualitätsregulierung integrieren zu können, muss der Ansatz im deutschen Kontext umsetzbar sein. In diesem Punkt ist der Aufwand zu bewerten, der mit der Wahl des Ansatzes verbunden ist. Setzt die Wahl eines Ansatzes die Sammlung und Auswertung von umfangreichem Datenmaterial voraus, so ist neben finanziellen Ressourcen auch die notwendige Dauer der Durchführung zu berücksichtigen. Schließlich ist also der Monetarisierungsansatz hinsichtlich seiner **Umsetzbarkeit** zu bewerten.

3.2.3 Bewertung der Monetarisierungsansätze

Im folgenden Kapitel werden die Monetarisierungsansätze nun hinsichtlich der entwickelten Kriterien bewertet.

Bewertung Kundenumfrage

Ganzheitlichkeit: Prinzipiell können die Schäden mit der Durchführung einer Kundenumfrage ganzheitlich erfasst werden. Je nach Ausgestaltung des Instruments werden die Ausfallkosten zu unterschiedlichen Zeitpunkten bei verschiedenen Kundengruppen ermittelt werden. Dadurch kann eine Bandbreite der Auswirkungen abgebildet werden und Unterschiede innerhalb einer Volkswirtschaft entsprechend abgebildet werden.

Differenzierbarkeit: In der Theorie bilden die Untersuchungsergebnisse einer Kundenumfrage ein breites Spektrum ab, sodass unterschiedliche Ausfallkosten differenziert dargestellt werden können. Fixe Kosten einer Versorgungsunterbrechung und Unterschiede zwischen Kundengruppen können mit einer Kundenumfrage ermittelt werden. Abhängig von der Ausgestaltung können beispielsweise auch zeitlich differenzierte Ausfallkosten abgebildet werden.

Umsetzbarkeit: Trotz der Vorteile in Bezug auf die Ganzheitlichkeit und Differenzierbarkeit besteht in der Umsetzung die größte Herausforderung bei einer tatsächlichen Umsetzung einer Kundenumfrage. Erfahrungen zeigen, dass die Güte der Untersuchungsergebnisse stark von der Qualität der Antworten der Umfrageteilnehmer abhängt. So besteht die Gefahr strategischer Antworten der Teilnehmer, da höhere Ausfallkosten zu einer höheren allgemeinen Vergütung führen. Bisherige Erfahrungen zeigen, dass oftmals die fehlende Bereitschaft zur Teilnahme problematisch ist. Die Gründe liegen oft bei der fehlenden Kenntnis der Befragten, welche individuellen Folgen Versorgungsunterbrechung für sie besitzen. Ferner sind – gerade beim im internationalen Vergleich in Deutschland hohen Versorgungszuverlässigkeitsniveau – Versorgungsunterbrechungen selten, was eine objektive kundenseitige Bewertung erschwert. Forschungsprojekte schließen daher eine kostengünstigere Realisierung der Umfrage als Telefon- oder webbasierte Umfrage aus (Vennegeerts, et al., 2008). Folglich muss die Umfrage sinnvoll konzipiert werden, um verlässliche und repräsentative Ergebnisse zu liefern. Somit ist die Durchführung einer Kundenumfrage – im Vergleich zu analytischen Methoden – mit einem hohen Aufwand und entsprechend hohen Kosten verbunden. Auch rechtliche Unsicherheiten, beispielsweise hinsichtlich der Repräsentativität einer Kundenumfrage, könnten zu Akzeptanzproblemen führen.

Bewertung Internationaler Vergleich

Ganzheitlichkeit: Basis dieses Ansatzes sind die Untersuchungserbnisse anderer Länder. Daher unterstellt dieser Ansatz, dass die Ausfallkosten in den jeweiligen Ländern ganzheitlich ermittelt wurden und eine verlässliche Grundlage darstellen. Allerdings müssen die Ergebnisse zwangsläufig normiert werden, um eine Vergleichbarkeit herstellen zu können. Obwohl eine monetäre Normierung prinzipiell umsetzbar erscheint, so gestaltet sich ein Vergleich der länderspezifischen Verbrauchsstrukturen und Kundencharakteristika schwierig. Außerdem können in diesem Unschärfen und Ungenauigkeiten anderer Untersuchungen übernommen werden, was den Mehrwert des Ansatzes minimiert.

Differenzierbarkeit: Auf Grundlage der Vergleichsergebnisse können die Ausfallkosten differenziert dargestellt werden. Theoretisch kann auf Basis zwischen fixen und variablen Ausfallkosten einer Versorgungsunterbrechung unterschieden werden. Insgesamt ist die Güte dieser Ergebnisse jedoch im Vergleich mit der Kundenumfrage als geringer zu bewerten, da beispielsweise die Abgrenzung der Kundengruppen aufgrund individueller Charakteristika einer Volkswirtschaft nur schwer vergleichbar ist.

Umsetzbarkeit: Die Durchführung des Vergleichs lässt sich mit relativ geringen Mitteln bewerkstelligen. Die Verfügbarkeit der Umfrageergebnisse anderer Länder in ausreichender Datenqualität ist die Voraussetzung zur Anwendung des Ansatzes. Anschließend muss eine Normierung der Ergebnisse vorgenommen werden. Sind die Daten vorhanden, müssen diese anschließend in den deutschen Kontext normiert werden, um eine Vergleichbarkeit herstellen zu können. Allerdings kann die ausschließliche Anwendung dieses Ansatzes zu Akzeptanzproblemen in der Branche führen, sodass ausschließlich eine kombinierte Anwendung des Ansatzes als sinnvoll erscheint.

Bewertung Analyse eines Fallbeispiels

Ganzheitlichkeit: Der Monetarisierungsansatz basiert auf einer detaillierten Analyse einer Versorgungsunterbrechung. Somit können die unterschiedlichen Auswirkungen auf die verschiedenen Kundengruppen im Speziellen und auf die Gesellschaft im Allgemeinen dargestellt werden. Jedoch weist dieser Ansatz zur gleichen Zeit zwei bedeutende Schwachpunkte auf. Zum einen ist gegenwärtig keine Analyse eines Fallbeispiels innerhalb Deutschlands bekannt. Daher ist ähnlich dem vorherigen Ansatz die Übertragbarkeit der Untersuchungsergebnisse zu hinterfragen. Des Weiteren betrachten die Analysen nur die Auswirkungen einer Unterbrechung innerhalb eines bestimmten Zeitraums. Tritt die Unterbrechung daher im Sommer auf, kann die Übertragbarkeit auf ein Ereignis im Winter nicht gewährleistet werden. Weiterhin sind generell nur wenige Studien von Fallbeispielen vorhanden, da das Auftreten von Versorgungsunterbrechungen nicht planbar und eine detaillierte Auswertung von Fallspielen in der Regel sehr kostenintensiv ist.

Differenzierbarkeit: Der Anspruch dieses Ansatzes ist, die Auswirkungen einer Unterbrechung im Detail zu analysieren, wobei die Detailtiefe von der jeweiligen Untersuchung abhängt. Da jedoch nur ein Ereignis untersucht wird, ist eine Normierung der Ergebnisse über mehrere Fälle schwierig. Auch die Wahl der Kundengruppen der Analyse wirkt begrenzt. Prinzipiell ist jedoch die Differenzierung nach fixen und variablen Ausfallkosten möglich, sodass in der Theorie eine Monetarisierung der Häufigkeitskennzahlen umsetzbar ist.

Umsetzbarkeit: In diesem Ansatz wurde die Analyse der Unterbrechung bereits durchgeführt, sodass bestenfalls nur die Ergebnisse normiert werden müssen. In der tatsächlichen Umsetzung wirkt jedoch ein anderer Aspekt limitierend. Da sich dieser Ansatz auf ein Unterbrechungsereignis beschränkt, müssen bei der Wahl des Ansatzes alle Besonderheiten, wie die Wahl der Kundengruppen, in die Qualitätsregulierung übernommen werden. Insofern muss die Ausgestaltung des Regulierungsrahmens an den Monetarisierungsansatz angepasst werden und nicht umgekehrt.

Ansatz	Ganzheitlichkeit	Differenzierbarkeit	Umsetzbarkeit
Indirekter analytischer Ansatz	▪ Makroökonomische Ansatz zur Analyse der Ausfallkosten von Sektoren ▪ Ganzheitliche Darstellung der Ausfallkosten	▪ Aggregierte Ermittlung der Ausfallkosten ▪ Differenzierung nur nach Kundengruppen und nicht nach Kostenbestandteilen möglich	▪ Informationen frei zugänglich ▪ Quellen von offizieller Stelle verifiziert und veröffentlich
Kundenumfrage	▪ Abbildung eines breiter Spektrums unterschiedlicher Ausfallkosten möglich ▪ Bspw. Differenzierung nach Kostenbestandteilen und Kundengruppen	▪ Ermittlung der Kostenbestandteile nach fixen und variablen Kosten umsetzbar ▪ Erhebung der Ausfallkosten nach Kundengruppen durchführbar	▪ Hoher Aufwand valide Ergebnisse zu erzielen ▪ Oftmals fehlende Teilnahmebereitschaft und mangelnde Kenntnis über Ausfallkosten problematisch
Internationaler Vergleich	▪ Ansatz unterliegt Annahme, dass Ausfallkosten in anderen Ländern ganzheitlich und verlässlich ermittelt wurden	▪ Differenzierte Darstellung theoretisch möglich ▪ Vergleichbarkeit der Strukturen beeinflusst Güte der Ergebnisse	▪ Auswertungen anderer Länder müssen verfügbar sein und anschließend in den deutschen Kontext normiert werden ▪ Nur in Kombination anwendbar
Analyse eines Fallbeispiels	▪ Ausführliche Untersuchung einer ausgewählten Unterbrechung ▪ Analyse auf Ort und Zeitraum der Unterbrechung beschränkt	▪ Abhängig von der Detailtiefe der Untersuchung ▪ Beschränkung auf betroffene Letztverbraucher	▪ Normierung der Ergebnisse bereits durchgeführter Untersuchungen ▪ Bislang keine umfassende Analyse einer Unterbrechung in Deutschland

Tabelle 3: Zusammenfassung der Bewertung der Monetarisierungsansätze

3.2.4 Zwischenfazit

Die Analyse der Zuverlässigkeitskennzahlen ergab, dass die Integration der Kennzahlen SAIFI und MAIFI das Spektrum der Qualitätsregulierung erweitern und zur nächsten Regulierungsperiode prinzipiell integriert werden können. Um die Kennzahlen ebenfalls monetär bewerten zu können, ist eine Differenzierung der fixen und variablen Kostenbestandteile notwendig. Allerdings kann diese Differenzierung nicht auf Basis des aktuellen Monetarisierungsansatz vorgenommen werden, da dieser Ausfallkosten nur in einer aggregierten Form ermittelt werden. Die Untersuchung weiterer Ansätze zur Monetarisierung zeigt jedoch auch, dass keine kurzfristig umsetzbare Alternative im Vergleich zum aktuellen Ansatz einen Mehrwert garantiert

Die im internationalen Vergleich häufig angewandte Durchführung einer Kundenumfrage kommt für den deutschen Ansatz gegenwärtig nicht in Frage, da nur mittels hoher Teilnehmerzahl und sinnvoller Konzeptionierung valide Ergebnisse erzielt werden können. Dies ist mit hohem Aufwand verbunden und zur kommenden Regulierungsperiode nicht umsetzbar.

Obwohl sich die verbleibenden Ansätze prinzipiell für eine Differenzierung der Kostenbestandteile eignen, stellen sie keine eigenständige Alternative zum aktuellen Monetarisierungsansatz dar. Die Analogie eines Fallbeispiels und die Übertragbarkeit des internationalen Vergleichs sind kritisch zu hinterfragen. Jedoch kann der internationale Vergleich komplementär zum aktuellen Ansatz zur Einordnung der ermittelten Ausfallkosten dienen.

3.3 Transparenz

Die bisherigen Analysen zeigen, dass eine Kombination des SAIDI/ASIDI mit weiteren Kennzahlen Potenzial bietet, die Qualitätsregulierung weiter zu entwickeln. Allerdings kann als Erkenntnis der bisherigen Untersuchung auch festgehalten werden, dass die monetäre Bewertung der kundenseitigen Ausfallkosten limitierend auf die Integration der Unterbrechungshäufigkeit wirkt. Um diese Kennzahlen dennoch in die Qualitätsregulierung zu integrieren, stellt die transparente Darstellung der Qualitätskennzahlen ohne monetäre Bewertung eine Möglichkeit dar, eine zusätzliche Anreizwirkung zu erzielen.

Das folgende Unterkapitel soll zunächst ein allgemeines Verständnis über die Entwicklung einer Anreizwirkung des Ansatzes erzielen. Weiterhin werden die rechtliche Grundlage einer Veröffentlichung und ein mögliches Konzept des Ansatzes dargestellt.

3.3.1 Anreizwirkung des Ansatzes

Im Ansatz der transparenten Darstellung der Zuverlässigkeitsniveaus wird die Bewertung der Zuverlässigkeitsniveaus der Netzbetreiber von den Letztverbrauchern und der Öffentlichkeit wahrgenommen. Die Stärke dieses Ansatzes besteht darin, dass keine Monetarisierung der innerhalb des Ansatzes verwendeten Zuverlässigkeitskennzahlen vorgenommen werden muss. Vielmehr wird durch die Veröffentlichung der Kennzahlen eine Interaktion zwischen dem Netzbetreiber und den relevanten Stakeholdern hergestellt, womit ein vergleichsweise gutes oder auch verbesserungswürdiges Zuverlässigkeitsniveau anerkannt werden kann. Diese Stakeholder können beispielsweise Organisationen, Vertreter aus der Politik oder Industrieverbände sein. Auch im Zusammenhang mit Konzessionsvergabeverfahren sind Veröffentlichungen von Daten zur Versorgungsqualität zunehmend von Interesse.

Der Ansatz der Transparenz ist die am wenigsten strenge Form der Entwicklung einer Anreizwirkung, da die Netzbetreiber unabhängig ihrer Versorgungsqualität keine unmittelbaren monetären Konsequenzen zu befürchten haben. Vielmehr soll die Interaktion mit den betroffenen Stakeholdern sicherstellen, dass Anreize für die Netzbetreiber bestehen, ein optimales Zuverlässigkeitsniveau herzustellen. So besteht die Möglichkeit, mit vergleichsweise wenig Aufwand eine Anreizwirkung zu entwickeln. Dennoch lohnt eine Abwägung, welche Veröffentlichung aus Letztverbrauchersicht tatsächlich relevant ist, sodass die veröffentlichten Kennzahlen sorgfältig ausgewählt werden sollten (Polynomics, 2015).

3.3.2 Rechtliche Grundlage

Im deutschen Recht ermöglicht § 31 Abs. 1 Nr. 12 ARegV die Veröffentlichung der ermittelten Kennzahlen zur Bewertung des Zuverlässigkeitsniveaus durch die Regulierungsbehörde, welche die Kennzahlen auf ihrer Internetseite netzbetreiberbezogen und in nicht anonymisierter Form veröffentlichen kann.

Der Bundesgerichtshof unterstreicht die geltende Rechtslage in seinem jüngsten Beschluss vom 11.12.2018 (EnVR 21/18). Im Beschluss heißt es, dass die zu veröffentlichen Kennzahlen der Versorgungsqualität für den Netzbetreiber keine wettbewerblich nachteiligen Schlussfolgerungen zulassen, da es sich um aggregierte Kennzahlen handelt. Zum einen können anhand der Kennzahlen weder Zeitpunkt, Dauer, Ausmaß noch Ursache einer einzelnen Versorgungsunterbrechung festgestellt werden. Weiterhin ließen diese aggregierten Daten „weder einen Rückschluss darauf zu, durch welche Konzepte und Maßnahmen der einzelne Netzbetreiber bei welchem Aufwand seine Netzzuverlässigkeit erzielt habe, noch wie dringlich konkrete Investitionen in das Netz seien.“ Dadurch verstoße eine Veröffentlichung der Kennzahlen prinzipiell nicht gegen die Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Netzbetreiber. Eine juristische Prüfung ist jedoch nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

Exkurs: Stellungsnahmen der Branche

Die Erhöhung der Datentransparenz wird in den Stellungsnahmen der Branche begrüßt. Neben den Verbänden BDEW und VKU unterstützen auch viele weitere Netzbetreiber die Veröffentlichung von Zuverlässigkeitskennzahlen. Insgesamt wird die Anreizwirkung von der Branche anerkannt.

Wichtig ist der Branche, dass im Zuge der Transparenz die Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse weiterhin gewahrt bleiben. Zudem müsse darauf geachtet werden, dass die Ergebnisse verständlich dargestellt werden und so eine höhere Akzeptanz erreicht wird.

3.3.3 Mögliches Konzept

Oberstes Ziel dieser Veröffentlichung muss sein, die Kennzahlen für unterschiedlichste Stakeholder klar und verständlich darzustellen. Gerade aufgrund der hohen Diversität der Stakeholder muss die Einordnung der netzbetreiberspezifischen Kennzahl einfach umsetzbar sein. Insbesondere

muss auch hier die in der Qualitätsregulierung gebotene Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede zwischen Netzbetreibern gewährleistet werden.

Ein mögliches Konzept besteht in der Bildung von Strukturklassen über die Netzbetreiber und einem Vergleich der Kennzahlen innerhalb der Klasse. So erwähnt § 20 Abs. 2 ARegV diesen Ansatz als potenzielles Instrument für die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede. Die Netzbetreiber würden anhand ihrer gebietsstrukturellen Unterschiede in die entsprechende Strukturklasse eingeordnet, sodass eine Vergleichbarkeit innerhalb einer Klasse möglich wäre. Allerdings kamen die Gutachter der Grundvariante zu dem Schluss, dass die Anwendung dieser Strukturklasse mit mehr Nach- als Vorteilen verbunden ist. An den Klassengrenzen könnten ungewollte Verzerrungen auftreten, welche durch eine nicht willkürfreie Wahl der Grenzwerte verstärkt würden. Zudem verschärfen nichtlineare Zusammenhänge die Verzerrungseffekte, welche in der Bildung von Strukturklassen nicht erfasst werden können, da diese von einer Vergleichbarkeit der Netzbetreiber innerhalb einer Gruppe ausgehen (Consentec, 2010).

In der Grundvariante kamen die Gutachter hingegen zu dem Schluss, dass die Bildung von Referenzwerten das geeignetere Instrument ist, gebietsstrukturelle Unterschiede abzubilden. Für die transparente Darstellung der Zuverlässigkeitsniveaus erscheint die Wahl dieses Instrument ebenfalls als sinnvoll. Analog des heutigen Systems zur Berechnung des Monetarisierungsfaktors können die gebietsstrukturellen Unterschiede in der entsprechenden statistischen Analyse berücksichtigt und Abweichungen von dem Referenzwert vergleichbar dargestellt werden. Um das Verständnis der Stakeholder für die jeweiligen Ergebnisse der Netzbetreiber zu erhöhen, können verschieden große Abweichungen von dem Referenzwert farblich untermalt werden.

3.4 Differenzierte Betrachtung von Kundengruppen

Die vorangegangene Analyse ergab, dass die Integration alternativer Kennzahlen zur Erfassung nicht gelieferter Energiemengen gegenwärtig nicht umsetzbar ist. Die theoretische Analyse ergab jedoch auch, dass sich die Ausfallkosten der Letztverbraucher erheblich unterscheiden können. Der Vergleich europäischer Qualitätsregulierungen zeigt, dass diese unterschiedlichen Ausfallkosten bereits in Ländern wie Schweden, Norwegen oder Niederlande berücksichtigt werden.

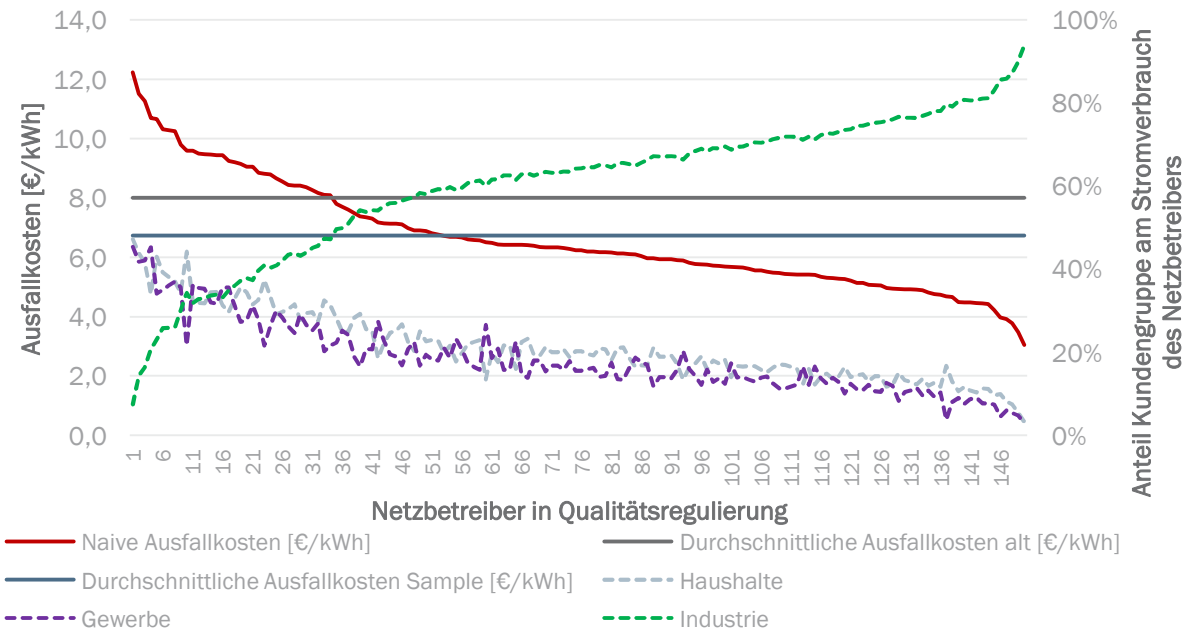


Abbildung 9: Anteil der Kundengruppe am Energieverbrauch (ohne Landwirtschaft)

Die Sinnhaftigkeit, die differenzierte Betrachtung von Kundengruppen tiefergehend zu untersuchen, zeigt Abbildung 9. Die Abbildung stellt einerseits den Anteil der Kundengruppen[4] am Stromverbrauch des Netzbetreibers auf der Sekundärachse dar. Im nächsten Schritt wird der anteilige Stromverbrauch mit den Ausfallkosten der Kundengruppen (Primärachse) verrechnet. Das Ergebnis sind die differenzierten „naiven“ Ausfallkosten eines Netzbetreibers (rote Linie). Zum Vergleich dieser Ausfallkosten sind die durchschnittlichen Ausfallkosten des Beispiels und der heutigen Ausgangsvariante abgebildet.

Die differenzierten „naiven“ Ausfallkosten berücksichtigen die Kundenstruktur des jeweiligen Netzbetreibers auf Basis der durch die Kreditreform erhaltenen Industrie- und Gewerbeunternehmenszahlen sowie der Haushaltszahlen[5] jedes Netzgebiets. Der bundesweite Stromverbrauch wird in einem nächsten Schritt auf die Netzgebiete umgelegt. Allerdings wird dabei angenommen, dass die Unternehmen (und Haushalte) innerhalb ihrer Kategorien identisch sind, deshalb wird hier der Begriff „naiv“ gewählt. Diese können sich jedoch stark unterscheiden und damit über die verschiedenen Netzgebiete variieren.[6] Die im obigen Diagramm dargestellte Berechnung stellt somit eine konservative Abschätzung der Streuung dar. Es ist deshalb zu erwarten, dass die tatsächlichen Ausfallkosten und daraus resultierende Anreizraten in der Realität noch stärker variieren. Die Abschätzung kann demzufolge als aussagekräftig angesehen werden.

Im Vergleich zu den durchschnittlichen Ausfallkosten weicht ein Großteil der differenzierten, spezifischen Ausfallkosten der Netzbetreiber von diesem Wert ab. Minimal- und Maximalwerte klaffen um ca. 9 Cent/kWh in der analysierten Stichprobe auseinander, während der Mittelwert bei ca. 6,7 Cent/kWh liegt. Dies entspricht einem Faktor von ca. 135 %. Die Analyse zeigt somit, dass eine kundengruppenscharfe Betrachtung ungewollte Verzerrungen minimieren kann.

3.4.1 Aktueller Monetarisierungsansatz und die Notwendigkeit der Differenzierung

Der aktuelle Ansatz der Monetarisierung unterscheidet sich im Vergleich zu anderen Regulierungssystemen vor allem durch seine aggregierte Form der Monetarisierung. Um potenziellen Optimierungsbedarf des aktuellen Ansatzes folgt der kurzen Übersicht in Kapitel 2.2.3 nun eine detaillierte Darstellung der Grundvariante (Consentec, 2010):

Abbildung 10: Aktueller Ansatz zur Monetarisierung von Versorgungsunterbrechungen

---

[4] Aus Gründen der Vereinfachung wird auf die Kundengruppe Landwirtschaft verzichtet.
[5] S. Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, INKAR-Datenbank. URL: https://www.inkar.de/, abgerufen am 12.11.2018.
[6] Bei einer Umsetzung können die tatsächlichen nachfrageklassenspezifischen Verbräuche herangezogen werden, um die Realitätsnähe zu verbessern. In einer weiteren Differenzierungsstufe können die Nachfragerklassen Industrie, Gewerbe und Haushalte nicht mengenbasiert, sondern auch im Hinblick auf ihre Ausfallkosten weiter differenziert werden, da diese auch teils erheblich variieren.

1. Berechnung der Ausfallkosten je Letztverbraucher

   Auf Basis des indirekten analytischen Ansatzes werden die Ausfallkosten zunächst gesondert nach Kundengruppen berechnet. Bei den Kundengruppen Landwirtschaft, Industrie und Gewerbe geschieht dies mit der Division der jeweiligen jährlichen Bruttowertschöpfung durch den jährlichen Stromverbrauch. Zur Berechnung der Ausfallkosten der Haushaltkunden dient der Wert der Freizeit. Die Ausfallkosten werden jeweils in Euro pro Energieeinheit [kWh] angegeben.

	Landwirtschaft	Industrie	Gewerbe	Haushalte
Ausfallkosten $[\frac{€}{kWh}]$	3,10	3,38	13,47	20,93

Abbildung 11: Ausfallkosten der Kundengruppen auf Basis der makroökonomischen Analyse

2. Zusammenfassung der Ausfallkosten

   Die zuvor differenziert berechneten Ausfallkosten der Kundengruppen werden im zweiten Schritt zu einem Wert über alle Kundengruppen zusammengefasst. Die aggregierten Ausfallkosten werden so unter Berücksichtigung der gesamten Bruttowertschöpfung und Stromverbrauchs aller Kundengruppen berechnet.

   Abbildung 11 zeigt die deutlichen Unterschiede zwischen den verschiedenen Kundengruppen auf, gerade zwischen Landwirtschaft und Haushalten auf der einen sowie Industrie und Gewerbe auf der anderen Seite. Ergebnis der Aggregation der Ausfallkosten ist, dass der Netzbetreiber trotz unterschiedlicher Höhe alle Letztverbraucher gleichbehandelt und keinen monetären Anreiz besitzt, Unterbrechungen dort zu minimieren, wo die höchsten Ausfallkosten entstehen.

3. Ermittlung der durchschnittlichen Last je Letztverbraucher

   Im nächsten Schritt erfolgt die Berechnung einer Last pro Letztverbraucher auf Basis eines nationalen Durchschnitts. Dabei wird der über die Kundengruppen aggregierte Stromverbrauch durch die Anzahl aller LV und die Jahresstundenzahl (8.760 h) geteilt. Das Ergebnis ist eine durchschnittliche Last in kW je LV.

   Dieser Wert kann allerdings die tatsächlichen Unterschiede zwischen den Kundengruppen nicht abbilden, da ein durchschnittlicher Gewerbebetrieb beispielsweise eine höhere Last hat als ein Haushalt. So wäre die Menge der nicht gelieferten Energie bei einem Gewerbebetrieb während einer Unterbrechung höher.

4. Bestimmung des Monetarisierungsfaktors

   Als Produkt aus den nationalen Ausfallkosten und der durchschnittlichen Last eines LV wird nun ein einheitlicher Monetarisierungsfaktor (MF) bestimmt. Durch Berechnung des MF erhalten die Ausfallkosten einen Wert pro Zeiteinheit. Das Ergebnis der Rechnung wird zunächst in Euro pro Stunde angegeben. Um die Kombination mit dem SAIDI/ASIDI zu vereinfachen, wird der Wert auch in Euro pro Minute umgewandelt

5. Berücksichtigung des individuellen Zuverlässigkeitsniveaus

   Bekanntlich dient die Kennzahl SAIDI/ASIDI in der deutschen Qualitätsregulierung als Grundlage zur monetären Bewertung des Zuverlässigkeitsniveaus eines Netzbetreibers. Als gewichteter Durchschnitt des Zuverlässigkeitsniveaus aller Netzbetreiber wird für jeden Netzbetreiber unter Berücksichtigung seiner gebietsstrukturellen Besonderheiten ein Referenzwert ermittelt. Die individuellen Abweichungen zur Referenz dienen im weiteren Verlauf als Grundlage zur Berechnung des Anreizes je Netzbetreiber.

Eine Differenzierung der Kennzahlen nach Kundengruppen findet in diesem Kontext nicht statt. Es wird daher von einem einheitlichen Zuverlässigkeitsniveau über alle Kundengruppen und Letztverbraucher ausgegangen. Sind hingegen die Zuverlässigkeitsniveaus zwischen den Kundengruppen unterschiedlich, findet dies in der aktuellen Methode keine Berücksichtigung. Befinden sich beispielsweise mehrere landwirtschaftliche Betriebe in einem ländlichen Netzgebiet mit geringer Versorgungsdichte, so können diese stärker von Unterbrechungen betroffen sein. Deren Dauer fließt maßgeblich in der Berechnung der allgemeinen Zuverlässigkeitskennzahl des Netzbetreibers ein. Die Kennzahl bildet aber auch das Zuverlässigkeitsniveau der Haushaltskunden im städtischen Gebiet des Netzbetreibers ab, die theoretisch weniger von Unterbrechungen betroffen sind. Dieser Rechenschritt führt also zu einer verzerrten Darstellung des Zuverlässigkeitsniveaus, sofern die Kundengruppen ungleichmäßig von Versorgungsunterbrechungen betroffen sind.

6. Integration der Anzahl von Letztverbrauchern im Netzgebiet

   Die bisher ermittelten Ausfallkosten, Last und auch der Monetarisierungsfaktor unterscheiden nicht zwischen den verschiedenen Letztverbrauchern und geben folglich einen aggregierten Wert an. Somit ist bei der Berücksichtigung der Letztverbraucher im Netzgebiet auch nicht zwischen den einzelnen Kundengruppen zu unterscheiden, sodass eine ausschließliche Betrachtung der Gesamtzahl aller LV ausreichend ist.

   Durch diese einfache Summierung wird eine Homogenität der Kundengruppen im Netzgebiet vorausgesetzt. Eine Analyse des Stromverbrauchs nach Kundengruppen innerhalb eines Netzgebiets zeigt in Abbildung 9 hingegen, wie groß die Unterschiede zwischen den Netzbetreibern sind. Die unterschiedliche Kundenstruktur des Netzbetreibers und die unterschiedlichen Ausfallkosten der Kundengruppen bewirken, dass die Netzbetreiber sich in den naiven Ausfallkosten zum Teil erheblich unterscheiden. Die naiven Ausfallkosten stellen die tatsächlichen Ausfallkosten eines Netzbetreibers dar, welche die spezifische Verteilung und Ausfallkosten der Kundengruppen berücksichtigen.

7. Berechnung der Anpassung der Erlösobergrenze

   Abschließend erfolgt die Berechnung des Anreizes eines Netzbetreibers in Form einer Bonus- oder Maluszahlung, welche zu einer Anpassung dessen Erlösobergrenze führt. Die Berechnung des Anreizes erfolgt durch Multiplikation des in Schritt 5 bewerteten individuellen Zuverlässigkeitsniveaus, des Monetarisierungsfaktors und der Gesamtzahl aller Letztverbraucher im Netzgebiet.

3.4.2 Ansatz zur Differenzierung der Kundengruppen

Die Untersuchung der einzelnen Rechenschritte zeigt, dass durch den einheitlichen Monetarisierungsfaktor, die fehlende Berücksichtigung der Kundenstruktur eines Netzbetreibers und den einheitlichen SAIDI-/ASIDI-Wert Verzerrungen hervorrufen können. Um diese Erkenntnisse zu berücksichtigen, wird im Folgenden ein Ansatz zur differenzierten Betrachtung von Kundengruppen vorgestellt.

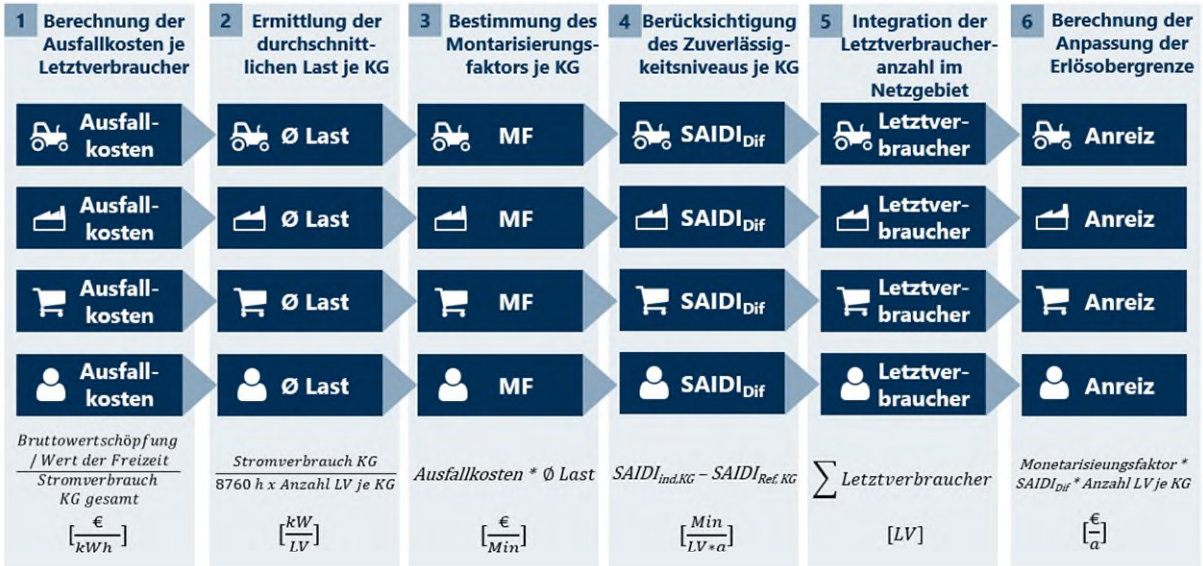


Abbildung 12: Konzept einer differenzierten Betrachtung der Kundengruppen

- Wie auch in der Grundvariante werden in einem ersten Schritt die Ausfallkosten für jede Kundengruppe durch Division der Bruttowertschöpfung durch den Stromverbrauch einer Kundengruppe ermittelt. Im Unterschied zur Grundvariante werden die kundengruppenspezifischen Ausfallkosten nun nicht zu einem nationalen allgemeinen Wert aggregiert, sondern dienen als differenzierte Werte als Berechnungsgrundlage zur weiteren Berechnung.
- Während die Grundvariante die durchschnittliche Last über alle Letztverbraucher im Netz berechnet, ist die Ermittlung der durchschnittlichen Last individuell für jede Kundengruppe elementar für die Ausgestaltung der Weiterentwicklung. Um jedoch die durchschnittliche Last differenziert berechnen zu können, muss für jede Kundengruppe die Anzahl der jeweiligen Letztverbraucher bestimmt werden. Generell ist wichtig, dass diese Anzahl der Letztverbraucher zudem im Verhältnis zu der Bruttowertschöpfung und dem Stromverbrauch des vorherigen Rechenschritts stehen muss. Abweichende Rechnungsgrundlagen können ungewollte Verzerrungen hervorrufen. Die grundsätzliche Methode der Berechnung der durchschnittlichen Last bleibt bestehen, d. h. der Stromverbrauch einer Kundengruppe wird durch die Anzahl von Letztverbrauchern und die Jahreszahl ermittelt.
- Die Kundengruppen weisen nun individuelle Ausfallkosten auf und haben eine durchschnittliche Last zugewiesen bekommen. Auf Basis dieser Werte kann nun ein Monetarisierungsfaktor für jede Kundengruppe bestimmt werden. Dafür werden die jeweiligen Ausfallkosten mit der kundengruppenspezifischen Last multipliziert.
- In diesem Rechenschritt werden unterschiedliche Zuverlässigkeitsniveaus auf Basis eines SAIDI/ASIDI Werts je Kundengruppe berechnet. Weiterhin wird für jede Kundengruppe ein Referenzwert gebildet, sodass die unterschiedlichen Zuverlässigkeitsniveaus der Kundengruppen besser berücksichtigt werden können. So können sich beispielsweise die Zuverlässigkeitsniveaus der Haushaltskunden, die sich eher im städtischen Gebiet mit höherer Versorgungsdichte befinden, und der landwirtschaftlichen Betriebe unterscheiden, die in der Regel im ländlichen Gebiet mit geringerer Versorgungsdichte zu finden sind.
- Unterschiedliche Kundenstrukturen von Netzbetreibern werden durch die Berücksichtigung der Letztverbraucherzahl je Kundengruppe im nächsten Schritt abgebildet. Notwendig dafür ist die vorherige Zuordnung der Letztverbraucher in Kundengruppen.
- Die Ermittlung des Anreizes eines Netzbetreibers führt als finaler Schritt die bisherigen Fäden zusammen. Auf Grundlage des allgemeinen Monetarisierungsfaktors je Kundengruppe und des netzbetreiber-/kundengruppenspezifischen Zuverlässigkeitsniveaus und der Anzahl von Letztverbrauchern wird ein Anreiz pro Kundengruppe berechnet. Die Summe aller Anreize, ob positiv durch einen Bonus oder negativ durch einen Malus, resultiert in einer Anpassung der Erlösobergrenze des Netzbetreibers.

3.4.3 Integration der Weiterentwicklung in die Regulierung

Wie die Analyse des Beispiels zeigt, beinhalten die vorgestellten Ansätze zur Weiterentwicklung signifikante Auswirkungen auf die Ermittlung der Anreize der Netzbetreiber. Daher sollten folgende Punkte geprüft werden, bevor die Weiterentwicklung in die aktuelle Regulierung integriert wird:

Die in der Konzeptionierung verwendeten Kundengruppen orientieren sich an denen in der Grundvariante definierten, Kundengruppen. Der internationale Vergleich der Gruppierung der Letztverbraucher zeigt, dass oftmals eine höhere Anzahl von Gruppen zu finden ist. So kann beispielsweise für Letztverbraucher des öffentlichen Sektors, wie Schulen oder Krankenhäuser, eine eigene Kundengruppe gebildet werden.

Bei der Definition der Kundengruppen sollte jedoch stets beachtet werden, dass eine entsprechende Datengrundlage der Kundengruppen für die Berechnung eines Monetarisierungsfaktors vorhanden sein muss. Folglich müssen ausreichende Informationen zu Bruttowertschöpfung, Stromverbrauch und Anzahl der Letztverbraucher verfügbar sein. Für eine valide Berechnung des Monetarisierungsfaktors ist zudem notwendig, dass die Informationen in unmittelbarem Verhältnis zueinanderstehen und möglichst auf der gleichen Datengrundlage basieren. Weiterhin ist die zuvor erwähnte Abgrenzung der Letztverbraucher sinnvoll, die in der Hoch- und Höchstspannung angeschlossen sind, da so ungewollte Verzerrungen in der Berechnung des MF vermieden werden können. Werden beispielsweise energieintensive Industriebetriebe berücksichtigt, obwohl diese nicht in den betrachteten Netzebenen angeschlossen sind, kann es zu erheblichen Verzerrungen in der Berechnung des Monetarisierungsfaktors der Kundengruppe Industrie kommen.

In einem nächsten Schritt kann nun die zählpunktscharfe Zuordnung der Letztverbraucher zu den definierten Kundengruppen erfolgen, was generell eine zwangsläufige Voraussetzung für die Einführung der Weiterentwicklung ist. Gegenwärtig haben einige Netzbetreiber bereits Kenntnis über die betroffenen Kunden, allerdings bedarf die Zuordnung bei zahlreichen Netzbetreibern grundlegende Änderungen in der Erfassungsmethodik der Versorgungsunterbrechungen. Hier ist zu prüfen, inwieweit Synergieeffekte der Zuordnung der Letztverbraucher im Zuge der „Digitalisierung der Energiewende“ gehoben werden können.

Die bisherige Analyse der differenzierten Betrachtung der Kundengruppen stellt das theoretische Potenzial in den Vordergrund, die Gefahr volkswirtschaftlicher Verzerrungen durch eine Anpassung der Methodik zu minimieren. Allerdings wird vor Implementierung dieser Weiterentwicklung eine tiefer gehende Kosten-Nutzen-Analyse empfohlen. Gerade vor dem Hintergrund der Umstellung auf eine intelligente sowie moderne Messeinrichtung und der damit verbundenen Evolution von Prozessen können möglicherweise Synergieeffekte erzielt und Kosten reduziert werden.

3.5 Ausgestaltung weiterer Designparameter

Aus den bisherigen Ergebnissen kann festgehalten werden, dass sich der systembasierte Ansatz in der deutschen Qualitätsregulierung für eine monetäre Anreizwirkung am besten eignet. Eine Weiterentwicklung des aktuellen Ansatzes kann nur durch Prüfung potenzieller Designparameter des Ansatzes erfolgen. Ziel des folgenden Kapitels ist es daher, mögliche Designparameter darzustellen und entsprechend zu prüfen.

Kappungsgrenzen

In der aktuellen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung sind Kappungsgrenzen bereits fester Bestandteil. Grundsätzlich widersprechen Kappungsgrenzen zwar den Prinzipien des optimalen Zuverlässigkeitsniveaus. Die Streichung der Kappungsgrenzen hätte jedoch zur Folge, dass die Netzbetreiber der Gefahr hoher Mindererlöse ausgesetzt sind. Schon die Gutachter der Grundvariante kamen zu dem Ergebnis, dass dies nicht zielführend ist.

Der internationale Vergleich der Qualitätsregulierungssysteme in Abbildung 13 zeigt, dass Kappungsgrenzen in vielen europäischen Ländern Anwendung finden. In der Regel finden fest definierte, symmetrische Kappungsgrenzen Anwendung.

Land	Kappungsgrenzen
Irland	+/- 1,5% der Erlöse
Niederlande	+/- 5% der Erlöse, jedoch wurde diese Grenze bislang noch nicht erreicht
Schweden	1/3 der jährlichen RAB (Regulatory Asset Base), dies entspricht ungefähr +/- 5% der Erlöse
Spain	+/- 3% der Erlöse
Großbritannien	+/- 2,5% der RAB
Tschechien	+/- 2% der Erlöse

Abbildung 13 - Vergleich europäischer Kappungsgrenzen (CEER, 2016) (Wallernström, Huang, Wigenborg, Ström, & Johansson, 2019)

Der internationale Vergleich zeigt weiterhin, dass die Bandbreite der prozentualen Kappung ungefähr dem Korridor der deutschen Kappungsgrenzen von 2-4 % entspricht. So sind die Erlösschwankungen beispielsweise in der niederländischen Regulierung auf 5% gekappt, während in der irischen Regulierung Kappungsgrenzen von 1,5 % Anwendung finden. Entsprechend der internationalen Praxis gibt es für die deutsche Qualitätsregulierung keinen Bedarf die Grenzen des Korridors zu verändern.

Totbänder

Die Integration von Totbändern in die Qualitäts-Erlös-Funktion stellt eine Alternative zur Bildung von Durchschnittswerten (vgl. Kapitel 2.2.2) zum Ziel der Dämpfung von Schwankungen und zur Minderung von stochastischen Einflüssen dar. Wie Abbildung 14 illustriert, bewirkt die Einführung eines Totbandes (1), dass eine Bandbreite von Abweichungen des Zuverlässigkeitsniveaus vom Referenzwert für den Netzbetreiber ohne monetäre Folgen bleibt. Typische Schwankungen des Zuverlässigkeitsniveaus sollen durch ein Totband nicht berücksichtigt werden. Anderseits sind im europäischen Vergleich Totbänder mit dem Ziel der Minimierung von Transaktionskosten in die Qualitätsregulierung integriert worden (CEER, 2016).

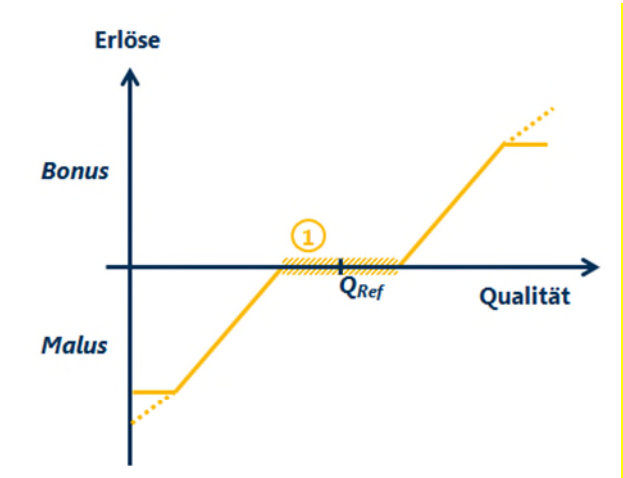


Abbildung 14: Totband in der Qualitäts-Erlös-Funktion

Bereits vor der Einführung der Qualitätsregulierung prüften die Gutachter der Grundvariante die Integration von Totbändern. Die Gutachter befanden, dass Totbänder nur unter zwei Voraussetzun-

gen eine tatsächliche Wirkung erzielen können. Um eine dämpfende Wirkung auf typische Schwankungen bei den Zuverlässigkeitskennzahlen zu erreichen, ist mit hoher Wahrscheinlichkeit ein sehr breites Totband notwendig. Ein sehr breites Totband hat jedoch auch erheblichen Einfluss auf den gewünschten Anreizeffekt der Qualitätsregulierung. In diesem Fall besteht die Gefahr, dass die Anreizwirkung entscheidend minimiert wird, da sich die Mehrheit der Netzbetreiber innerhalb des Totbands befinden würde.

Um hingegen bei einem engeren Totband eine dämpfende Wirkung zu erreichen, kann sinnvollerweise nur das individuelle historische Zuverlässigkeitsniveau als Referenzwert dienen. Rechtliche Vorgaben aus § 20 Abs. 2 ARegV schließen die Verwendung historischer Referenzwerte allerdings aus (Consentec, 2010).

Weiterhin kann die Definition der Grenzwerte bzw. der Breite des Totbands als entscheidendes Hindernis für die Integration eines Totbands angesehen werden. Für die Definition ist eine valide Unterscheidung zwischen akzeptablen und inakzeptablen Schwankungen notwendig. Werden Totbänder zu Minimierung der Transaktionskosten eingeführt, ist deren Höhe zunächst zu bestimmen und als Grundlage zu verwenden. Die Transaktionskosten bilden dabei den Wert ab, welcher die Kosten auf Seiten des Netzbetreibers und Regulators bei der Ermittlung und Anpassung der Erlösanpassung entsteht.

Totbänder stehen zudem im Widerspruch zu einer möglichst einfachen Struktur der Qualitäts-Erlös-Funktion, da Grenzen der Totbänder den Funktionsverlauf maßgeblich beeinflussen. Abhängig davon, ob ein Netzbetreiber gerade den Grenzwert über- oder unterschreitet, verändert sich dessen Anreiz erheblich, sodass insgesamt deutliche Ergebnisänderungen des Q-Elements zu erwarten sind (Consentec, 2010).

Abschließend sind keine Gründe erkennbar, von der Argumentation der Grundvariante abzuweichen und Totbänder in die Qualitätsregulierung zu integrieren. Eine sinnvolle und zielführende Definition der Totbänder ist nicht erkennbar. Sowohl breite als auch kurze Totbänder sind mit signifikanten Nachteilen behaftet.

Auch für die Minimierung der Transaktionskosten ist eine Integration der Totbänder nicht zielführend. Zum einen ist der aktuelle Ansatz als automatisierter Prozess zu verstehen, in dem Totbänder tendenziell eher zu höheren Transaktionskosten führen. Außerdem sind Transaktionsaktionskosten über alle Netzbetreiber nicht zweifelsfrei zu bestimmen. Daher kann festgehalten werden, dass die Integration von Totbändern in den aktuellen Regulierungsrahmen keinen Mehrwert darstellt.

4 Analytische Untersuchung von gebietsstrukturellen Einflüssen

4.1 Zielstellung

Gemäß ARegV sind gebietsstrukturelle Einflüsse auf die Versorgungszuverlässigkeit bei der Ermittlung der Kennzahlenvorgaben, die wiederum als gewichtete Durchschnittswerte über die Netzbetreiber zu ermitteln sind, zu berücksichtigen. Hintergrund ist der aus zahlreichen Modelluntersuchungen (z. B. auch in (Consentec, 2010), (Wirtz, 2009), (Fritz, 2006)) wie auch Auswertungen auf Basis einer Erfassung der tatsächlich aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen (auch in (Consentec, 2010), (Quadflieg, 2011)) bekannte Einfluss insbesondere eines Einflusses der Lastdichte. Dieser Einfluss wurde in der Vergangenheit oftmals auch qualitativ mit Begriffen wie „ländlich“ und „städtisch“ umschrieben.

Aus analytischen Untersuchungen wie auch der Analyse der Kennzahlen aus der Erfassung von Versorgungsunterbrechungen wurde bisher in der Qualitätsregulierung nur das gebietsstrukturelle Merkmal der Lastdichte berücksichtigt. Dabei hat sich grundsätzlich aus analytischen Erwägungen ein hyperbolischer Zusammenhang zwischen der Nichtverfügbarkeit ASIDI (MS-Ebene) bzw. SAIDI (NS-Ebene) und der Lastdichte LD als sinnvoll erwiesen:

$$ASIDI_{Ref}(LD)\ bzw. SAIDI_{Ref}(LD) = a \cdot {}^{1}/_{LD^{c}} + b$$

Formel 11: Zusammenhang Referenzwert und Lastdichte

Die Funktion beschreibt die Referenzwerte für die Zuverlässigkeitskennzahlen als Grundlage der Ermittlung des Qualitätselements.

Der sich in den letzten Jahren seit Einführung der Qualitätsregulierung in 2012 entwickelte Diskussions- und Erkenntnisstand zur Wahl gebietsstruktureller Merkmale umfasst insbesondere folgende Aspekte:

- Der hyperbolische Funktionsverlauf wurde auf Basis der aus der Erfassung resultierenden Kennzahlen zunächst sowohl für die Mittel- wie auch die Niederspannungsebene in der ersten Qualitätsregulierungsperiode bestätigt. Für die Niederspannungsebene wurde die Abhängigkeit der Versorgungszuverlässigkeit vom gebietsstrukturellen Merkmal Lastdichte in den weiteren Regulierungsperioden intensiv diskutiert, da das resultierende Bestimmtheitsmaß als Maß für den Erklärungsbeitrag der Regressionsfunktion $SAIDI_{Ref}(LD)$ auf Werte unterhalb von 0,1 gesunken ist und resultierende Exponenten c der Funktion für die optimale Anpassung der Regressionsfunktion oberhalb des auf Basis einfacher analytischer Betrachtungen in (Consentec, 2010) abgeleiteten Wertebereichs [0,5;1] festgestellt wurden. Die in (Consentec, 2010) aufgeführten analytischen Untersuchungen auf Basis von Modellnetzen bestätigen i. W. diesen Wertebereich in der Abgrenzung nach oben, sehr wohl sind aber kleinere Werte – d.h. Exponent c < 0,5 – nachgewiesen. Für die bisher ermittelten Qualitätselemente für die MS-Ebene bewegte sich der Koeffizient der Regressionsfunktion zumeist im aufgeführten Wertebereich bzw. lag zuletzt mit 1,18 leicht darüber.
- Ferner ergab sich im Bereich geringer Lastdichten insbesondere in der MS-Ebene eine große Streuung der aus der Erfassung von Versorgungsunterbrechungen resultierenden Nichtverfügbarkeit um die Regressionsfunktion. Daraus ergibt sich die Fragestellung, ob diese Unterschiede eine Berücksichtigung weiterer exogener gebietsstruktureller Merkmale erfordern oder überwiegend mit Netzgestaltungsoptionen – also endogen – erklärbar sind.
- In (Consentec, 2010) hat sich unter anderem auch die Durchdringung der Verteilnetze mit dezentralen Erzeugungsanlagen als mögliches gebietsstrukturelles Merkmal erwiesen. Dieses wurde aber aufgrund der nur schwachen statischen Signifikanz auf der MS-Ebene sowie der fehlenden belastbaren theoretischen Untermauerung auf der NS-Ebene nicht als zu berücksichtigendes gebietsstrukturelles Merkmal ausgewählt. Mittlerweile ist die Energiewende weiter fortgeschritten, so dass zu prüfen ist, ob mit höherer dezentraler Einspeisung in MS- und NS-Netze zuverlässigkeitsrelevante Einflüsse auf die Netzgestaltung nachweisbar sind.

- In wissenschaftlichen Arbeiten (z.B. (Schröders, et al., 2012)) wurde abgeleitet, dass bei der heutigen Qualitätsregulierung im Bereich der Netzgestaltung insbesondere die gezielte Installation von Fernauslesetechnik und Fernwirktechnik im MS-Netz angereizt werden kann. Dies kann die Wiederversorgungsdauern und damit auch die Nichtverfügbarkeit erheblich reduzieren. Daher wurde es auch in der FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (FNN, Dezember 2016) als – ein von den Netzbetreibern freiwillig zu meldendes – Strukturmerkmal zur Erklärung von Unterschieden zwischen Netzen mit ansonsten ähnlicher Versorgungsaufgabe eingeführt. Auch wenn systematische Auswertungen dazu noch ausstehen, ergibt sich daraus die Fragestellung, ob solche Netzgestaltungsoptionen, die als endogen einzustufen sind, die Einflüsse exogener Strukturmerkmale überdecken können.

Daher sind die wesentlichen Ziele der analytischen Untersuchungen zu gebietsstrukturellen Merkmalen:

- Die Ableitung sinnvoller Funktionsverläufe und Modellansätze für die Abhängigkeit der Qualitätskenngrößen von gebietsstrukturellen Merkmalen. Dabei ist insbesondere zu klären, ob
  - die Lastdichte weiterhin das am besten vorhandene strukturelle Unterschiede erklärende Merkmal ist.
  - mit der Berücksichtigung weiterer Parameter verbleibende Streuungen statistisch belastbar erklärt werden können.
- Die Prüfung, ob diese Zusammenhänge auch bei unterschiedlicher Gestaltung der Netze statistisch signifikant erhalten bleiben.

Als Methode wird in dieser Studie die Referenznetzanalyse verwendet, die wiederum auf soweit möglich öffentlich verfügbaren Daten zur Ausgestaltung der Versorgungsaufgabe und Betriebsmittelwahl sowie praxisnah gewählten Planungsgrundsätzen aufbaut. Die so erzeugten synthetischen Verteilnetze werden probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnungen zugeführt (Abbildung 15, zur Erläuterung der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung s. Anhang I, S.120) Wird das Vorgehen für eine Vielzahl von Versorgungsaufgaben durchgeführt, so dass dementsprechend viele Netze zuverlässigkeitstechnisch bewertet werden können, können die Ergebnisse hinsichtlich des funktionalen Zusammenhangs mit gebietsstrukturellen Merkmalen eingeordnet werden. Die Zuverlässigkeitsberechnungen erfolgen dabei mit bewährten probabilistischen Verfahren (Cheng, et al., 2003) auf Basis der aktuellen Auswertung der FNN-Störungsstatistik zur Beschreibung der Betriebsmittelzuverlässigkeit (Vennegeerts, et al., 2013). Für die NS-Ebene sind in (Vennegeerts, et al., 2013) keine Daten veröffentlicht, da in der FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik für diese Ebene nur Störungen mit Versorgungsunterbrechung erfasst werden. Unter der praxisgerechten Annahme, dass jede Störung mit Ausschaltung eines Betriebsmittels auch eine Versorgungsunterbrechung von Letztverbrauchern nach sich zieht, wurden die Störungshäufigkeiten aus den betriebsmittelbezogenen Häufigkeiten von Versorgungsunterbrechungen abgeleitet, im gleichen Verhältnis wie in 10-kV-Netzen mit niederohmiger Sternpunktbehandlung auf Ausfallmodelle aufgeteilt und um eigene Expertise zu Aus-Dauern ergänzt. Die jeweiligen Vorgehensweisen für die MS- und NS-Ebene werden in den entsprechenden Abschnitten näher erläutert.

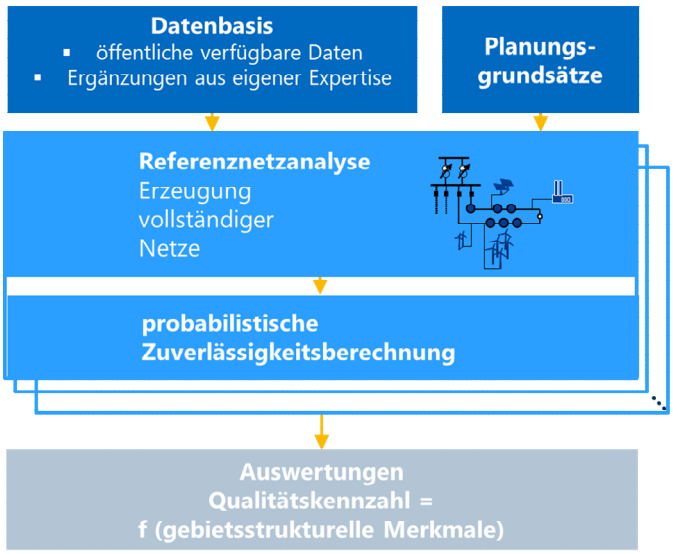


Abbildung 15: Grundsätzliches Vorgehen bei den analytischen Untersuchungen zum Einfluss gebietsstruktureller Merkmale

Die Ableitung sinnvoller Funktionsverläufe auf Basis von Referenznetzen und deren zuverlässigkeitstechnische Bewertung mit Berechnungsverfahren weist folgende Vorteile auf:

- Es werden jeweils – wenn auch unter den Randbedingungen der gewählten Modelle, Planungsvorgaben und Verfahren – vollständige Netze entwickelt, die die gegebene Versorgungsaufgabe erfüllen. Damit ist sichergestellt, dass ein gesuchter funktionaler Zusammenhang zwischen Zuverlässigkeitskennzahl und gebietsstrukturellem Unterschied nicht bereits direkt oder indirekt in der Ableitung eines Mengengerüstes für Netze oder Beschreibung charakteristischer Netzausschnitte verwendet wird. Dies stellt eine Erweiterung gegenüber (Consentec, 2010) dar, wo die Netze unter Ansatz der sogenannten Modellnetzanalyse als Mengengerüste und daraus abgeleiteten „mittleren“ Ausgestaltungen von Netzausschnitten ermittelt wurden.
- Mit der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung werden die Einflüsse der Netzstruktur, der Netzausstattung und der Betriebsmittelwahl auf die Versorgungszuverlässigkeit erfasst. In der Realität wirken weitere Einflüsse auf eine in einem Berichtsjahr oder einen anderen Zeitraum messbare Versorgungszuverlässigkeit. Dazu gehören insbesondere:

  - die Stochastik des Störungsaufkommens, da aus den probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnungen nur die Erwartungswerte ausgewertet werden.
  - die netzbetreiberspezifische Betriebsmittelwahl und Altersstruktur, da auf Basis der Daten aus der FNN-Störungsstatistik mit deutschlandweit einheitlichen und über nur grob aufgeteilte Betriebsmitteltypen unterschiedene Daten zur Beschreibung der Betriebsmittelzuverlässigkeit verwendet werden.

  Diese Einflüsse können dazu führen, dass grundsätzlich erwartete Einflüsse in empirischen Daten statistisch nicht mehr signifikant nachweisbar sind. Die Ausblendung dieser Einflüsse für die analytischen Untersuchungen hat aber den Vorteil, dass die Ableitung sinnvoller Funktionsverläufe und Modellansätze für die Abhängigkeit der Qualitätskenngrößen von gebietsstrukturellen Merkmalen ohne diese „Störgrößen“ erfolgen kann.

- Schließlich kann über die Planungsgrundsätze die endogene Vorgabe zur Netzgestaltung und -ausstattung durch die Netzbetreiber konkret vorgegeben werden. Damit kann deren Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit ebenso abgeschätzt werden wie – unter vereinfachenden Annahme annuitätischer Kosten – der Preis für die Änderung der Versorgungszuverlässigkeit bei ähnlicher Versorgungsaufgabe.

Für die im weiteren Verlauf dieses Abschnitts dargestellten Untersuchungen werden folgende Aspekte wie nachfolgend begründet abgegrenzt:

- Eine Klassenbildung zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Merkmale birgt die Gefahr von Verzerrungen durch die Festlegung der Grenzen. Daher ist grundsätzlich, mindestens aber für Grundsatzuntersuchungen zur Erfassung der gebietsstrukturellen Merkmale eine Beschreibung durch kontinuierliche funktionale Zusammenhänge vorzunehmen. Eine Betrachtung einer nach ARegV optional ansetzbaren Klassenbildung erfolgt daher in Übereinstimmung mit (Consentec, 2010) nicht.
- Als gebietsstrukturelle Merkmale kommen nur diejenigen in Betracht, die exogen auf die Netzbetreiber einwirken. Die Untersuchung folgt dabei dem Ansatz, nur eindeutig exogene Parameter zu betrachten. Dies schließt insbesondere Parameter wie Stromkreislänge und Kabelanteil sowie unter Verwendung dieser Parameter gebildete Parameterkombinationen aus.[7]
- Verfahren zur probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung ermitteln üblicherweise aus der Simulation von Störungsverläufen die Zuverlässigkeitskennzahlen, so dass damit lediglich der Anteil der stochastischen Versorgungsunterbrechungen abgedeckt wird. Auftreten und Ausmaß geplanter – oder besser angekündigter – Versorgungsunterbrechungen sind demgegenüber nicht nur von der durch Instandhaltungs- oder Erneuerungsmaßnahmen bedingten deterministischen Nichtverfügbarkeit von Betriebsmitteln und der Netztopologie abhängig, sondern auch vom betrieblichen Umgang der Netzbetreiber hinsichtlich Aspekten wie der Bereitstellung von Notstromaggregaten oder dem Arbeiten unter Spannung. Zudem treten geplante Versorgungsunterbrechungen auch infolge externer Anlässe wie Sicherheitsfreischaltungen wegen Baumaßnahmen oder Arbeiten in Kundenanlagen auf, deren Umfang lokal und zeitlich spezifisch ist. Daher werden diese in den Simulationsverfahren üblicherweise nicht abgebildet. Somit beinhalten auch die nachfolgenden Untersuchungen keine geplanten Versorgungsunterbrechungen.

4.2 Mittelspannungsebene

4.2.1 Vorgehen

Für die MS-Ebene wird ein Netzgenerator eingesetzt, der auf der konkreten Flächennutzung in Deutschland aufbaut. Dieser ist ausführlich in (Tran, et al., 2019) beschrieben, hier werden nur die für das weitere Verständnis wesentlichen Eigenschaften aufgeführt:

- Ausgangspunkt sind die CORINE Land Cover Daten (Umweltbundesamt, 2017). Dieser Datensatz beschreibt abgeleitet aus hochaufgelösten Satellitendaten die hauptsächliche Nutzung der kleinteilig aufgegliederten Landflächen in Europa in Form von 44 Flächennutzungsklassen. Insbesondere sind dort Siedlungsgebiete, Industrie- und Gewerbeflächen sowie Flächen wie Wald und landwirtschaftliche Nutzflächen unterscheidbar. Abbildung 16 verdeutlicht dies an einem beispielhaften Netzgebiet.
- Zusammen mit der in Open-Street-Map einsehbaren Lage der HS/MS-Umspannstationen und einer Voronoi-Dekomposition (Okabe, et al., 2000) lassen sich Bereiche abgrenzen, die sinnvoll durch jeweils ein MS-Netz versorgt werden könnten. Die Voronoi-Dekomposition ist eine Methode zur Zerlegung des Raumes in Regionen, die als Eingangsgröße Zentrumspunkte benötigt. Als Zentrumspunkte können hier die Positionen der Umspannwerke genutzt werden.

[7] Im Grundsatz ist auch die installierte Bemessungsscheinleistung in Ortsnetz- und Letztverbrauchertransformatoren endogen beeinflusst, da deren Wahl über den Bedarf hinaus ein Freiheitsgrad eines Verteilnetzbetreibers ist. Hinsichtlich der darauf abgeleiteten Flächendichte zeigt sich auf der MS-Ebene eine sehr hohe Korrelation mit der Lastdichte, so dass sich eine getrennte Betrachtung erübrigt. Dies unterstützt zudem den Ansatz der Erfassungsmethodik, das Ausmaß der Versorgungsunterbrechung anhand der unterbrochenen Bemessungsscheinleistungen der Transformatoren zu erfassen.

- Die Versorgungsaufgabe ergibt sich durch Zuordnung von Kundenklassen zu den Raumordnungsklassen, wobei zusätzlich Daten aus dem Zensus 2011 (Bundesamt, 2011), der Verteilung der Verbrauchsmengen auf Kundenarten sowie dem sogenannten EE-Anlagenregister zur Anwendung kommen. Auf Basis eigener Kundenmodelle zur Beschreibung von Verbrauch und Erzeugung (Patzack, 2017) (Jäkel, et al., 2015) (Patzack, et al., 2016) kann so die Versorgungaufgabe konkret beschrieben werden. Die Kundenmodelle umfassen PV, WEA, Biomasse und Wasserkraft auf Erzeugungsseite sowie Betriebe des GHD Sektors (Gewerbe-Handel-Dienstleistungen), aufgeteilt in 6 Klassen und Haushaltskunden inklusive Heimspeicher, Elektromobilität und Wärmepumpen auf Verbrauchsseite. Dabei wird auch die Verteilung in der Fläche realitätsnah erfasst. Aus den einzelnen kundenspezifischen Lastganglinien kann die maßgebliche zeitgleiche Jahreshöchstlast durch Überlagerung ermittelt werden. Die Positionierung der Anschlüsse erfolgt auf Basis der individuellen Anschlussleistung von MS-Kunden (aus den erwähnten Kundenmodellen), der üblichen Ausdehnung von NS-Netzen (Scheffler, 2004) (Kerber, 2011) sowie der Verteilung der installierten Bemessungsscheinleistung von Ortsnetztransformatoren in Abhängigkeit von der Versorgungsaufgabe (Tran, et al., 2019).
- Unter der Vorgabe, dass MS-Netze in den meisten Fällen als offen betriebene Ring- oder Strangstrukturen aufgebaut werden, werden die Netze durch ein graphentheoretisches Optimierungsverfahren erzeugt, das auf dem Capacitated Vehicle Routing Problem aufbaut (Clarke & Wrigth, 1964). Zur realitätsnahen Abbildung der Netzeinbindung der oftmals direkt und redundant an die HS/MS-Umspannstation angeschlossenen größeren Gewerbe- und Industriekunden, größerer Erzeugungsanlagen mit Anschluss an die HS-/MS-Umspannung sowie einzelner Stiche kommen ergänzend nachgeschaltete Heuristiken zum Einsatz. Abbildung 16 zeigt stark vereinfach ein resultierendes Netz.

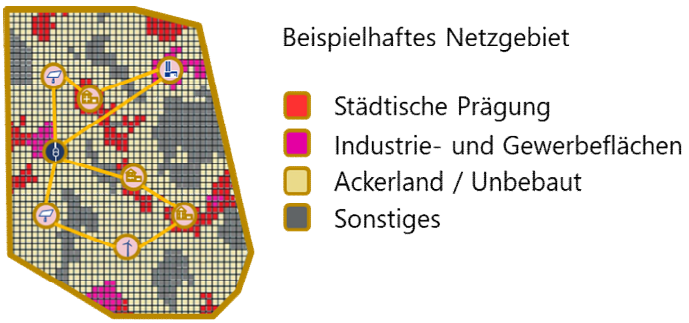


Abbildung 16: Erzeugung von Referenznetzen auf Basis der CORINE Land Cover Daten

Das gewählte Vorgehen hat nicht das Ziel oder den Anspruch, die tatsächlich vorhandenen MS-Netze abzubilden. Vielmehr soll die konkrete Versorgungsaufgabe, beschrieben durch Kundendurchmischung, deren Lastgänge sowie die aus der Verteilung in der Fläche und deren Ausdehnung realitätsnah erfasst werden. Der Einsatz automatisierter Methoden zur Erzeugung der Netze auf Basis von Optimierungsverfahren stellt eine Objektivität der Ergebnisse sicher, kann aber zwangsläufig nicht die historische Entwicklung der Netze abbilden.

Für die Untersuchungen wurden zufällig etwa 3000 MS-Netze erzeugt, was 2/3 der etwa 4500 MS-Netzen in Deutschland (E-Bridge Consulting, 2014) entspricht. Unter Verwendung von Angaben, welche Flächen zum überwiegenden Netzgebiet bestimmter Verteilnetzbetreiber gehören, ist eine Zusammenfassung zu Kenngrößen auf Netzbetreiberebene möglich.

Um entsprechend der Aufgabenstellung aus Abschnitt 4.1 zu prüfen, ob grundsätzliche gebietsstrukturelle Abhängigkeiten auch bei veränderten Planungsgrundsätzen für die MS-Netz erhalten bleiben, wurden zudem für Sensitivitätsuntersuchungen 500 dieser Netze mit abweichenden Planungsgrundsätzen erzeugt. Diese unterschieden sich wie folgt von der Standardvariante, bei der eine bestmögliche Ausnutzung der Betriebsmittel und der Verzicht auf Fernwirktechnik außerhalb der HS/MS-Umspannstation und Gegenstationen bei großen Kunden angenommen wird:

- Halbierung der Abgangslängen im Netz, sofern technisch machbar (Variante ½-Abgang)

- Fernbedienbarkeit aller Schalter in Stationen an offener Trennstelle sowie bei ca. ¼ und ¾ der Ringlänge (Variante Fernbedienbarkeit)

4.2.2 Ergebnisse

4.2.2.1 Nichtverfügbarkeit

Klassische gebietsstrukturelle Merkmale

Unter Beachtung des Ausschlusses überwiegend endogener Merkmale gemäß Abschnitt 4.1 wurden zunächst folgende klassische gebietsstrukturelle Merkmale einzeln hinsichtlich ihres Erklärungsbeitrags auf Unterschiede in der Versorgungszuverlässigkeit untersucht:

- Lastdichte (Jahreshöchstlast/geographische Fläche; [kW/km²])
- Anschlussdichte (Anzahl der Anschlüsse/geographische Fläche; [1/km²]; dabei werden als Anschlüsse diejenigen von MS-Kunden sowie die von Ortsnetzstationen addiert)
- Durchschnittliche Einzellastgröße über alle Anschlüsse [kW] (also als Durchschnitt über MS-Kunden und Ortsnetzstationen)
- Erzeugungsleistungsdichte (Summe der installierten Erzeugungsleistung am betrachteten Netz/geographische Fläche; [kW/km²])

Diese Auswahl entspricht den in Vorgängeruntersuchungen (Consentec, 2010) (Consentec, 2017) (Quadflieg, 2011) als möglicherweise signifikant erachteten, exogenen gebietsstrukturellen Merkmale und deckt auch nach Ansicht der jetzigen Gutachter die Einflüsse aus Höhe und mittlere Dichte der Kunden und deren Leistung ab. Zusätzlich wurde der Industrie-/Gewerbelastanteil, ermittelt über Anteil dieser Kundengruppen an der gesamten Jahreshöchstlast [%] betrachtet, da diese bei großen Einzellasten eine direkte und besonders zuverlässige Netzanbindung erhalten. Insofern ist es möglich, dass ein hoher Industrie-/Gewerbelastanteil die Netzzuverlässigkeit positiv beeinflusst.

Die Prüfung erfolgte jeweils unter Ansatz eines Funktionsverlaufs für das gebietsstrukturelle Merkmal P gemäß

$$ASIDI_{Ref}(P) = a \cdot {}^{1}/_{P^c} + b$$

Formel 12: Referenzfunktion

Dabei wurde der Wertbereich für a und b auf positive Werte begrenzt, da ansonsten ingenieurtechnisch nicht erklärbare negative Referenzwerte auftreten können.

Die Regression erfolgt auf Basis einer Minimierung der mit der Jahreshöchstlast gewichteten quadratischen Abweichungen. Die Gewichtung der einzelnen Datenpunkte mit der Jahreshöchstlast ist zum einen eine Annäherung an die Anzahl versorgter Letztverbraucher, zum anderen erfasst sie gleichzeitig die unterschiedlichen Verbrauchsanforderungen der Letztverbraucher. Die Anzahl der Letztverbraucher einschließlich derer im unterlagerten NS-Netz steht aufgrund der verwendeten Methodik aus (Tran, et al., 2019) nicht als Ergebnis des erzeugten Referenznetzes zur Verfügung, da lediglich die Lage und Leistung der MS-Kunden und Ortsnetztransformatoren vorgegeben wird. Die statistische Signifikanzprüfung verwendet den F-Test gegenüber einer alternativen Mittelwertbildung und t-Tests für jeden Parameter der Funktion, jeweils unter Ansatz einer Irrtumswahrscheinlichkeit von 5 %. Ferner wird das adjustierte Bestimmtheitsmaß R^2 ausgegeben, das aufgrund der in der Regression verwendeten Gewichtung ebenfalls unter Einsatz der Gewichtung mit der Jahreshöchstlast errechnet wird. Schließlich erfolgt jeweils eine Auswertung auf Basis der erzeugten einzelnen Netze (Betrachtungsweise Netz) sowie der abgeschätzten Zusammenfassung zu Verteilnetzbetreibern (Betrachtungsweise VNB). Die netzbezogene Betrachtung liefert dabei hinsichtlich der

Ableitung grundsätzlicher zu erwartender Zusammenhänge belastbarere Aussagen, da keine Vermischung von Netzen mit unterschiedlichen Merkmalen in einem Datenpunkt erfolgt, während die Betrachtungsweise VNB die heutige Datenlage nachbildet.

Merkmal	Betrachtungsweise	a	b	c	adj. R^2	F-Test	t-test
Lastdichte	Netz	125,6	5,3	0,56	0,60	✓	✓
	VNB	140,6	5,6	0,61	0,85	✓	✓
Anschlussdichte	Netz	14,9	3,7	0,54	0,53	✓	✓
	VNB	11,1	6,5	0,89	0,77	✓	✓
durchschn. Einzellastgröße	Netz	1032	3,0	1,12	0,53	✓	✓
	VNB	3314	3,2	1,39	0,74	✓	-
Erzeugungsleistungsdichte	Netz	25,7	0	0,14	0,08	✓	-
	VNB	50,2	7,4	0,41	0,17	✓	✓
Industrie-+ Gewerbelastanteil[8]	Netz	20,5	5,2	-0,88	0,42	✓	✓
	VNB	16,7	3,4	-0,35	0,55	✓	✓

Tabelle 4: Parameter der Regressionsfunktion für ASIDI und statistische Testergebnisse für klassische gebietsstrukturelle Merkmale

Aus dieser Übersicht leiten sich folgende Erkenntnisse ab:

- Lastdichte und Anschlussdichte sind die gebietsstrukturellen Merkmale mit den höchsten Erklärungsbeitragen, gemessen am Bestimmtheitsmaß. Beide sind stark korreliert (Pearson-Korrelationskoeffizient >0,97). Aus Sicht der Netzplanung beschreibt die Lastdichte die jeweilige Versorgungsaufgabe aber vollständiger, da der Netzausbau vor allem getrieben durch die anzuschließende Leistung ist. Die anzuschließende Leistung beeinflusst Anzahl und damit indirekt die Länge der Abgänge im MS-Netz deutlich stärker als die Anzahl der anzuschließenden Kunden, solange die Last nicht auf nur ganz wenige Kunden mit sehr hoher Anschlussleistung konzentriert ist. Die ebenfalls mit der Lastdichte stark korrelierte durchschnittliche Einzellastgröße (Pearson-Korrelationskoeffizient >0,76) weist geringere Erklärungsbeiträge auf. Der Exponent für die Lastdichte liegt im erwarteten Wertebereich. Der Parameter b liegt in der Größenordnung der empirischen Untersuchungen (Abschnitt 5.4.2 und (Consentec, 2017)), der Parameter a deutlich darunter. Hier ist zu beachten, dass mit der Wahl einer mittleren Störungshäufigkeit für Leitungen Unterschiede zwischen Freileitungen und Kabel ebenso ausgeblendet werden sowie witterungsbedingte Störungshäufungen. Somit sind die Ergebnisse durchaus plausibel.
- Die Erzeugungsleistungsdichte ist nicht für alle Betrachtungsweisen statistisch signifikant als gebietsstrukturelles Merkmal belegbar. Daher ist sie – zumindest bei derzeitiger Durchdringung der Verteilnetze mit Erzeugungsanlagen – alleine nicht als Merkmal zu empfehlen. Dies würde sich auf jeden Fall dann ändern, wenn in einem Großteil der Netze die Gestaltung und Auslegung in Bereichen, in denen auch Letztverbrauchern angeschlossen sind, vorwiegend durch die angeschlossene Erzeugungsleistung getrieben wird.[9]

[8] Beim Industrie-/Gewerbelastanteil ergibt sich eine grundsätzlich überraschende positive Abhängigkeit mit dem ASIDI. Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass in der Methodik, die auf die Flächenzuweisungen in den CORINE-Land-Cover-Daten zurückgeht, nur die Lasten in eindeutig als Industrie und -Gewerbegebiete gekennzeichneten Flächen diesem Lastanteil zugeordnet werden.

[9] Aufgrund der bei ASIDI erfolgenden Erfassung nach installierten Bemessungsscheinleistungen der Ortsnetztransformatoren kann auch ein Effekt auftreten, wenn deren Dimensionierung überwiegend durch die im NS-Netz angeschlossene Erzeugungsleistung bestimmt ist. Hierzu kann für die Netzbetreiber das Verhältnis aus der Summe der installierten Bemessungsscheinleistung der Ortsnetztransformatoren und der

- Bei der Betrachtungsweise nach einzelnen Netzen oder deren angenäherte Zusammenfassung zu Verteilnetzbetreibern ergeben sich unterschiedliche Funktionsverläufe. Die durchweg bei Betrachtung der VNB ausgewiesenen höheren Bestimmtheitsmaße erklären sich aus dem hohen Gewicht einzelner Datenpunkte größerer VNB, die zwangsläufig zu einem Verlauf der Regressionsfunktion in deren Nähe führen.

Zur genaueren Analyse sind in Abbildung 17 der Verlauf der Regressionsfunktion über die Lastdichte sowie die einzelnen Datenpunkte bei netzbezogener Betrachtungsweise dargestellt. Die Fläche der Datenpunkte spiegelt die jeweilige Jahreshöchstlast, also das bei der Regression verwendete Gewicht wider. Auffällig ist die im Bereich geringer Lastdichten verbleibende große Streuung um die Regressionsfunktion, die eine Prüfung auf Einflüsse weiterer Parameter in einer multiplen Regression motiviert.

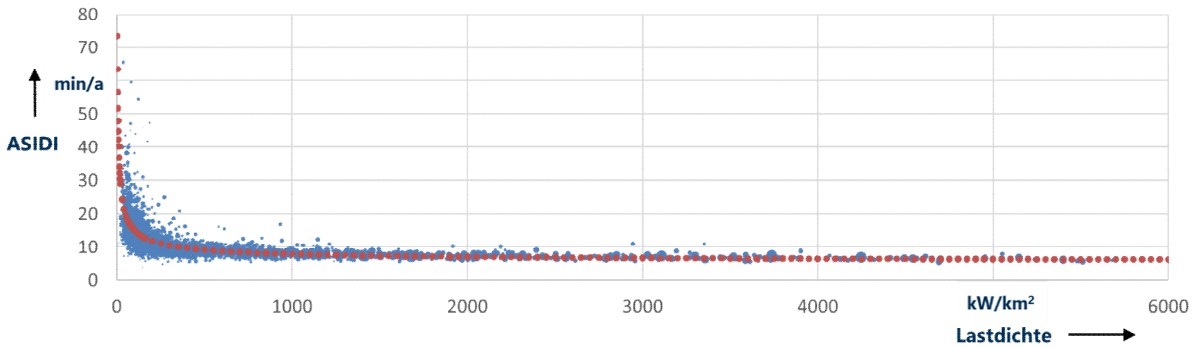


Abbildung 17: Abhängigkeit ASIDI von der Lastdichte in MS-Netzen und ermittelte Regressionsfunktion bei netzbezogener Betrachtungsweise

Netzbetreiber- vs. netzbezogene Betrachtung

Bei einer Zusammenfassung der Netze in den Gebieten, die heute überwiegend zum Netzgebiet einzelner Verteilnetzbetreiber gehören, ergibt sich gemäß Abbildung 18 eine Bandbreite der Versorgungszuverlässigkeit in diesen Netzen. Die Zuordnung der Netze zu einzelnen Verteilnetzbetreibern (VNB) erfolgte dabei anhand der Lage der Netzgebiete, stellt aber trotzdem nur eine Annäherung an die tatsächlichen Zuordnungen dar, da nicht die gesamte Fläche Deutschlands abgedeckt ist und die Zuordnung über die Voronoi-Dekomposition (Abschnitt 4.2.1) nicht zwangsläufig die tatsächlichen Netzgrenzen abdecken muss. Es wird an dieser Stelle erneut darauf hingewiesen, dass es nicht das Modellierungsziel ist, die Netze und damit die erreichte Versorgungszuverlässigkeit konkret nachzubilden. Dies ist allein aufgrund der in Abschnitt 4.2.1 aufgeführten methodenbasierten Einschränkungen nicht der Fall. Vielmehr soll mit dieser angenäherten Zusammenfassung zu Netzbetreiber aufgezeigt werden, dass mit der Betrachtung einer Zuverlässigkeitskennzahl je Netzbetreiber eine große Bandbreite der Versorgungszuverlässigkeit in den Netzen verbunden ist, die zudem je Letztverbraucher nochmals um die Systemkenngröße ASIDI streut.

der Anzahl angeschlossener Letztverbraucher, idealerweise noch unterteilt in Kundengruppen – beobachtet werden.

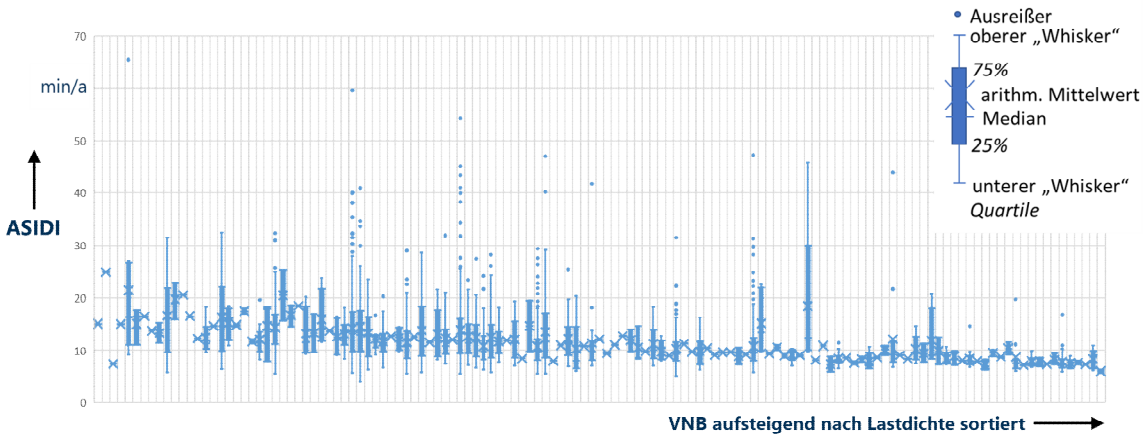


Abbildung 18: Bandbreite der netzbezogenen ASIDI-Werte bei angenäherten Zuordnung der Flächen zu den heutigen Verteilnetzbetreibern (Whisker auf Basis des 1,5-fachen Interquartilsabstand begrenzt durch minimalen bzw. maximalen Wert)

Bei der Zusammenfassung der netzbezogenen Werte zu einem Gesamtwert je Netzbetreiber erfolgt eine gewichtete Zusammenfassung der ASIDI-Werte mit der jeweiligen gesamten installierten Bemessungsscheinleistung sowie der Lastdichte mit der jeweiligen Jahreshöchstlast. Da die Regressionsfunktion hyperbolisch erwartet wird, ist im Grundsatz davon auszugehen, dass selbst für den Fall, dass alle Werte je Netz auf der Regressionsfunktion liegen, dies für den zusammengefassten Wert nicht gilt, da eine ganze Reihe von Einflüssen auftreten:

- Verhältnis der einzelnen Werte der Zuverlässigkeitskennzahlen
- Verhältnis der Lastdichten
- Verhältnis der Nenner bei der Zuverlässigkeitskennzahl (bei ASIDI installierte Bemessungsscheinleistungen)
- Verhältnis dieses Nenners zur Jahreshöchstlast

Nur für den Fall, dass die Regressionsfunktion ASIDI = f(Lastdichte) einen Exponenten c = 1 aufweist und die Jahreshöchstlast proportional zur installierten Bemessungsscheinleistung ist – eine noch am ehesten gültige Annahme –, liegt für den Fall, dass netzbezogene Werte auf der Regressionsfunktion liegen, auch der zusammengefasste Wert darauf (Fall 1 in Abbildung 19). In allen anderen Fällen – mit 2 in Abbildung 19 andeutet – ist das nicht der Fall. Somit ergibt sich durch die Zusammenfassung zu Netzbetreibern eine nicht prognostizierbare Wirkung auf die Regressionsfunktion.

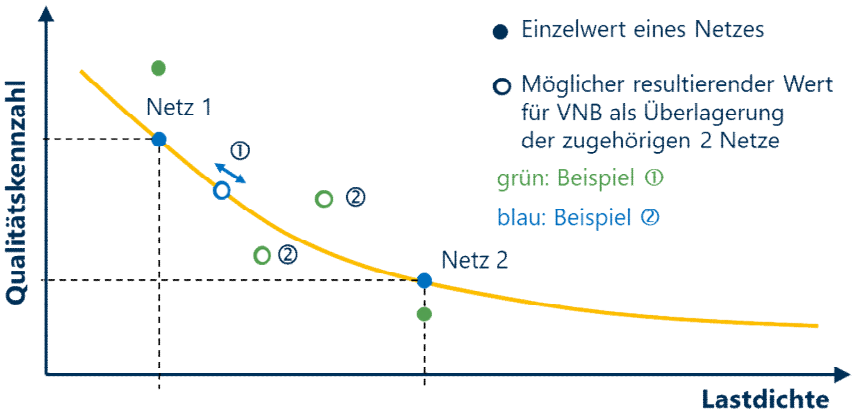


Abbildung 19: Prinzipdarstellung zur Erläuterung des Einflusses der Zusammenfassung von Zuverlässigkeitskennzahlen mehrerer Netze zu einer Kennzahl für einen Verteilnetzbetreiber

Dementsprechend ergibt sich bei einer Anwendung auf die je Netzbetreiber zusammengefassten ASIDI eine in Abbildung 20 dargestellte andere Regressionsfunktion (Darstellung analog zu Abbildung 17).

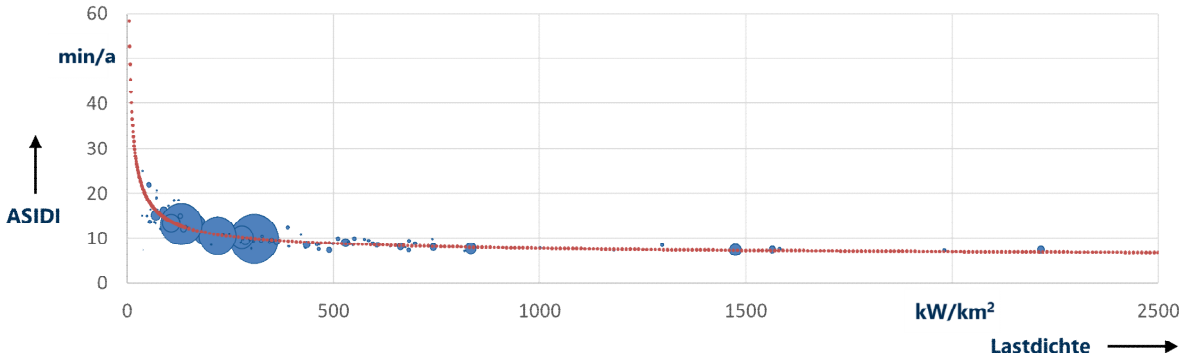


Abbildung 20: Abhängigkeit ASIDI von der Lastdichte in MS-Netzen und ermittelte Regressionsfunktion bei Betrachtung je Verteilnetzbetreiber

Die Unterschiede im Verlauf der Regressionsfunktion werden in Abbildung 21 (s. auch Werte in Tabelle 4) vorgestellt. Im relevanten Bereich von Lastdichten ab etwa 40 kW/km² liegt die Differenz zwischen beiden Kurven unter 1 min/a und ist demnach im Vergleich zum gesamten Wertebereich eher marginal. Dennoch kann aus folgenden Gründen eine netzbezogene Betrachtung sinnvoll erscheinen:

- Mögliche Verzerrungen durch die Zusammenfassung von Netzen mit deutlich unterschiedlichen gebietsstrukturellen Merkmalen und demzufolge zu erwartender Unterschiede bei der erreichten Versorgungszuverlässigkeit werden vermieden.
- Die hohe Gewichtung einzelner Datenpunkte von großen Verteilnetzbetreibern wird vermieden.
- Die dafür erforderliche netzbezogene Erfassung der installierten Bemessungsscheinleistungen und Versorgungsunterbrechungen ist mit einem Vorlauf von etwa 2 Jahren umsetzbar, da sie im Grundsatz heute bereits in der FNN-Verfügbarkeitsstatistik angewendet wird (FNN, Dezember 2016).
- Eine netzbezogene Betrachtung der gebietsstrukturellen Merkmale, insbesondere der Lastdichte, scheint aufgrund der aus Kostenwälzungsgründen ohnehin erforderlichen Ermittlung netzspezifischer Jahreshöchstlasten – mögliches Pooling vernachlässigt ebenfalls umsetzbar. Aber bei der Ermittlung der zugeordneten geografischen Flächen sind genaue Definitionen erforderlich, um die Zuordnung der Freiflächen – als Abgrenzung zu versorgten Flächen – zu klären. Ein Ansatz könnte hier die Zuordnung zum Anschluss mit der geringsten Entfernung (im Sinne der Voronoi-Dekomposition nach Abschnitt 4.2.1) sein.

Grundsätzlich eröffnet die netzbezogene Erfassung neue Möglichkeiten zum gesonderten Umgang mit MS-Netzen, in denen der größte Teil zu Weiterverteilern auf gleicher Spannungsebene gehört. Für diesen auch in (Consentec, 2010) behandelten Aspekt existiert keine Lösung, die alle Kriterien zu einer gerechten Gewichtung von Netzbetriebsmittelstörungen und Letztverbrauchern sowie der Abgrenzung von Verantwortungsbereichen der Netzbetreiber und deren Netzbewertung mit seinen spezifischen gebietsstrukturellen Merkmalen befriedigend berücksichtigt. Bei netzbezogener Betrachtung könnten hier Sonderfälle herausgefiltert und gesondert behandelt werden.[10]

[10] Insbesondere ist an Fälle zu denken, in denen ein vorgelagerter Netzbetreiber i. W. nur die HS/MS-Umspannstation betreibt, während nachgelagerte Weiterverteiler auf gleicher Spannungsebene das MS-Netz in der Fläche betreiben. Die Versorgungszuverlässigkeit ist in einem MS-Netz aber überwiegend durch die Länge und Ausstattung der offen betriebenen MS-Abgänge bestimmt ist, also durch die Netzteile des Wei-

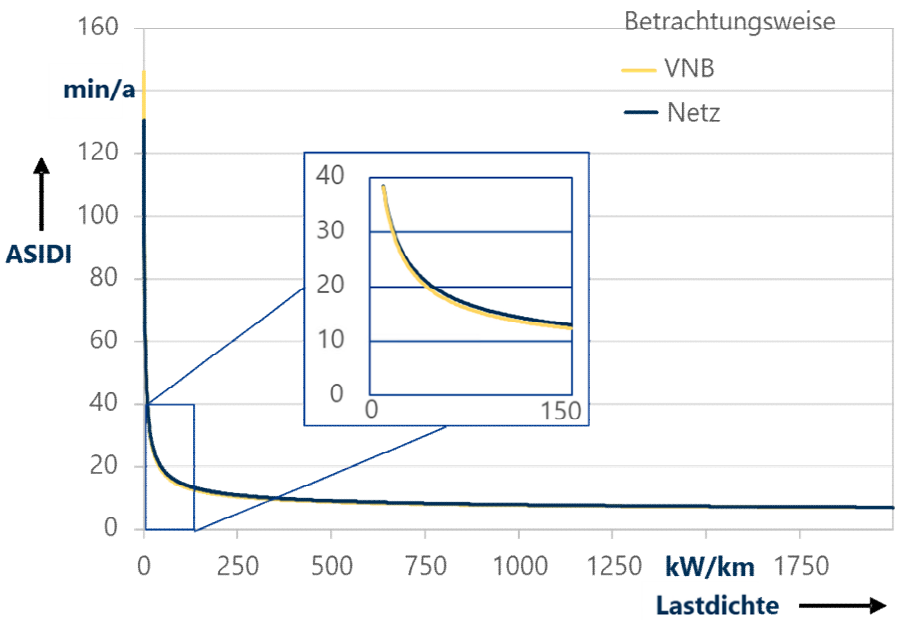


Abbildung 21: Vergleich der Regressionsfunktionen ASIDI über Lastdichte bei Netz- und Netzbetreiber-bezogener Betrachtungsweise

Gegen eine netzbezogene Betrachtung sprechen insbesondere die folgenden Argumente:

- Aus den analytischen Untersuchungen ergeben sich wie oben dargestellt nur geringe Unterschiede der Referenzfunktionen im relevanten Lastdichtebereich.
- Mit der Abgrenzung von Netzen fließt ein Freiheitsgrad der Netzbetreiber bei Planung und Betrieb der Verteilnetze in die Betrachtung ein, also ein endogener Faktor.
- Mit der Zuordnung von Freiflächen besteht ein im Detail zu klärender Aspekt mit absehbar hohem Analysebedarf.
- Die Regulierungspraxis geht im Grundsatz zur Vermeidung der Einschränkung des Lösungsraums für Netzbetreiber von einer netzbetreiberbezogenen Betrachtung von Inputfaktoren und Output aus.

In Abbildung 22 werden die Unterschiede bei der Monetarisierung der Abweichungen von der Referenzfunktion zwischen netzbezogener und VNB-bezogener Erfassung dargestellt. Zur Berechnung wurde die Jahreshöchstlast über den Faktor 1,35 kW aus (Consentec, 2010) in die für die Monetarisierung benötigte Anzahl der Letztverbraucher umgerechnet. Es wurde für die Modellrechnung der Monetarisierungsfaktor der 3. Festlegung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom (0,21 €/(min/a 1/LV) verwendet. Abbildung 22 enthält die Differenzen. Beide Diagramme stellen die Netzbetreiber aufsteigend nach der Lastdichte dar, die sich bei VNB-bezogener Betrachtung als Gesamtwert ergibt. Bei netzbezogener Betrachtung wurde die Abweichung aller einem VNB zugeordneten Netze einzeln von der sich bei netzbezogener Betrachtung ergebenden Referenzfunktion monetarisiert und danach addiert.

Die Auswertungen sind also nur als modellhafte Darstellung der Zusammenhänge zu bewerten. Aus den Darstellungen geht folgendes hervor:

- Die marginalen Unterschiede im Verlauf der Regressionsfunktionen bei Netz- und VNB-bezogener Betrachtung führen im Grundsatz auch nur zu relativ geringen Unterschieden beim Bonus

---

terverteilers. Allerdings führen die seltenen Störungen in der HS/MS-Umspannstation zu Versorgungsunterbrechungen für viele Kunden. Auswertungen in (FNN, 2004-2017) deuten darauf hin, dass ein Großteil der Schnittstellen zwischen einem Verteilnetzbetreiber und Weiterverteilern auf gleicher Spannungsebene diesem Sonderfall entsprechen.

und Malus für Netzbetreiber. Vorzeichenumkehrungen treten nur im Einzelfall auf, bei dann in der Regel ohnehin kleinen Beträgen.

- Für einzelne VNB können sich aber Unterschiede bis zu 150 T€ ergeben.
- Die größten Abweichungen ergeben sich für Netzbetreiber, deren gesamte, über alle Netze ermittelte Lastdichte im mittleren Bereich bis zu gut 300 kW/km² befinden. Dies ist durchaus zu erwarten, weil in diesem Bereich die Nichtlinearität der Referenzfunktion noch ausgeprägt ist und dort Netzbetreiber einzelne Netze haben können, deren Lastdichte signifikant um den netzbetreiberbezogenen Wert schwanken. Die gesamte gewälzte Summe beträgt bei netzbetreiberbezogenen Berechnung 2,46 Mio. € und verringert sich in den netzbezogenen Berechnungen auf 2,13 Mio. €.

Zudem ist aus Abbildung 22 ersichtlich, dass sich auch bei VNB-bezogener Betrachtung im verwendeten Berechnungsmodell Boni oder Mali nicht auffällig auf Netzbetreiber in bestimmten lastdichtebereichen verteilen, also demnach hier keine Ungleichbehandlung durch die Verwendung der Regressionsfunktion unter Minimierung der quadratischen Abweichungen über den gesamten Lastdichtebereich erkennbar ist.

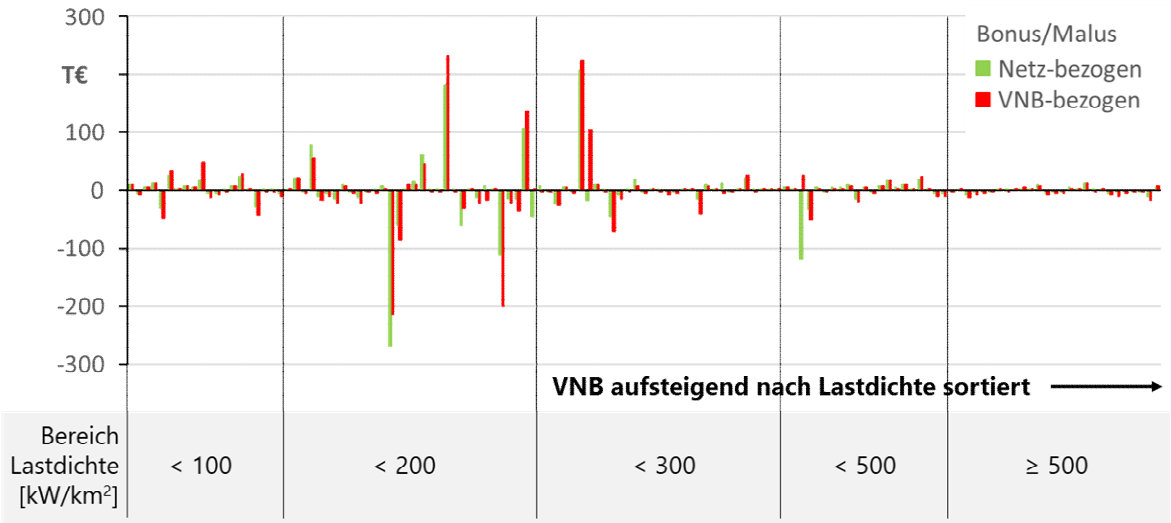


Abbildung 22: Vergleich der Monetarisierung der Abweichungen von den Referenzfunktionen mit Bezug auf VNB und MS-Netze

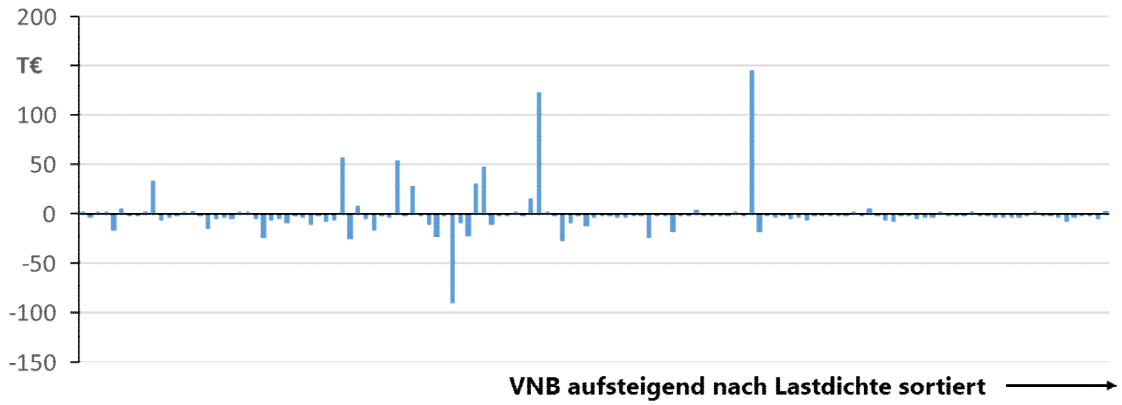


Abbildung 23: Differenz der Monetarisierungswerte (Bonus/Malus) zwischen Netz- und VNB-bezogener Betrachtung

Zusammenfassend ergibt sich aus diesen Erwägungen zwar eine grundsätzliche Empfehlung, im Zusammenhang mit anderen Erweiterungen bei der Erfassung hinsichtlich einer kundengruppen-

oder kundenspezifischen Erfassung ebenfalls eine netzbezogene Erfassung einzuführen. Diese ist aber wiederum aufgrund der modellhaft ermittelten Auswirkungen auch nicht zwingend, sodass aufgrund des Erfassungsaufwands auch darauf verzichtet werden kann, so lange nicht wenige einzelne Netzbetreiber alleine den Verlauf der VNB-bezogenen Referenzfunktion bestimmen.

Variation der Planungsgrundsätze

Sensitivitätsanalysen unter Variation der Planungsgrundsätze bei der Erzeugung der Referenznetze für die Varianten ½-Abgang und Fernbedienbarkeit gemäß Abschnitt 4.2.1 haben bewiesen, dass auch bei Durchmischung von Netzen mit unterschiedlichen Planungsgrundsätzen die überwiegende und statistisch signifikante Abhängigkeit von der Lastdichte erhalten bleibt. Das Bestimmtheitsmaß sinkt aufgrund der zwangsläufig größeren Streuung der Datenpunkte, erreicht aber weiterhin Werte von mindestens 0,3. Je nach betrachteter Durchmischung kann der Exponent c der hyperbolischen Funktion aber auch Werte im Bereich [0,2;0,5] annehmen, insbesondere die mögliche erhebliche Reduktion der Unterbrechungsdauern bei Einsatz von Fernwirktechnik kann zu „flacheren“ Funktionsverläufen führen. Demnach ist bei einem empirischen Befund mit Exponenten in diesem Bereich dieser aufgrund einer Nicht-Kongruenz mit ingenieurtechnischen Überlegungen nicht abzulehnen, zumal niedrigere Exponenten auch bereits früher nachgewiesen wurden (Consentec, 2010).

Der Vergleich der für gleiche Netzgebiete mit unterschiedlichen Planungsgrundsätzen erzeugten Netze erlaubt die Ableitung von Mehrkosten und ihren Bezug auf die Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit. Dies erfolgt auf Basis annuitätischer Kosten mit durchschnittlichen Investitionen für MS-Leitungskosten von 105 TEUR/km bei einer Abschreibungsdauer von 40 Jahren (E-Bridge Consulting, 2014) sowie Errichtungskosten für die Fernbedienbarkeit einer Ortsnetzstation von 12 TEUR (Schröders, et al., 2012) bei einer Abschreibungsdauer von 25 Jahren. Zudem werden jährliche Betriebskosten von 1 % der Investitionen sowie ein Kalkulationszinssatz von 5,5 % zugrunde gelegt. Aus Abbildung 24 wird ersichtlich, dass beim heutigen Qualitätspreis durchaus oft ein Einbau von Fernwirktechnik angereizt werden dürfte, während allein auf Basis des Qualitätselements eine gezielte Anpassung der Netztopologie hinsichtlich kürzerer Abgänge nur im Ausnahmefall angereizt werden dürfte. Dies deckt sich mit den Ergebnissen anderer Untersuchungen (Schröders, et al., 2012). Der gezielte Einbau von Fernwirktechnik ist tatsächlich ein fortlaufender Prozess bei verschiedenen Netzbetreibern, der durchaus auch aus dem Qualitätselement heraus motiviert wird. Es ist demnach bei einer Änderung des Qualitätspreises in einem überschaubaren Rahmen nicht von Anreizen zu disruptiven Änderungen auszugehen, zumal die Schwankungsbreite der Kosten sehr groß ist.

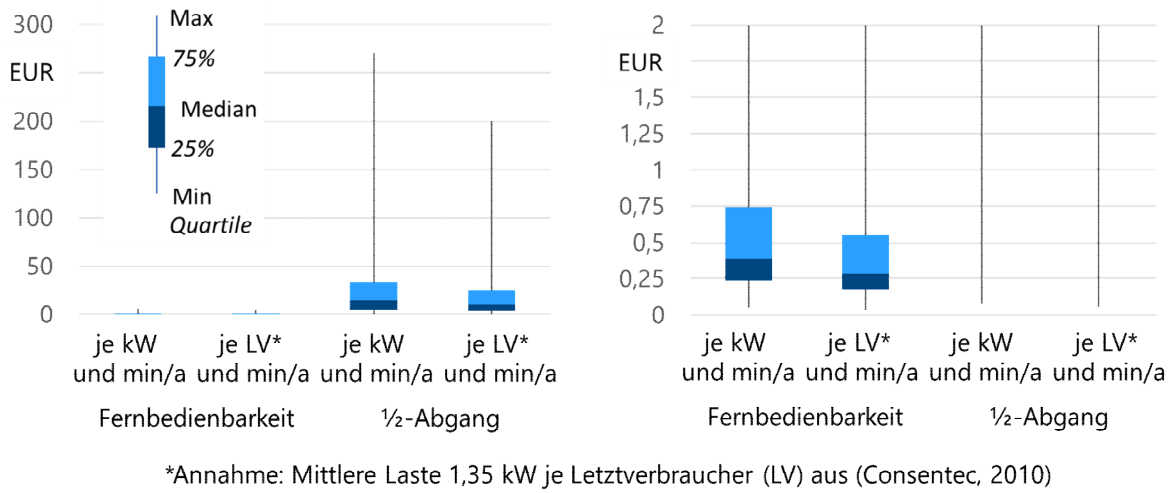


Abbildung 24: Kundenspezifische Mehrkosten bei Maßnahmen zur Verringerung der Nichtverfügbarkeit ASIDI in den synthetischen Referenznetzen

Gebietsstrukturelle Merkmale zur Beschreibung der Inhomogenität der Versorgungsaufgabe

Die insbesondere im Bereich geringer Lastdichten (Abbildung 17) ersichtliche größere Streuung der netzbezogenen Nichtverfügbarkeiten motiviert die Suche nach weiteren geeigneten gebietsstrukturellen Merkmalen. Neben der multiplen Regression der im Abschnitt zu den klassischen gebietsstrukturellen Merkmalen bereits behandelten Merkmale erscheinen aufgrund des Auftretens der Streuung gerade bei kleinen Lastdichten Parameter zur Beschreibung der Inhomogenität der Versorgungsaufgabe als sinnvoller Untersuchungsgegenstand. Es ist offensichtlich, dass bei gleicher Gesamtlast in einer Fläche eine Konzentration der Last auf wenige Gebiete die notwendigen Leitungslängen verringern kann (s. Abbildung 26). Da sich bei üblicher offener Betriebsweise damit auch die Schutz- und Abschaltbereiche verringern, ist ein Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit zu erwarten. In Abbildung 26 wird das im Vergleich bei gleichmäßiger Verteilung der Last in der gesamten Fläche mit der vollständigen Konzentration in einer zentralen Zelle, in der auch die HS/MS-Umspannstation liegt, deutlich. Bei gleicher Übertragungskapazität einer Leitung (in der Abbildung mit ‚4' angenommen), sind in beiden Fällen mindestens 2 MS-Ringe sowie ein weiterer Halbring erforderlich, der zur Ermöglichung der Wiederversorgung an einen der MS-Ringe über einen offenen Schalter angeschlossen werden kann. Bei Konzentration der Last in einer Zelle müssen jedoch nur kurze Strecken überwunden werden, so dass geringe Stromkreislängen und damit Schutz- und Abschaltbereiche resultieren. Bei gleichmäßiger Lastverteilung müssen alle Teilflächen erreicht werden, was zu deutlich größeren (halb-)Ringlängen führt.

In dieser Studie wurden aufgrund der vorliegenden Datenbasis und den nachfolgend beschriebenen Gründen die folgenden dafür möglicherweise geeigneten Kandidaten untersucht:

- Anteil versorgter Fläche an geographischer Fläche [%]
  (Grundsätzlich denkbar: versorgte Fläche NS/geographische Fläche MS,
  hier ermittelt aus der Zuordnung der Corine Land Cover-Flächenzuordnung (s. Anhang), durch Abzug aller Freiflächen)
  Dieser Parameter ist unmittelbar aus bereits existierenden Daten- und Auswertegrundlagen der Qualitätsregulierung Netzzuverlässigkeit Strom gewinnbar, hat aber den Nachteil, dass eine Verbrauchslastkonzentration durch Verzicht auf direkte Leistungsangaben nur näherungsweise abgebildet wird.
- Lastmoment [MVA·km]

  Dabei wird die jeweilige installierte Bemessungsscheinleistung (von Ortsnetz- und Letztverbraucherstationen) mit der geografischen Entfernung („Luftlinienentfernung") zur HS/MS-Umspannstation gewichtet, durch die sie im Normalschaltzustand versorgt wird (s. Abbildung 25).

  Lastmoment $=\sum_{i=1}^{n} S_i \cdot \mathrm{d}_{i,USW}$

  Mit: S_i = Anschlussleistung des i-ten Verbrauchers
  $d_{i,USW}$ = Entfernung („Luftlinienentfernung") zwischen Verbraucher i und HS/MS-Umspannwerk

  Dieser Parameter orientiert sich eng an der Netzplanungsaufgabe, hat aber den Nachteil, dass mit der Lage der HS/MS-Umspannstation und auch mit der Wahl der Größe des Netzgebiets endogene Aspekte einfließen.

- Leistungsmoment [MW·km]
  Leistungsmoment $=\sum_{i=1}^{n} S_i \cdot \mathrm{d}_{i,USW}$
  Mit: S_i = Anschlussleistung des i-ten Erzeugers
  $d_{i,USW}$ = Entfernung („Luftlinienentfernung") zwischen Erzeuger i und HS/MS-Umspannwerk, an das die Erzeugungsanlage im Normalschaltzustand des Netzes unmittelbar oder mittelbar angeschlossen ist,
  Die Berechnung erfolgt analog zum Lastmoment, wobei hier die Gewichtung mit der installierten Erzeugungsleistung erfolgt. Es gilt die gleiche Bewertung wie beim Lastmoment.

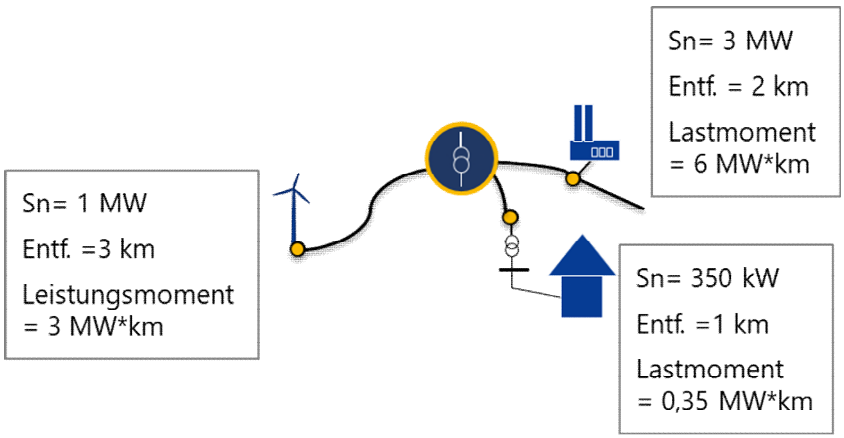


Abbildung 25: Prinzipdarstellung Last- und Leistungsmoment

- Entropie (Shannon-Ebenheits-Index)

In der Geografie wurde eine Vielzahl von Dispersionsmaßen entwickelt, die die Heterogenität der Verbreitung eines Merkmals in der Fläche beschreiben (z. B. (Walz & Berger, 2004), (Meer, 2005), (Walz, 2013)). Für die hier vorliegende Fragestellung, nur die Verteilung eines Merkmals (der Last) in der Fläche zu bewerten, bietet sich davon der Shannon-Ebenheits-Index an. Im Kern ist es ein Entropiemaß, wie es auch in der Informationstheorie für den Informationsgehalt etwa von Zeichen in einer Zeichenfolge verwendet wird. Daher wird in dieser Studie dafür im Folgenden der Begriff Entropie verwendet, die wie folgt definiert ist:

$$E = -1 \cdot \frac{\sum_i h_i \cdot \log_2 h_i}{\log_2 n}$$

Formel 13: Entropie gemäß Shannon-Ebenheits-Index

Dabei bezeichnet n die Anzahl der für die Berechnung zu bildenden Rasterzellen und h_i den Anteil an Last in der Rasterzelle an der Gesamtlast[11]. Abbildung 26 verdeutlich die Entropie an einfachen Beispielen. Vorteil dieser einheitenlosen, auf den Wertebereich [0;1] normierten Größe ist die Unabhängigkeit von der absoluten Ausdehnung eines Netzgebiets, der absoluten Lasthöhe, der Lage eines Zentrums und damit die Unabhängigkeit von allen endogenen Einflüssen. Zudem kann es auf Basis geographischer Informationen automatisiert errechnet werden.

[11] Entsprechend der für die Corine Land Cover Daten (s. Abschnitt 4.2.1) vorliegenden Auflösung mit einer Mindestkartiereinheit von 10 ha entspricht die Größe einer Rasterzelle in dieser Studie ebenfalls 10 ha.

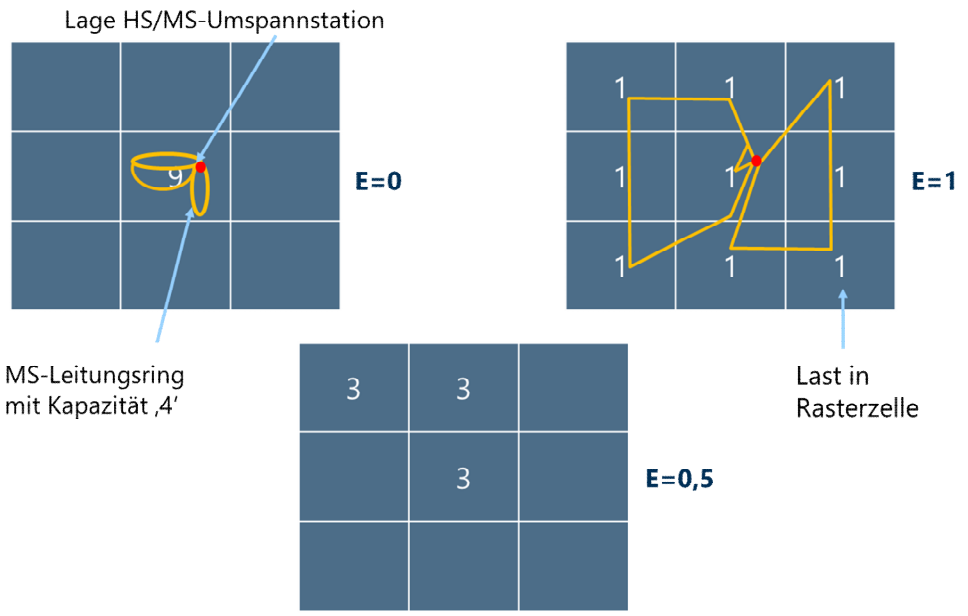


Abbildung 26: Entropie E zur Beschreibung der Inhomogenität der Lastverteilung

Tabelle 2 listet die Ergebnisse für die Regressionsfunktion und die statistischen Signifikanztests auf, wenn jeweils nur das einzelne gebietsstrukturelle Merkmal betrachtet wird. Daraus ergeben sich folgende Erkenntnisse:

- Der Anteil der versorgten Fläche hat signifikanten Einfluss mit größeren Bestimmtheitsmaß. Daher ist die Betrachtung eines Inhomogenitätsmaßes an sich durchaus begründet. Allerdings liegt der Parameter b der Regressionsfunktion an der vordefinierten unteren Bereichsgrenze, was eine unmittelbare Berücksichtigung nicht belastbar macht.
- Für Last- und Leistungsmoment ergeben sich wie erwartet Zusammenhänge, die bei Zunahme der Momente – also anschaulich größeren Transportentfernungen im Verteilnetz – höhere ASIDI aufgrund größerer Abgangslängen verursachen. Allerdings ist ein Einfluss des Parameters alleine nicht durchweg signifikant belegbar.
- Für die Entropie ist als alleiniges zu betrachtendes gebietsstrukturelles Merkmal keine statistische Signifikanz gegeben. Dies ist aber auch nicht unbedingt zu erwarten, da sich grundsätzlich gleiche Entropiemaße in Netzbereichen hoher und geringer Lastdichten zeigen können. Daher kann der überwiegende Einfluss der Lastdichte – wie auch beim Lastmoment – einen Einzeleinfluss überdecken. Dennoch begründet die Betrachtung der Korrelation mit der Lastdichte (Abbildung 27) durchaus die Behandlung dieses Parameters in einer multiplen Regression, da gerade im Bereich geringer Lastdichten Streuungen der Entropie auftreten. Der Funktionsverlauf der einfachen Regression weist eine sinkende Regressionsfunktion für den ASIDI mit steigender Entropie aus, was der Erwartung gemäß Abbildung 26 widerspricht. Die fehlende statistische Signifikanz relativiert aber diesen Befund.

In allen Fällen sind auch hier Unterschiede bei Netz- oder Netzbetreiber-bezogener Betrachtungsweise vorhanden.

Merkmal	**Betrach-tungsweise**	**a**	**b**	**c**	**R^2**	**F-Test**	**t-test**
Anteil ver-sorgter Fläche	Netz	6,8	0	0,28	0,54	✓	✓
	VNB	1,7	5,3	0,60	0,67	✓	✓
Lastmoment	Netz	3,5	0	-0,11	0,05	✓	-
	VNB	9,9	0	-0,01	0,00	-	-
	Netz	0,9	1,7	-0,21	0,30	✓	✓

Leistungs-moment	VNB	8,1	0	-0,02	0,03	✓	-
Entropie	Netz	9,8	0	0,39	0,02	-	-
	VNB	3,9	4,5	1,46	0,05	-	-

Tabelle 5: Parameter der Regressionsfunktion für ASIDI und statistische Testergebnisse für gebietsstrukturelle Merkmale zur Erfassung der Inhomogenität der Versorgungsaufgabe

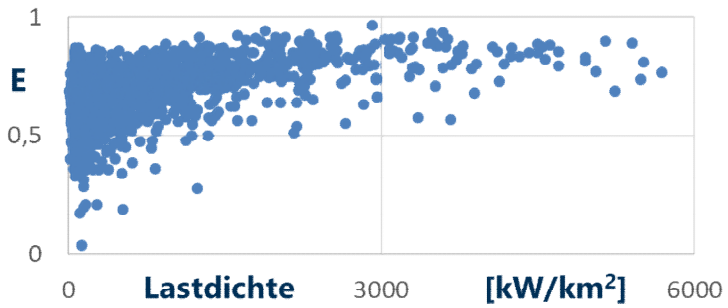


Abbildung 27: Zusammenhang zwischen Entropie E und Lastdichte

Als Fazit dieser Untersuchungen ist somit die Berücksichtigung der Größen zur Beschreibung der Inhomogenität der Versorgungsaufgabe bei der multiplen Regression zu berücksichtigen. Da dies die Erfassung der Größen voraussetzt, sollten sie auch singulär betrachtet werden, auch wenn nach den aufgeführten Auswertungen kein signifikanter Zusammenhang zu erwarten ist.

Multiple Regressionen mit mehreren gebietsstrukturellen Merkmalen

Die multiplen Regressionen erfolgten jeweils für das folgende Funktionsmodell für die gebietsstrukturellen Parameter P_1 und P_2 mit gleichen Rahmenbedingungen und Testvorgaben wie bei der einfachen Regression:

$$ASIDI_{Ref}(P_1, P_2) = a \cdot {}^{1}/_{P_1^c} + d \cdot {}^{1}/_{P_2^e} + b$$

Formel 14: Verwendetes Funktionsmodell bei multipler Regression

Der F-Test bildet hier allerdings nicht den Test gegenüber einer einfachen Mittelwertbildung, sondern die Prüfung, ob der zweite Parameter einen signifikanten zusätzlichen Erklärungsbeitrag liefert. Ausgangspunkt ist jeweils die Lastdichte, da sich hierfür das größte Bestimmtheitsmaß ergeben hat. Für die Lastdichte ist in Tabelle 3 zum Vergleich das Ergebnis aus der Einzelregression aus Tabelle 1 aufgenommen

Merkmale	Be-trach-tungs weise	a	b	c	d	e	Adj.R^2	F-Test	t-test
Last-dichte	Netz	125,6	5,3	0,56			0,60	✓	✓
	VNB	140,6	5,6	0,61			0,85	✓	✓
Last-dichte + versorgte Fläche	Netz	91,7	0	0,53	0,3	0,67	0,62	✓	✓
	VNB	101,1	0	0,47	3,4	0,39	0,86	✓	✓
Last-dichte + Lastmo-ment	Netz	125,6	5,3	0,56	0	2,08	0,60	-	-
	VNB	127,0	5,2	0,58	8,9	0,30	0,85	-	✓

Last-dichte + Leis-tungsmo-ment	Netz	117,5	3,6	0,53	4,0	0,11	0,60	✓	-
	VNB	121,6	5,1	0,56	23,0	0,38	0,85	-	-
Last-dichte + Entropie	Netz	94,1	0	0,45	6,2	-1,9	0,61	✓	✓
	VNB	130,2	0	0,57	7,8	-1,2	0,86	✓	✓
Last-dichte + An-schluss-dichte	Netz	105,5	0	0,47	1,9	-0,26	0,60	✓	✓
	VNB	113,3	0	0,50	2,7	-0,21	0,86	-	✓
Last-dichte + durch-schn. Ein-zellast-größe	Netz	99,6	5,0	0,57	1374	1,57	0,60	✓	✓
	VNB	108,7	5,3	0,60	11213	2,08	0,87	✓	✓
Last-dichte + Industrie-+Gewer-belastan-teil	Netz	113,4	5,8	0,58	20,3	1,57	0,64	✓	✓
	VNB	130,0	5,7	0,60	11,2	2,08	0,86	✓	✓

Tabelle 6: Parameter der Regressionsfunktion für ASIDI und statistische Testergebnisse bei multipler Regression

Die multiple Regression klassischer gebietsstruktureller Merkmale zeigt – in Übereinstimmung mit den Vorgängeruntersuchungen (Consentec, 2010) (Consentec, 2017) – keine eindeutige statistische Signifikanz für die Zunahme eines Parameters zur Lastdichte aus, wie auch aus den geringen Zunahmen des Bestimmtheitsmaßes hervorgeht. Zwar ist dies nach den Tests für die durchschnittliche Einzellastgröße sowie den Industrie-/Gewerbelastanteil gegeben und auch in vielen Tests bei der Anschlussdichte, jedoch fällt das Ergebnis jeweils sehr knapp aus, wie auch aus den geringen Änderungen des Bestimmtheitsmaßes hervorgeht. Dennoch ergibt sich daraus die Empfehlung, auf den empirischen Daten jeweils multiple Regressionen von der Anschlussdichte, dem Industrie-/Gewerbelastanteil und der durchschnittlichen Einzellastgröße jeweils mit der Lastdichte zu prüfen. Eindeutiger fällt das Prüfergebnis bei einzelnen Parametern zur Beschreibung der Inhomogenität aus. Dort ergeben sich statistisch signifikante zusätzliche Erklärungsbeiträge bei der Hinzunahme des Anteils der versorgten Fläche sowie der Entropie. Beide Parameter sollten also in weiterführenden Untersuchungen mit betrachtet werden und die Erfassung in der nächsten Regulierungsperiode wird empfohlen. Dies lässt zudem noch einige Jahre zur Vorbereitung der Erfassung.

4.2.2.2 Unterbrechungshäufigkeit

Zusammenfassend kann für die Unterbrechungshäufigkeit ASIFI (vgl. Abschnitt 2.2.1) gefolgert werden, dass sich die gleichen Erkenntnisse und Empfehlungen wie für ASIDI ergeben. Dies ist aufgrund der gewählten praxisüblichen Bildung offen betriebener MS-Netze auch nicht weiter verwunderlich, da in der überwiegenden Zahl der Störungen eine Wiederversorgung durch vor-Ort-Schalthandlungen erfolgen muss. Die dafür benötigte Dauer wurde für alle Netze gleich gewählt, da ein oftmals vermuteter „U-förmiger-"Verlauf über die Lastdichte aufgrund längerer Anfahrtszeiten in ländlichen Räumen und darüber hinaus längeren Stationszugangszeiten im innerstädtischen Gebieten (Consentec, 2017) nicht sicher belegbar ist und damit eine Modellierung willkürlich wäre.

Tabelle 4 zeigt die Ergebnisse der Regressionen für nur ein gebietsstrukturelles Merkmal:

- Die Lastdichte ist das gebietsstrukturelle Merkmal mit größtem Bestimmtheitsmaß.

- Die Merkmale zur Beschreibung der Inhomogenität der Versorgungsaufgabe weisen bis auf den Anteil versorgter Fläche keinen durchgängig signifikanten Erklärungsbeitrag auf, wenn sie isoliert betrachtet werden.

Merkmal	Betrachtungsweise	a	b	c	Adj. R^2	F-Test	t-test
Lastdichte	Netz	1,3	0,07	0,58	0,60	✓	✓
	VNB	1,9	0,08	0,70	0,74	✓	✓
Anschlussdichte	Netz	0,1	0,06	0,61	0,60	✓	✓
	VNB	0,1	0,07	0,83	0,72	✓	✓
durchschn. Einzellastgröße	Netz	6,6	0,05	1,03	0,42	✓	✓
	VNB	124,0	0,07	1,78	0,57	✓	✓
Erzeugungs-leistungsdichte	Netz	0,36	0,03	0,22	0,16	✓	✓
	VNB	0,93	0,09	0,55	0,20	✓	✓
Industrie- + Gewerbe-lastanteil	Netz	0,17	0,1	-0,86	0,27	✓	✓
	VNB	0,17	0,01	-0,21	0,40	✓	✓
Anteil versorgter Fläche	Netz	0,11	0	0,04	0,01	✓	✓
	VNB	0,03	0,05	0,43	0,55	✓	✓
Lastmoment	Netz	0,01	0	-0,24	0,24	✓	✓
	VNB	0,13	0	0,01	0	-	-
Leistungsmoment	Netz	0	0,12	0	0	-	-
	VNB	0,1	0	-0,01	0	✓	-
Entropie	Netz	0,11	0	0,20	0,01	✓	✓
	VNB	0,09	0	0,82	0,04	-	✓

Tabelle 7: Parameter der Regressionsfunktion für ASIFI und statistische Testergebnisse für einzelne gebietsstrukturelle Merkmale

Bei multipler Regression ergibt sich nur für die Entropie durchgehend ein signifikanter zusätzlicher Erklärungsbeitrag zur Lastdichte. Bei anderen Kombinationen zeigen bereits die zwischen Netz- und Netzbetreiber-bezogener Betrachtungsweise auftretenden hohen, teilweise willkürlich erscheinenden Änderungen der Parameter für den zweiten Parameter in der Regressionsfunktion die geringe statistische Signifikanz.

Merkmale	Betrachtungsweise	a	b	c	d	e	R^2	F-Test	t-test
Lastdichte	Netz	1,3	0,07	0,58			0,61	✓	✓
	VNB	1,9	0,08	0,70			0,74	✓	✓
Lastdichte + Lastmoment	Netz	1,0	0	0,52	0,001	-0,35	0,66	✓	✓
	VNB	0,9	0	0,51	0,09	0,03	0,76	✓	-
Lastdichte + Leistungsmoment	Netz	1,2	0,07	0,60	0,0001	-0,79	0,64	✓	✓
	VNB	0,9	0	0,50	0,09	0,03	0,76	✓	-
Lastdichte + Entropie	Netz	0,9	0	0,44	0,08	-1,81	0,66	✓	✓
	VNB	1,8	0	0,67	0,09	-0,46	0,74	✓	✓
Lastdichte + Anschlussdichte	Netz	1,3	0,07	0,58	0,03	-0,73	0,62	✓	-
	VNB	4,9	0	1,05	0,12	0,14	0,75	✓	✓

Lastdichte + durchschn. Einzel-lastgröße	Netz	0,9	0	0,40	0,000 2	- 1,13	0,63	✓	✓
	VNB	1,8	0,07	0,72	14,0	1,74	0,74	-	-
Lastdichte + versorgte Fläche	Netz	1,3	0,07	0,58	0	0	0,62	-	-
	VNB	1,6	0	0,63	0,07	- 0,04	0,74	-	-
Lastdichte + In-dustrie-+ Gewerbe-lastanteil	Netz	1,3	0,07	0,59	0,04	-1,9	0,62	✓	-
	VNB	1,9	0,08	0,70	0	0	0,74	-	-

Tabelle 8: Parameter der Regressionsfunktion für ASIDI und statistische Testergebnisse bei multipler Regression

4.3 Niederspannungsebene

4.3.1 Vorgehen

Der für die NS-Ebene eingesetzte Netzgenerator basiert auf der Klassifikation von NS-Netztypen aus (Scheffler, 2004). Darin werden in Abhängigkeit von der durch typische Siedlungsstrukturen umschriebenen Versorgungsaufgabe konkrete praxisübliche Netzstrukturen vorgegeben. Die Ausstattung hinsichtlich Betriebsmittelauswahl und Leitungslängen zwischen Stationen und Anschlüssen erfolgt auf Basis von Verteilungen für jeden Netztyp, die aus realen Netzen und Betriebsmittelangaben abgeleitet sind (Jäkel, et al., 2015). Dabei werden die folgenden Siedlungsstrukturen unterschieden:

- Wohnplätze und Streusiedlungen
- Dörfer mit überwiegend Gehöften
- Ein- und Zweifamilienhaussiedlung niedriger Dichte
- Einfamilienhaussiedlung hoher Dichte und Dorfkern
- Reihenhaussiedlung
- Zeilenbebauung mittlerer Dichte
- Zeilenbebauung hoher Dichte und Hochhäuser
- Blockbebauung
- Altstadt

Die Last- und Erzeugungsganglinien der Kunden im Jahresverlauf werden wiederum mit eigenen Modellen beschrieben, die die jeweiligen in den Siedlungsstrukturen vorherrschenden Kundeneigenschaften, insbesondere zu Haushaltsgrößen, Verbrauchsverhalten und Geräteausstattung berücksichtigen. Zudem können PV-Erzeugungsanlagen auf Basis von aus dem EE-Anlagenregister erzeugten Verteilungen eingebunden werden.

Da das Verfahren im Gegensatz zur Methode für das MS-Netz (s. Abschnitt 4.3.1) nicht auf einer vordefinierten Versorgungsaufgabe aufbaut, ergeben sich keine Angaben zu versorgten oder geografischen Flächen als Bezugsgröße für die Berechnung von Flächendichten. Stattdessen werden Flächen aus den CORINE Land Cover Daten (Umweltbundesamt, 2017) abgeleitet, indem ausgehend von hochaufgelösten Bevölkerungsangaben aus dem Zensus 2011 (Bundesamt, 2011) eine Zuordnung zu den Siedlungsstrukturen erfolgt und daraus eine versorgte Fläche angenähert abgeleitet wird.

4.3.2 Ergebnisse

Die Abhängigkeit der Nichtverfügbarkeit (SAIDI) von der Lastdichte ist in Abbildung 28 dargestellt, wobei für jede Siedlungsstruktur aus Abschnitt 4.3.1 mehrere Netze unter Berücksichtigung der Verteilungen für Betriebsmittelauswahl und Leitungslängen erzeugt wurden.

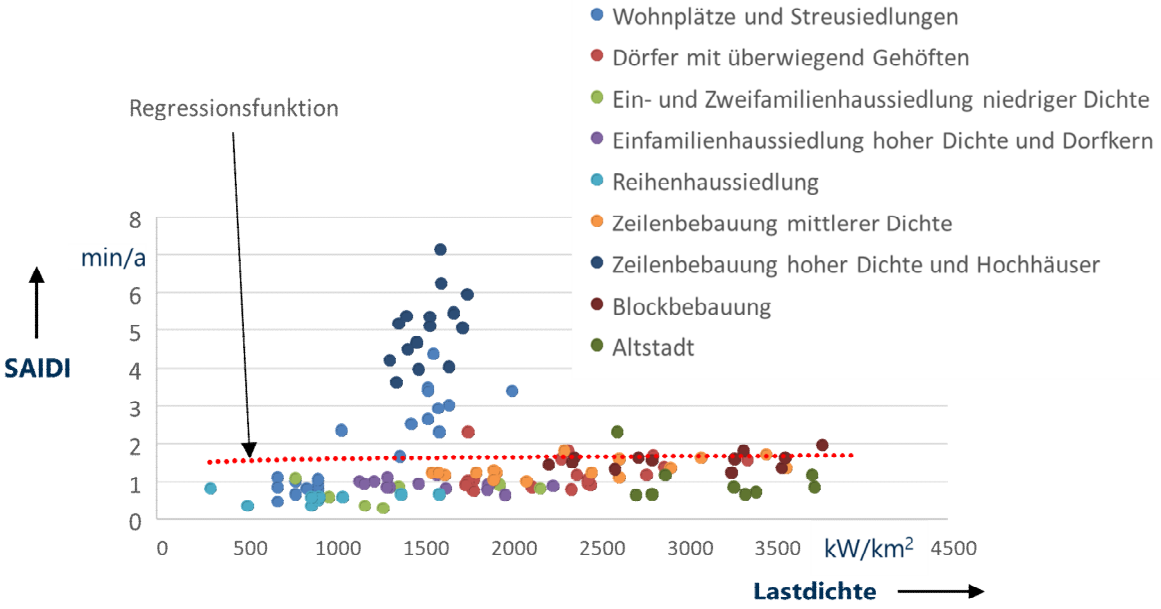


Abbildung 28: SAIDI auf der NS-Ebene auf Basis der Lastdichte bezogenen auf die versorgte Fläche

Bereits aus der Punktewolke ist visuell kein eindeutiger Zusammenhang erkennbar. Die Ermittlung einer Regressionsgerade für die Minimierung der mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten quadratischen Abweichungen führt zu einem leicht ansteigenden hyperbolischen Verlauf mit einem Bestimmtheitsmaß R^2 von 0,02, wobei die Abhängigkeit statistisch nicht signifikant nachgewiesen werden kann. Dieses Ergebnis deckt sich in der Tendenz mit dem aus (Consentec, 2017) auf Basis der empirischen Daten sowie der Untersuchung der BNetzA zum aktuellen Q-Element (BNetzA, 2018).

Eine genauere Analyse nach den unterschiedenen Siedlungsstrukturen zeigt, dass insbesondere bei den Strukturen „Zeilenbebauung hoher Dichte“ und „Hochhäuser sowie Wohnplätze und Streusiedlungen“ besonders hohe Nichtverfügbarkeiten zu verzeichnen sind. Diese bewegen sich im Lastdichtebereich von 600 bis 2000 kW/km².Netzstrukturell ist dies erklärbar, da die Netze eine individuelle strahlenförmige Erschließung vieler einzelner Kunden beinhalten. Die (DKE-IEV nach IEV 161-08-20, 2019)s bedingt im Gegensatz zu Netzen mit teilweiser Vermaschung oder dem Einsatz von Kabelverteilerschränken mit entsprechenden Vor-Ort-Schalt- bzw. Klemmmöglichkeiten in jedem Fall eine Versorgungsunterbrechung bei Leitungsfehlern bis zum Ende der Aus-Dauer.

Auch für andere gebietsstrukturelle Merkmale (Bevölkerungsdichte, Anschlussdichte, Leitungsdichte dezentraler Erzeugungsanlagen) ergeben sich ähnliche Ergebnisse, insbesondere keine statistisch signifikant nachweisbaren Zusammenhänge. Zudem gelten die gleichen Aussagen auch für die Unterbrechungshäufigkeit ASIFI.

Dies berücksichtigend, ergeben sich folgende Erklärungsansätze für den fehlenden Nachweis einer Abhängigkeit von einem gebietsstrukturellen Merkmal:

- Die Abgangslängen in den Netzen verbleiben sämtlich in einem engen Bereich bis 700 m, nur im Einzelfall geht es darüber hinaus. Damit ergeben sich geringe zuverlässigkeitstechnisch relevante Unterschiede.
- Starken Einfluss auf die resultierende Nichtverfügbarkeit weisen Möglichkeiten zur Teilwiederversorgung durch Vermaschung und Kabelverteilerschränke auf. Hier besteht also endogen erhebliches Beeinflussungspotenzial durch die Netzbetreiber. In stärker streuenden Siedlungsstrukturen sind für eine Vermaschung sicher relativ mehr Leitungen zu verlegen, als bei einer Konzentration der Kunden. Daher kann sich in den empirischen Daten durchaus ein in den analytischen Untersuchungen mit Modellnetzen nicht ersichtlicher Zusammenhang erweisen.

- Die versorgte Fläche als Bezugsgröße relativiert den Unterschied zwischen stark konzentrierten oder eher gestreuten Siedlungsstrukturen. Die versorgte Fläche ist gleich groß, wenn die Last sich auf mehrere statt nur einer Fläche verteilt. Die Berücksichtigung eines dies erfassenden Parameters wie etwa die Entropie bei der MS-Ebene ist grundsätzlich denkbar, erfordert aber eine sehr kleinteilige Betrachtung bis auf die Ebene der einzelnen Hausanschlüsse bei hoher Flächenauflösung und schafft ein komplexes Abgrenzungsproblem von Freiflächen, die nicht durch ein NS-Netz überbrückt werden. Daher sehen die Gutachter dies nicht als eine praktikable Alternative.

Daher ergibt sich für die NS-Ebene als Handlungsempfehlung weiterhin die Prüfung auf einen Zusammenhang mit der auf die versorgte Fläche bezogenen Lastdichte auf Basis der empirisch erfassten Versorgungsunterbrechungen. Multiple Regressionen mit weiteren Parametern, etwa zur Beschreibung der Inhomogenität, lassen aus Sicht der Gutachter und den Erkenntnissen aus den analytischen Untersuchungen, keine signifikanten Ergebnisse erwarten.

5 Statistische Untersuchungen struktureller Einflussgrößen auf die Versorgungszuverlässigkeit

5.1 Grundsätzliches

In diesem Untersuchungsschritt werden die aus den ingenieurwissenschaftlichen Modellansätzen hergeleiteten Zusammenhänge zwischen den betrachteten Zuverlässigkeitskennzahlen und den verschiedenen Einflussfaktoren statistisch überprüft (s. voriger Abschnitt). Dazu werden die bisher vorliegenden offiziellen Daten herangezogen.[12] Prinzipiell können die mithilfe der von der FGH verwendeten Optimierungsmodelle ermittelten Ergebnisse als Approximation für die reale, aber unbekannte und schätzende, Produktionsfunktion zur Qualitätsbereitstellung in der Netzbewirtschaftung angesehen werden. Diese wird aus stromwirtschaftlichen Optimierungskalkülen zum optimalen Netzaufbau und tatsächlichen Rahmendaten (geographische Siedlungsstruktur, aktuelle Lage von Ortsnetztransformatorstationen) für die Stromnetzverteilung approximiert, um einen quantitativen Benchmark abzuleiten. Anhand tatsächlich vorliegender Daten aus dem Effizienzvergleich und der Qualitätsregulierung wird dieser bewertet und die statistisch-empirische Haltbarkeit der Modellrechnungen überprüft.

Es sind hierbei Abweichungen zu erwarten. Beispielsweise sind die hergeleiteten hyperbelförmigen Verläufe der verschiedenen Einflussgrößen wie Lastdichte, Leistungsdichte und Entropie auf den SAIDI/ASIDI an Annahmen über die Produktionstechnologien/-mittel und -anforderungen, d. h. die Versorgungsaufgabe, geknüpft.[13]

Es kann bei der statistischen Untersuchung und Interpretation funktionaler Zusammenhänge zu Abweichungen von den Ergebnissen der Ingenieursmodelle kommen. Dies kann verschiedene Ursachen haben.

- **Überlagerung von Einflüssen:** Zusammenhänge zwischen der Zuverlässigkeitskennzahl und den erklärenden Größen werden jeweils isoliert bivariat betrachtet. Dies führt dazu, dass verschiedene sich überlagernde Einflüsse Abweichungen in den Zuverlässigkeitskennzahlen hervorrufen können (z. B. kann die Leistungsdichte den Erklärungsgehalt in Teilen des Definitionsbereiches der Lastdichte kompensieren). Dies wird auch als Omitted Variable Bias aufgrund unterspezifizierter Modelle bezeichnet und gilt natürlich (in geringerem Maße) für multivariate (vollständigere) Modelle. Sicherheit über eine vollständige Spezifikation ist in einem statistischen Modell auszuschließen.
- **Stochastik:** Das stochastische Ausfallverhalten der Netzkomponenten wird in Erwartungswerten betrachtet. Die unterschiedliche Streuung der Zuverlässigkeitskennzahlen für verschiedene Definitionsbereiche der erklärenden Variablen (z. B. Lastdichte) kann zu anderen Zusammenhängen als den in den Optimierungsmodellen postulierten führen. Einzelne Realisationen des Störungsgeschehens können sich in Teilintervallen der Definitionsbereiche der Erklärungsvariablen stark auswirken und zu Abweichungen in den Koeffizienten der geschätzten Modelle führen. Beispielsweise der Konvexitätsparameter ‚c' der Hyperbelfunktion kann damit anfälliger sein auf jahresweise Ausfallschwankungen bei den Netzbetreibern geringer Lastdichte, während einzelne Jahre mit hohen Ausfällen bei großen Netzbetreibern leicht zu einem höheren Lageparameter ‚b' führen. Beides hat jedoch Rückwirkungen auf die jeweils anderen Parameter der Hyperbel, da diese gemeinsam geschätzt werden (s. u.).
- **Interpretation bei komplexen Funktionsverläufen:** Bei komplexen Funktionsspezifikationen, wie den bisher verwendeten nichtlinearen Hyperbelverläufen, ist die bisherige Orientierung an harten Grenzen einzelner Parameterausprägungen verfehlt. Dies zeigt folgende Darstellung mit

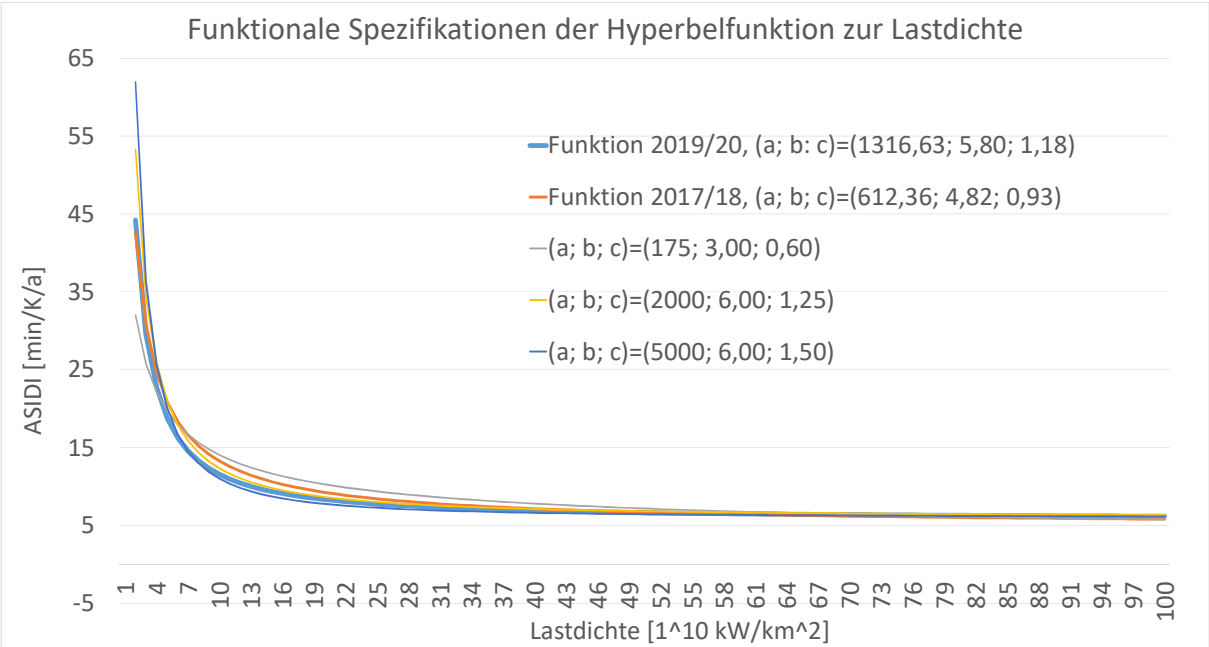
[12] Mit offiziellen Daten sind hier solche Daten bezeichnet, die aus gesetzlichen Veröffentlichungspflichten allgemein oder der BNetzA aufgrund von regulatorischen Festlegungen übermittelt wurden und den Gutachtern zur Verfügung gestellt wurden.
[13] S. ingenieurwissenschaftliche Modelle in vorangehenden Kapitel 5.

verschiedenen Parameterausprägungen der Hyperbelfunktion, die zu sehr geringen Abweichungen führen (eine mittlere Abweichung (RMSE[14]) von 0,75 bis 1,96 gegenüber aktuell verwendetem Funktionsverlauf).

Exkurs: Illustration der Auswirkungen unterschiedlicher Parameterausprägungen der Lastdichte-Hyperbelfunktion

Die Parameter der aktuell (2019/20) verwendeten Referenzfunktion für den ASIDI in Abhängigkeit der Lastdichte sind a=1.316,63, b=5,80, c=1,18 (im Diagramm fett hellblau), während die Parameter der Periode davor a=612,36, b=4,82, c=0,93 betrugen (im Diagramm orange).[15] Die weiteren zur Illustration willkürlich gewählten extremen Beispiele haben hier (a; b; c)=(175; 2; 0,6), (a; b; c)=(2000; 7; 1,25) und (a; b; c)=(5000; 7; 1,5) (im Diagramm grau, gelb und dunkelblau). Es wird deutlich, dass die ingenieurwissenschaftlich hergeleiteten zulässigen Bereiche für Parameter sicherlich zentral als Orientierung dienen müssen, jedoch aus statistischer Sicht und hinsichtlich ihrer ökonomischen Anreizsetzung nur eingeschränkt als Maßstab dienen können. Auch bei größeren Abweichungen einzelner Parameter betragen die Unterschiede der ermittelten Referenzwerte nicht mehr als 2 Ausfallminuten pro Kunde pro Jahr (im Mittel über alle Netzbetreiber).

Es wird aus dieser Betrachtung auch deutlich, dass plausible Wertebereiche für die Koeffizienten a, b und c aus statistischer Sicht kaum angegeben werden können, sondern lediglich eingeschränkt befriedigend (weil annahmegetrieben) bottom-up aus Ingenieursmodellen abgeschätzt werden.[16]



[14] Der RMSE (Root Mean Squared Error) bezeichnet die Wurzel der mittleren quadrierten Abweichungen und misst dementsprechend die auf die Ausfallkennzahlen bezogenen und skalierten Abweichungen über den gesamten Bereich der erklärenden Variablen. Beispielsweise sind dies hier im Mittel ein bis zwei Minuten pro Kunde und Jahr über alle möglichen Ausprägungen der Lastdichte.

[15] Diese sind den Veröffentlichungen der vorangegangenen Gutachten zu entnehmen. Siehe Consentec (2017), Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017-2018. Abschlussbericht vom 22. Februar 2017, sowie Bundesnetzagentur (2018), Bericht zur Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2019-2020. Anlage 3 der Festlegung zur Bestimmung der Qualitätselemente. Stand: 21.11.2018.

[16] Dies zeigt insbesondere die Betrachtung des Parameters c in dem Ursprungsgutachten, die einen stark annahmegetriebenen Wertebereich abgrenzt. Zusätzlich zu den stark vereinfachenden Annahmen wurden stochastische und überlagernde Einflüsse anderer Einflussvariablen ebenfalls ignoriert.

Abbildung 29: Beispiele Referenzwertfunktion mit verschiedenen Parameterwerten

Ende des Exkurses

- **Nicht beobachtbare Variablen:** Ein weiterer Grund für Abweichungen kann in der nicht-Berücksichtigung von weiteren relevanten Einflussgrößen liegen. Dies können beispielsweise unterschiedliche Anlagenalter oder ein unterschiedlicher Investitionsverlauf sein. Ältere Anlagen neigen zu höheren Störungshäufigkeiten, ebenso ist bei einem Ausbauprozess aufgrund von Versorgungsstrukturänderungen (Last, Leistung Erneuerbare durch Siedlungs-/ Investitionsentscheidungen) mit variierenden Anpassungsprozessen des Netzausbaus zu rechnen. Dies ist in den ingenieurwissenschaftlichen Modellen durch eine eingeschränkte Informationsverfügbarkeit nur bedingt zu berücksichtigen, kann allerdings zu weiteren Abweichungen führen. Da in diesem Fall grundsätzlich nur (nach Möglichkeit) exogene Variablen einzubeziehen sind, sind für die hier adressierten, nicht beobachtbaren Variablen ebenfalls nur exogene von Relevanz.[17]

Im Ergebnis werden wir deshalb die ingenieurwissenschaftlichen Postulate nur als Ausgangshypothese heranziehen, Abweichungen von diesen jedoch nicht als Ausschlussgrund für die Validität der statistischen Analyse werten, solange sie nur in quantitativen Abweichungen bestehen und nicht qualitativ widersprüchlich sind, d. h. einer funktionalen Spezifikation und damit dem zugrundeliegenden theoretisch zu erwartenden Zusammenhang widersprechen.

Im Folgenden wird zunächst die Datenbasis beschrieben. Argumente aus den vorangegangenen Abschnitten und einfache Korrelationsanalysen dienen zur Identifikation ökonomisch und statistisch potenziell relevanter Einflussgrößen auf die Zuverlässigkeitskennzahlen.

Darauf aufbauend werden die Daten in einem mehrstufigen Prozess ausgewertet. Ausgangspunkt ist die Untersuchung der ingenieurwissenschaftlich generierten Daten als Bindeglied zu den tatsächlichen Regulierungsdaten. Erstere sind weitgehend frei von den oben beschriebenen Störeinflüssen, sind aber dennoch auf Basis empirischer Daten zur Versorgungsaufgabe erhoben.[18] Sie stellen somit eine Möglichkeit dar, den Einfluss von Strukturparametern auf erwartete Ausprägungen der Zuverlässigkeitskennzahlen unter „Reinraumbedingungen“ zu überprüfen. Dies verbessert die Vergleichbarkeit der Modellergebnisse aus den vorangegangenen Abschnitten und erleichtert die Übertragbarkeit auf die historischen Regulierungsdaten.

Die Daten zur Niederspannungsnetzebene haben bei der Auswertung keinerlei signifikante Ergebnisse gezeigt und sind deshalb ohne Erkenntnisgewinn von der weiteren Analyse ausgeschlossen. Die Zusammenfassung der Ergebnisse der statistischen Auswertung der Zuverlässigkeitskennzahlen der Niederspannungsebene erfolgt aufgrund des geringen Erkenntnisgehalts im Anhang. Die nachfolgenden statistischen Auswertungen, insbesondere im Hinblick auf die Regressionsanalysen, beziehen sich deshalb auf die Mittelspannungsebene.

5.2 Datenbasis

Datenerhebung und -bereitstellung

Die Analyse fußt primär auf von der BNetzA bereitgestellten und bereits auf Plausibilität geprüften Daten. Diese Daten lassen sich in drei Kategorien einteilen. (1) Daten zu Versorgungsunterbrechungen, (2) Strukturdaten und (3) Effizienzanalysedaten. Daten zu Versorgungsunterbrechungen

---

[17] Vgl. auch Diskussion S. 66 ff. in Consentec, FGH, Frontier Economics (2010), Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze. Endbericht: 20.10.2010.
Im Rahmen dieses Gutachtens wird versucht, sich den Einflüssen unterschiedlichen Anlagenalters über Abschreibungsraten sowie dem Ausbau von Erneuerbarenanlagen über verschiedene Variablen anzunähern.
[18] Dies bezieht sich auf Daten zu Betriebsmitteln für die Referenznetzanalyse und Daten zur Netzzuverlässigkeit vom FNN, die ausfallbezogen erwartungswertbasiert in die Berechnungen eingehen.

und Struktur wurden uns im Oktober 2018 übermittelt. Weitere Daten, die den Effizienzanalysen im Regelverfahren zugrunde liegen, wurden uns für die bisherigen drei Regulierungsperioden im November zur Verfügung gestellt. Darüber hinaus ziehen wir Informationen aus den nach § 27 StromNEV veröffentlichungspflichtigen Netzstrukturdaten heran, welche vom Dienstleister e'net bezogen werden,[19] sowie Informationen zu EEG-Anlagenstamm- und Bewegungsdaten. Der Umfang dieser Daten sowie der Prozess zur Erstellung eines konsolidierten Datensatzes werden im Folgenden beschrieben. Deskriptive Statistiken werden im folgenden Abschnitt gezeigt.

Umfang der Daten zu Versorgungsunterbrechungen

Die von der BNetzA bereitgestellten Daten zu Versorgungsunterbrechungen umfassen geplante und ungeplante Ereignisse, bei denen die Versorgung von Letztverbrauchern oder Weiterverteilern länger als 3 Minuten unterbrochen war. Ereignisse von kürzerer Dauer sind in den Daten nicht berücksichtigt. Alle Ereignisse lassen sich nach Anlassfall, Netzebene und betroffene Letztverbraucher bzw. unterbrochene Bemessungsscheinleistung unterscheiden. Die Datenlieferung umfasst Daten für die Jahre 2012 bis 2017 mit jeweils zwischen 795 und 818 Verteilnetzbetreibern. Die Erfassungslogik ist in der Allgemeinverfügung nach § 52 EnWG dargestellt. Die Daten stammen aus den Berichten zu Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG.[20]

Umfang der Strukturdaten

Die von der BNetzA bereitgestellten Strukturdaten umfassen Informationen sowohl bezüglich der Netzstruktur (wie Letztverbraucher, versorgte Fläche, Stromkreislänge, Jahreshöchstlast oder installierte Bemessungsscheinleistung der Transformatoren) als auch bezüglich der Versorgungsunterbrechungen (samt o. g. Differenzierung) für die Jahre 2013 bis 2017.[21] Die Anzahl der dabei erfassten VNB bewegt sich jedoch zwischen 190 und 198 und umfasst nur solche VNB, die kein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben und die für die zweite Regulierungsperiode keine Genehmigung zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach § 24 Abs. 1 ARegV erhalten haben.

Zudem sind hier die bereits durch die BNetzA berechneten Zuverlässigkeitskennzahlen enthalten. Für die Niederspannungsebene liegt die letztverbraucherbezogene Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI und für die Mittelspannungsebene die auf die unterbrochene Bemessungsscheinleistung von Ortsnetz- bzw. Letztverbrauchertransformatoren bezogene Kennzahl ASIDI vor. Die Bestimmung berücksichtigt die Gewichtungen von Störungsanlässen. Demnach sind Ereignisse mit den Anlässen „Zählerwechsel", „höhere Gewalt" und „Rückwirkungsstörung" gar nicht und geplante Unterbrechungen mit einem Gewicht von 50 % in die Berechnung eingeflossen.

Des Weiteren enthält diese Datenlieferung Angaben zu den Erlösobergrenzen und dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten für die Jahre 2015 und 2017.[22]

Umfang der Effizienzanalysedaten

Die BNetzA hat uns ferner Daten aus den Effizienzanalysen der drei bisherigen Regulierungsperioden zur Verfügung gestellt. Es handelt sich dabei um Netzstruktur- und Kostendaten aus den Kos-

---

[19] Datenbank „Netznutzung Strom" (s. https://download.enet.eu/uebersicht/datenbanken).
[20] Es wurden aufgrund der Verfügbarkeit der ergänzenden strukturellen Daten in späteren Analysen nur die am Effizienzvergleich teilnehmenden Unternehmen ausgewertet (s. Punkt „Erstellung des Datensatzes für die Analyse").
[21] Diese stammen aus den Erhebungen zur Ermittlung der Q-Elemente.
[22] Grundlage für die Datenerhebung und die anschließende Ermittlung der Qualitätselemente 2019-2020 bildet die Allgemeinfestlegung BK8-17/0011-A vom 22. Februar 2018.

tenbasisjahren 2006, 2011 und 2016 (wie etwa (standardisierte) Totex, Anschlusspunkte, Umspannstationen, Jahreshöchstlast). Als Grundlage dienen hierbei zwischen 182 und 199 VNB im Regelverfahren.[23]

Umfang der Netzstrukturdaten

Zusätzlich zu den von der BNetzA zur Verfügung gestellten Daten werden Daten zur Netzstruktur verwendet, wie sie für die VNB nach § 27 StromNEV veröffentlichungspflichtig sind. Dies betrifft u. a. neben der Stromkreislänge, den Entnahmestellen, der installierten Leistung der Umspannebenen oder der versorgten Fläche insbesondere die entnommene Jahresarbeit, die in den Lieferungen der BNetzA nicht enthalten ist. Wir beziehen diese Daten vom Dienstleister e'net, der sie selbst den Internetseiten der Netzbetreiber entnimmt. Daten liegen hierbei für nahezu alle VNB mit einer steigenden Verfügbarkeit seit 2005 vor. Fehlende Werte wurden vom ZEW manuell bei den VNB nacherhoben. Die vorliegende Datenbasis umfasst Informationen bis 2016.

Umfang der EEG-Daten

Des Weiteren verwenden wir Informationen zu EEG-Anlagenstamm- und Bewegungsdaten, die direkt von den Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellt und nach VNB aufgeschlüsselt werden. Hierzu zählt die Anzahl der Anlagen, deren installierte Leistung und eingespeiste Jahresarbeit unterschieden nach EEG-gefördertem Energieträger und Einspeisespannungsebene. Die Datenbasis wurde vom ZEW zusammengetragen und umfasst Informationen für zwischen 807 und 843 VNB für die Jahre 2008 bis 2016.

Erstellung des Datensatzes für die Analyse

Aus den genannten Datenlieferungen wird ein konsolidierter Datensatz für die Analyse erstellt. Obwohl die Daten zu Versorgungsunterbrechungen und Netzstruktur eine umfassende Berücksichtigung von nahezu allen VNB denkbar machen, fehlen wesentliche Informationen zur eigenständigen Bestimmung der Zuverlässigkeitskennzahlen. Insbesondere liegen für die VNB im vereinfachten Verfahren keine Angaben zur installierten Bemessungsscheinleistung der Transformatoren oder zu den Letztverbrauchern vor. Von einer Approximation durch die installierte Leistung der Umspannebenen oder der Entnahmestellen wird abgesehen, sodass nur die VNB aus der BNetzA-Datenlieferung „Strukturdaten" verwendet werden.

Die Informationen zu den 212 individuellen VNB (d. h. solche mit eindeutiger Betriebsnummer bei der BNetzA) aus den Strukturdaten werden dann mit den Daten aus den Effizienzanalysedaten, den Netzstrukturdaten und den EEG-Daten verknüpft. Die Zuordnung erfolgt anhand der Betriebsnummer bzw. des Namens. Die zusätzliche Verwendung der letzten beiden Quellen liegt darin begründet, dass detailliertere Informationen zu der dezentral installierten Erzeugungsleistung und zu der entnommenen Jahresarbeit berücksichtigen werden können.

Es wird keine eigenständige Berechnung der Zuverlässigkeitskennzahlen vorgenommen, sondern die von der BNetzA ermittelten Kennzahlen verwendet. Dagegen werden mithilfe der Daten aus den Datenlieferungen bezogene Größen bestimmt, welche im folgenden Abschnitt näher beschrieben werden.

---

[23] Siehe Beschluss hinsichtlich der Festlegung zur Datenerhebung bei Verteilnetzbetreibern (Strom) für die Durchführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG in Verbindung mit den Vorschriften der ARegV.

5.3 Datenbeschreibung

Datenübersicht

In folgender Tabelle wird ein Überblick über die Daten aus den einzelnen Quellen gegeben, die in dieser Analyse berücksichtigt werden. Dabei werden für die einzelnen Merkmale der in dieser Analyse verwendete Variablenname, die inhaltliche Beschreibung, die Einheit, die Spannungsebene sowie die zeitliche Verfügbarkeit und die Quelle genannt.

Aufgrund der beschränkten Verfügbarkeit der Effizienzanalysedaten verwenden wir in den weiteren Analysen keine Netzstrukturdaten daraus und übernehmen nur die (standardisierten) Totex.

Variablenname	Einheit	Spannungsebene	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Inhalt
Qsaidi_aregv_ns	min	NS	-	-	-	-	-	-	-	B1	B1	B1	B1	B1	SAIDI mit Gewichtung nach ARegV
Qasidi_aregv_ms	min	MS	-	-	-	-	-	-	-	B1	B1	B1	B1	B1	ASIDI mit Gewichtung nach ARegV
Anschluss_Einspeisepunkte	Anzahl	insgesamt	-	-	-	-	-	B3	-	-	-	-	B3	-	Anzahl von Anschluss- und Einspeisepunkten
Anschlusspunkte	Anzahl	NS, MS/NS, MS, HS/MS, insgesamt	B3	-	-	-	-	B3	-	B2	B2	B2	B2, B3	B2	Anzahl der Anschlusspunkte Letztverbraucher
Arbeit	MWh	alle	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	-	Entnommene Jahresarbeit aus der Netz- oder Umspannebene (ebenenbezogen sowie aggregiert)
Dez_Erzeugungsleistung	kW	NS+MS, >MS, insgesamt	B3	-	-	-	-	B3	-	-	-	-	B3	-	Installierte dezentrale Erzeugungsleistung KWK, KWKG, EEG
Eeg_anlagen	Anzahl	alle	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	-	Dezentrale Erzeugungsanlagen EEG (differenziert nach Energieträger)
Eeg_jahresarbeit	MWh	alle	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	-	Einspeisung aus dezentraler Erzeugungsleistung EEG (differenziert nach Energieträger)
Eeg_leistung	MW	alle	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	Z2	-	Installierte dezentrale Erzeugungsleistung EEG (differenziert nach Energieträger)
Einwohnerzahl	Anzahl	-	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	-	Einwohner der versorgten Gemeinden
Entnahmestellen	Anzahl	alle	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	-	Anzahl der Entnahmestellen durch Letztverbraucher (Zählpunkte), durch Weiterverteiler der gleichen oder nachgelagerten Ebene oder durch eigene nachgelagerte Netz- bzw. Umspannebenen
Flaeche	km²	NS, MS	B3, Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	B3, Z1	Z1	B2, Z1	B2, Z1	B2, Z1	B2, B3, Z1	B2	Fläche, die über Spannungsebene versorgt wird
Inst_BSL_LVT	MVA	MS	-	-	-	-	-	-	-	B2	B2	B2	B2	B2	Installierte Bemessungsscheinleistung aller Letztverbrauchertransformatoren (LVT)
Inst_BSL_ONT	MVA	MS	-	-	-	-	-	-	-	B2	B2	B2	B2	B2	Installierte Bemessungsscheinleistung aller Ortsnetztransformatoren (ONT)
instLeistTrafo	MVA	MS/NS, HS/MS	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	-	Installierte Leistung der Umspannebene
Jahreshoechstlast	kW	alle	-	-	-	-	-	B3	-	B2	B2	B2	B2	B2	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen
Jahreshoechstlast_korr	kW	MS/NS, HS/MS	B3	-	-	-	-	B3	-	-	-	-	B3	-	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen, korrigiert um Leerstandsquote der Zähler
Letztverbraucher	Anzahl	NS, MS/NS, MS	-	-	-	-	-	-	-	B2	B2	B2	B2	B2	Entnahmestellen durch Letztverbraucher (Zählpunkte)
Netzlaenge_Freileitung	km	alle	B3, Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	B3, Z1	Z1	B2, Z1	B2, Z1	B2, Z1	B2, B3, Z1	B2	Stromkreislänge Freileitung
Netzlaenge_Kabel	km	alle	B3, Z1	Z1	Z1	Z1	Z1	B3, Z1	Z1	B2, Z1	B2, Z1	B2, Z1	B2, B3, Z1	B2	Stromkreislänge Kabel
xTotex	EUR	-	B3	-	-	-	-	B3	-	-	-	-	B3	-	Totex aus Kostenbasisjahr
xTotexstandard	EUR	-	B3	-	-	-	-	B3	-	-	-	-	B3	-	Totex (standardisiert) aus Kostenbasisjahr
Umspannstationen	Anzahl	insgesamt	-	-	-	-	-	B3	-	-	-	-	B3	-	Umspannstationen
Zählpunkte	Anzahl	insgesamt	B3	-	-	-	-	B3	-	-	-	-	B3	-	Zählpunkte im eigenen Netzgebiet

Quellen: B1: Daten zu Versorgungsunterbrechungen, B2: Strukturdaten, B3: Effizienzanalysedaten, Z1: Netzstrukturdaten, Z2: EEG-Daten

Tabelle 9: Datenverfügbarkeit

Mit diesen originären Daten werden bezogene Größen bestimmt. Insbesondere bestimmen wir (Variablennamen und Berechnung anhand o. g. Variablen in Klammern):

- Lastdichte $\left(\text{B_last_dichte} = \frac{\text{Jahreshoechstlast}}{\text{Flaeche}}\right)$
- Lastdichte (Einzellasten: Letztverbraucher) $\left(\text{B_jhl_lv} = \frac{\text{Jahreshoechstlast}}{\text{Letztverbraucher (Spsebenenbez.)}}\right)$
- Lastdichte (Einzellasten: Anschlusspunkte) $\left(\text{B_jhl_ap} = \frac{\text{Jahreshoechstlast}}{\text{Anschlusspunkte}}\right)$
- Arbeitsdichte $\left(\text{B_Arbeit_dichte} = \frac{\text{Arbeit (ausgespeist, Spsebenenaggr.)}}{\text{Flaeche}}\right)$
- Anschlussdichte $\left(\text{B_ap_dichte} = \frac{\text{Anschlusspunkte (Spsebenenbez.)}}{\text{Flaeche}}\right)$
- Letztverbraucherdichte $\left(\text{B_lv_dichte} = \frac{\text{Letztverbraucher}}{\text{Flaeche}}\right)$
- Bevölkerungsdichte $\left(\text{Z_bev_dichte} = \frac{\text{Einwohnerzahl}}{\text{Flaeche}}\right)$
- EEG-Leistungsdichte $\left(\text{Z_eeg_leistung_dichte} = \frac{\text{eeg_leistung_solar} + \text{eeg_leistung_wind}}{\text{Flaeche}}\right)$
- EEG-Arbeitsdichte $\left(\text{Z_eeg_arbeit_dichte} = \frac{\text{eeg_jahresarbeit_solar} + \text{eeg_jahresarbeit_wind}}{\text{Flaeche}}\right)$
- EEG-Anlagendichte $\left(\text{Z_eeg_anlagen_dichte} = \frac{\text{eeg_anlagen_solar} + \text{eeg_anlagen_wind}}{\text{Flaeche}}\right)$
- Verkabelungsgrad $\left(\text{B_kabelanteil_ms} = \frac{\text{Netzlaenge_Kabel}}{\text{Netzlaenge_Kabel} + \text{Netzlaenge_Freileitung}}\right)$

Diese bezogenen Größen werden sowohl für die Nieder- als auch die Mittelspannung bestimmt. Das Präfix B bzw. Z gibt an, ob die Variable aus originären BNetzA-Daten (B) oder zusätzlichen Daten (Z) gebildet wird. Sie sind weiterhin zu betrachten. Da diese Variablen lediglich eine Annäherung der Versorgungsaufgabe darstellen, sind sie in Anbetracht des jeweils erhobenen Datensatzes zur Versorgungsaufgabe zu überprüfen und diejenigen Variablen mit dem besten Erklärungsgehalt zu wählen. Es wurden neben den hier auf die Fläche bezogenen Variablen auch bei allen Variablen Letztverbraucher und Anschlusspunkte als Alternativen getestet, die jedoch jeweils geringere Erklärungsgehalte lieferten. Weiterhin wurde die Betrachtung bezüglich der erneuerbaren Energien auf die Technologien Wind und Solar beschränkt, da diese den weitaus überwiegenden Teil der neu installierten, dezentralen Leistung stellen.

Deskriptive Statistiken

In folgender Tabelle sind sowohl für die originären als auch die bezogenen Variablen deskriptive Statistiken gelistet.

Variable	Beobachtungen	Mittelwert	Standardabweichung	Minimum	Maximum
Qsaidi_aregv_ns	928	3,53	3,02	0	58,25
Qasidi_aregv_ms	928	8,07	19,58	0	442,18
B_Anschlusspunkte_NS	956	114293,23	286477,77	0	2780023
B_Anschlusspunkte_MS	956	770,55	2309,6	0	28133
Arbeit_NS	747	875056,32	2081331,45	0	1,99E+07
Arbeit_MS	747	1283200,68	3411142,09	0	3,88E+07
eeg_anlagen_solar_ns	758	6527,8	24079,12	0	249575
eeg_anlagen_solar_ms	758	229,8	904,4	0	8745
eeg_anlagen_wind_ns	758	2,91	11,07	0	106
eeg_anlagen_wind_ms	758	51,92	210,47	0	1982
eeg_jahresarbeit_solar_ns	756	81101089,08	3,24E+08	0	3,58E+09
eeg_jahresarbeit_solar_ms	756	53090626,06	1,95E+08	0	1,65E+09
eeg_jahresarbeit_wind_ns	756	91259,1	438961,05	0	4577328,63
eeg_jahresarbeit_wind_ms	756	1,01E+08	4,04E+08	0	4,73E+09
eeg_leistung_solar_ns	758	94194,04	361602,95	0	3840286,6
eeg_leistung_solar_ms	758	59669,59	211765,58	0	1837629,65
eeg_leistung_wind_ns	758	131,85	630,65	0	8064,3
eeg_leistung_wind_ms	758	71474,23	273949,18	0	2999795,8
Einwohnerzahl	754	368513,61	817278,99	0	7499214
Entnahmestellen_NS	758	219999,47	496422,85	0	4725878
Entnahmestellen_MS	758	1966,62	6979,82	0	73972
B_Flaeche_NS	944	199,59	540,68	1,34	4127
B_Flaeche_MS	944	1920,82	6262,11	0,4	49368
B_inst_BSL_LVT	956	542,53	1127,05	0	9526
B_inst_BSL_ONT	956	816,01	1835,53	0	16406
instLeistTrafo_MS_NS	745	858,39	1910,1	0	16406
instLeistTrafo_HS_MS	745	1278,95	4063,48	0	44491
B_Jahreshoechstlast_MS	956	287248,58	653292,96	0	7014335
B_Jahreshoechstlast_NS	956	174281,67	387628,39	0	3678481,25
B_Letztverbraucher_NS	956	224801,53	475704,12	0	4550751
B_Letztverbraucher_MS	956	652,75	1579,34	0	16442
B_Netzlaenge_Freileitung_NS	956	554,44	2087,61	0	17925,91
B_Netzlaenge_Freileitung_MS	694	702,45	2236,08	0,03	19851
B_Netzlaenge_Kabel_NS	956	4823,95	12642,42	0	107038,54
B_Netzlaenge_Kabel_MS	947	1892,97	4706,65	3	40048,9
xTotex	199	53604919,42	1,26E+08	0	1,15E+09
xTotexstandard	199	54448433,72	1,26E+08	0	1,09E+09
B_last_dichte_ns	944	1405,62	649,22	273,41	3697,74
B_last_dichte_ms	944	777,72	1551,18	0,3	32626,09
B_jhl_lv_ns	944	0,84	0,96	0,41	15,45
B_jhl_lv_ms	946	600,05	548,89	0,58	6293

B_jhl_ap_ns	944	1,87	0,73	0,61	9,38
B_jhl_ap_ms	946	557,86	482,8	0,5	5630,58
B_Arbeit_dichte_ns	708	6958,9	3267,52	3,24	22333,93
B_Arbeit_dichte_ms	710	3020,93	3276,92	0,34	18756,15
B_ap_dichte_ns	944	748,53	251,15	112,96	2442,54
B_ap_dichte_ms	944	2,02	5,95	0,07	115
B_lv_dichte_ns	944	1891,44	936,47	136,77	4952,37
B_lv_dichte_ms	944	1,53	2,3	0,07	32,15
Z_bev_dichte_ns	743	3048,06	1697,65	367,22	29869,71
Z_bev_dichte_ms	745	901,87	834,42	31,11	10338,22
Z_eeg_leistung_dichte_ns	748	427,92	289,96	55,17	1982,82
Z_eeg_leistung_dichte_ms	739	84,42	95,49	2,25	708,27
Z_eeg_arbeit_dichte_ns	743	360901,26	270996,95	39500,73	1597023,63
Z_eeg_arbeit_dichte_ms	734	100005,13	147817,67	179,58	1342631,63
Z_eeg_anlagen_dichte_ns	748	30,91	18,57	2,4	95,94
Z_eeg_anlagen_dichte_ms	739	0,2	0,19	0,01	1,55
B_kabelanteil_ns	944	0,93	0,1	0,39	1
B_kabelanteil_ms	694	0,88	0,15	0,01	1

Tabelle 10: Deskriptive Statistiken

Korrelationen und Primärauswahl

Für die weitere Analyse treffen wir eine Primärauswahl an Variablen, die eine Erklärungskraft für die Variation der Zuverlässigkeitskennzahlen besitzen. Die Auswahl erfolgt in einer ersten Näherung anhand der Korrelation zum ASIDI, da dieser bisher maßgeblich für die Anreizsetzung ist und hoch korreliert mit den übrigen Zuverlässigkeitskennzahlen ist. Eine Übersicht über die Korrelationskoeffizienten ist in folgender Tabelle 11 dargestellt. Es zeigt sich, dass der ASIDI die höchste Korrelation mit der Lastdichte, der Letztverbraucher- und der Bevölkerungsdichte aufweist. Weiterhin ist die Entropie interessant. Die aus den Modelluntersuchungen ebenfalls als signifikant nachgewiesenen Merkmale zur Beschreibung der Lastinhomogenität – Anteil von Industrie und Gewerbe an der Jahreshöchstlast und Anteil der versorgten an der geographischen Fläche – lassen sich mit den vorliegenden Daten nicht analysieren. Alternativen wie der Anteil der Bemessungsscheinleistung in Letztverbrauchertransformatoren an der gesamten Leistung unterschlägt den Anteil des Gewerbes im NS-Netz, beim Verhältnis der versorgten zur geographischen Fläche entstehen bei der Verwendung der je Netzbetreiber getrennt für MS und NS gemeldeten Zahlen Verzerrungen durch Weiterverteiler auf gleicher Spannungsebene. Alle Erneuerbaren-Variablen hingegen weisen nur eine äußerst geringe Korrelation mit dem ASIDI auf.

Variable	Korrelationskoeffizient (bezogen auf Qasidi_aregv_ms)
B_last_dichte_ms	-0,125
B_jhl_lv_ms	-0,052
B_jhl_ap_ms	-0,056
B_arbeit_dichte_ms	-0,086
B_ap_dichte_ms	-0,091
B_lv_dichte_ms	-0,121
Z_bev_dichte_ms	-0,137
Z_eeg_leistung_dichte_ms	0,015
Z_eeg_arbeit_dichte_ms	-0,007
Z_eeg_anlagen_dichte_ms	-0,047
Entropie_ms	-0,097

Tabelle 11: Korrelationskoeffizienten ASIDI MSp, verschiedenen Erklärungsvariablen

Es ist deshalb die auch aus den ingenieurwissenschaftlichen Analysen als zentraler Parameter abgeleitete Strukturvariable Lastdichte zu analysieren. Aufgrund ihres ähnliches Informationsgehalts in Bezug auf die Nachfragestruktur sind die Letztverbraucher- und die Bevölkerungsdichte ebenfalls zu analysieren und als Alternativen abzuwägen. Die Bevölkerungsdichte kann hier zusätzlichen Informationsgehalt bieten, da die Letztverbraucher- und Anschlussdichte nicht direkt die tatsächlichen Verbraucher abbilden, sondern in erster Linie die netzseitigen Charakteristika der Verbraucher (beispielsweise variierende durchschnittliche Einwohnerzahlen pro Anschluss).[24] Während die Entropie aufgrund ihrer Korrelationsausprägung zu analysieren ist, wählen wir dennoch die Erneuerbaren-Variablen Arbeits- und Leistungsdichte, da sie im Rahmen der Energiewende wiederholt in der öffentlichen Diskussion stehen und vermeintlicher Treiber von Netzausfällen sein sollen. Die übrigen Variablen werden aufgrund der geringen Korrelation verworfen. An dieser Stelle wird auf die Darstellung einer Korrelationsmatrix verzichtet (s. Consentec, FGH, Frontier Economics (2010)), da diese kaum eine neue Erkenntnis liefert. Die Variablen zur Leistungserbringung stehen in einer substitutiven Beziehung und sind alternativ zu verwenden (Last-, Arbeits-, Letztverbraucher-, Anschlusspunktedichte), während die Erneuerbarenkennzahlen darüber hinaus einen Erklärungsgehalt liefern können, aber ebenfalls untereinander substitutiv sind. Dennoch werden in späteren Modellen verschiedene Kombinationen getestet.

Über die Tabelle hinaus und nur für ein einzelnes Jahr vorliegend sind die Gesamtkosten. Diese stellen zwar eine endogene Größe und sind deshalb (analog beispielsweise zu dem Verkabelungsgrad oder Leitungslänge)[25] auszuschließen. Allerdings beschreiben sie potenziell die Wirkung von monetären Anreizen auf Ausgaben und damit auch auf Qualität, wodurch wiederum eine Bewertung der Anreizraten hinsichtlich ihrer Qualitätswirkungen möglich sein kann. Die Gesamtkosten stellen somit die Ursache verschiedener Zuverlässigkeitsniveaus dar und sind damit anders zu beurteilen als lediglich mittelbare endogene Faktoren (beispielsweise Verkabelungsgrad oder Leitungslänge) und exogene Faktoren der Leistungserbringung (beispielsweise Einwohnerdichte). Die Einflüsse dieser Variablen können als moderierende Effekte eingestuft werden, die die Leistungserstellung, d. h. die ununterbrochene Versorgung mit Elektrizität, erleichtern oder erschweren. Die Wirkung der Gesamtkosten ist deshalb von vorgelagertem, gesondertem Interesse.[26]

[24] Diese werden im Rahmen der Schätzung der geschlossenen Funktionsspezifikationen der Lastdichteschätzungen bewertet (allerdings aufgrund des dort niedrigeren Erklärungsgehalts verworfen, s. unten).
[25] Siehe auch Ursprungsgutachten zur Qualitätsregulierung Consentec, FGH, Frontier Economics (2010).
[26] Es wurden ebenfalls Abschreibungen zur Approximation des Anlagenalters und Effizienzkennzahlen als Approximation der allgemeinen Leistungsfähigkeit des Netzbetreibers mit den Zuverlässigkeitskennzahlen korreliert. Diese waren jedoch unauffällig.

5.4 Statistische Analyse

5.4.1 Vorgehen

Aus den ingenieurswissenschaftlichen Analysen lassen sich funktionale Zusammenhänge für die identifizierten Einflussvariablen und die Zuverlässigkeitskennzahlen ableiten. Wie in Abschnitt 4.3.1 erwähnt, sind diese zwar nicht direkt übertragbar und lassen sich nicht als unmittelbarer quantitativer Maßstab für eine Koeffizienteninterpretation heranziehen. Sie stellen dennoch die Blaupause zur Bestimmung des Verlaufs der Qualitätsproduktionsfunktion dar, da erwartungswertbasierte Zuverlässigkeitskennzahlen mittels Bottom-up-Modellen generiert wurden und damit als kausal abhängig von Einflussvariablen interpretiert werden können. Die grundsätzlichen, theoretischen Zusammenhänge können demnach dieser Richtschnur folgend anhand der empirisch vorliegenden Daten überprüft und quantifiziert werden. Abweichungen von diesen Zusammenhängen sind hauptsächlich in den oben genannten Gründen zu suchen (Überlagerung von Einflüssen, Stochastik, komplexe Funktionsverläufe, nicht beobachtbare Variablen). Darüber hinaus sind spezifische Abweichungen für einzelne Einflussvariablen zu erwarten, die weiter unten in diesem Kapitel erläutert werden (s. „Explorative Datenanalyse“ und „Die geschlossene Referenzfunktion“).

Nach einer explorativen Datenanalyse bivariater Zusammenhänge zwischen Indizes zu den Zuverlässigkeitskennzahlen und den Einflussvariablen werden darauf aufbauend geschlossene funktionale Zusammenhänge geschätzt. Diese dienen darüber hinaus der Modellauswahl und Variablenspezifikation, die als Referenzfunktionen für die Zuverlässigkeitskennzahlen in Abhängigkeit der Einflussvariablen genutzt werden können. Abschließend zeigen Robustheitsanalysen hinsichtlich möglicher untypischer und nicht für die Produktionstechnologie repräsentativer Beobachtungspunkte die Stabilität der Ergebnisse.

5.4.2 Explorative Datenanalyse bivariater Zusammenhänge

Auf Basis der ingenieurwissenschaftlichen Analysen untersuchen wir zunächst die isolierten variablenspezifischen Einflüsse auf die historischen Zuverlässigkeitskennzahlenindizes.

Hierzu werden sehr flexible, allerdings gegenüber parametrischen und verteilungsbezogenen Annahmen robuste, quantitative Verfahren herangezogen. Diese Flexibilität erleichtert die Exploration möglicher funktionaler Zusammenhänge auf Basis der historischen Ausfall- und Einflussvariablen. Im Rahmen der hier durchgeführten Analysen werden nicht-parametrische Panel-Regression der Zuverlässigkeitskennzahlindizes ASIDI und SAIDI auf die unterschiedlichen Einflussvariablen angewendet. Mithilfe dieses Verfahrens werden lokale Polynomfunktionen, d.h. Funktionen ersten, zweiten, dritten oder höheren Grades, abschnittsweise an die Datensätze angepasst und damit präzise, lokal differenzierte Schätzwerte für den Einfluss einer Variable auf den Zuverlässigkeitskennzahlindex ermittelt. Beispielsweise werden so fortlaufend für verschiedene Intervalle der Lastdichte die Einflüsse der Lastdichte auf den Zuverlässigkeitskennzahlindex geschätzt.[27]

Die bisherigen eingesetzten Kolmogorov-Smirnov-Tests zur Überprüfung von Zuverlässigkeitskennzahlunterschieden bei verschiedenen Variablenausprägungen sind relativ willkürlich gewählt und sehr restriktiv in ihrer Anwendung. Es wurden hier zum Beispiel drei Intervalle gewählt, um durchschnittliche ASIDI-Höhen zu ermitteln, abhängig davon, ob eine niedrige, mittlere oder hohe Lastdichte vorliegt. Sowohl die Wahl der Klassenanzahl als auch die Klasseneinteilung, die hinsichtlich der Länge des Definitionsbereichs (und z. B. nicht der Firmenanzahlen) gleich groß festgelegt worden ist, erfolgten willkürlich. Sie sind nicht Ergebnis der empirischen Daten, sondern werden den Daten oktroyiert. Dies widerspricht dem Ziel, anhand der Daten mögliche strukturelle Unterschiede in den Produktionsverfahren festzustellen, die Klasseneinteilungen, d. h. sprunghafte Unterschiede in den Referenzwerten, nahelegen. Das nun gewählte flexiblere Verfahren bestimmt die Einflüsse einer Variablen (Lastdichte) lokal, d. h. in der unmittelbaren Umgebung einer bestimmten

[27] Es wird dazu die Anpassung mittels Epanechnikov-Kerndichten vorgenommen.

Merkmalsausprägung (beispielsweise in 50 kW/km²-Intervallen) kontinuierlich über alle Merkmalsausprägungen der Variablen. Es ermöglicht demzufolge, explorativ strukturelle Unterschiede über den gesamten Definitionsbereich einer Variablen als Ergebnis zu erhalten. Hingegen „zäumen“ die bisher eingesetzten Kolmogorov-Smirnov-Tests das „Pferd von hinten auf“, indem die Klasseneinteilungen vorgegeben werden und anschließend mit drei erhaltenen verschiedenen Niveaus Funktionsverläufe wie beispielsweise die Hyperbelfunktion argumentiert werden. Das vormals verwendete Verfahren stellt also einen exogenen Strukturbruchtest mit zwei vorgegebenen Brüchen dar. Auch in dieser Klasse gibt es zahlreiche Testverfahren, die endogen die Zahl und Position der Strukturbrüche ermitteln und damit besser für das Untersuchungsziel geeignet sind, einen Funktionsverlauf explorativ zu ermitteln (beispielsweise Bai und Perron (1998)). Bei dem hier verwendeten Verfahren werden keine expliziten Brüche ermittelt, allerdings wird der Verlauf der lokalen, sich verändernden Koeffizienten, also der Einflussgröße einer Variablen auf die Zuverlässigkeitskennzahl, kontinuierlich abgetragen. Um diesen Koeffizientenverlauf herum können dann die zugehörigen lokalen Konfidenzintervalle[28] abgetragen und genutzt werden, um signifikante Abweichungen der Koeffizienten über den Definitionsbereich festzustellen. Konkret bedeutet dies, dass wenn der Koeffizient seine Größe über den Definitionsbereich der Variablen so stark ändert, dass er an verschiedenen Stellen außerhalb von Konfidenzintervallen anderer Stellen liegt, kann ein signifikanter Niveauunterschied festgestellt werden. Dieser sollte in der Referenzfunktion bestmöglich berücksichtigt und angenähert werden, wenn er plausibel (d. h. aus den theoretischen ingenieurtechnischen Überlegungen heraus) begründbar ist. Anhand des Verlaufs der Koeffizienten kann so auch ein nichtlinearer Einfluss einer Variablen argumentiert werden, der sich beispielsweise von einem stufenweise linearen unterscheiden würde, aber mittels eines Kolmogorov-Smirnov-Tests nicht aufgezeigt werden könnte.

Funktionale Zusammenhänge sind aufgrund der Komplexität in Abbildungen dargestellt, um einen Überblick über den Funktionsverlauf zu erhalten und diese mit den Hypothesen aus den ingenieurwissenschaftlichen Analysen vergleichen zu können. Intervallweise sind vielfältige funktionale Zusammenhänge vorstellbar. Neben den aus den ingenieurwissenschaftlichen Betrachtungen abgeleiteten hyperbolischen Zusammenhängen können abschnittweise alternativ polynomiale Zusammenhänge oder auch Sprungstellen auftreten. Durch in diesen Ingenieursmodellen nicht berücksichtigte Einflüsse können deshalb Abweichungen zu den daraus vorhergesagten Funktionsverläufen auftreten. Ein weiterer Vorteil dieser Methode ist die Robustheit gegen Verteilungsannahmen der Störterme.

Hypothesenbildung und mögliche Abweichungsgründe

Aus den ingenieurwissenschaftlichen Analysen ergibt sich als Untersuchungshypothese ein hyperbelförmiger Verlauf der Zuverlässigkeitskennzahl über die betrachteten strukturellen exogenen Variablen. Die Erneuerbarenanschlüsse bzw. -einspeisungen liefern darüber hinaus in den ingenieurwissenschaftlichen Analysen und in den Korrelationsanalysen eine so geringe Evidenz für einen systematisch hyperbelförmigen Funktionsverlauf, dass auch einfachere, lineare oder quadratische, Funktionen möglich erscheinen. Die Gesamtkosten als endogene Variable sind hier dennoch von Interesse, da sie Auskunft über den Zusammenhang zwischen Ausgaben für Netzinfrastruktur und die resultierende Qualität geben können.[29]

Die in Abschnitt 5.3 herausgearbeiteten Einflussvariablen mit dem größten Erklärungsgehalt und diejenigen mit dem größten produktionstheoretischen oder energiepolitischen Interesse sind

- die Lastdichte (zeitgleiche Jahreshöchstlast/km²)
- die Leistungs- bzw. Arbeitsdichte der installierten Erneuerbaren-Erzeugungsanlagen (Leistung/km²)
- die Zersiedelung des Versorgungsgebiets (prozentuales Entropiemaß)

---

[28] Diese stellen ein Maß für die statistische Präzision des ermittelten Koeffizientenwertes dar.
[29] Die Monetarisierung der Kundenjahresausfallminuten in Abschnitt 3 stellt sich die analoge Frage aus Sicht der Nachfrageseite.

- die Gesamtkostendichte des Netzbetriebs (Totex/km²).

Aus den eingangs diskutierten Gründen kann es allerdings zu Abweichungen zu den hergeleiteten hyperbelförmigen bzw. linearen Funktionen kommen. Zusätzlich zu den oben angeführten Gründen sind insbesondere bei Messung des Einflusses der Erneuerbaren, der Zersiedelung und der Kosten auf die Zuverlässigkeitskennzahlen Abweichungen wahrscheinlich. Bei den Erneuerbaren Energien sind beispielsweise aufgrund unterschiedlicher Netzausbauentscheidungen von Netzbetreibern bei der dynamischen Anpassung an Neuanschlüsse sehr heterogene Auswirkungen auf die Zuverlässigkeitskennzahlen zu erwarten. Die verwendeten ingenieurwissenschaftlichen Modelle gehen von einem statischen Gleichgewichtszustand bei der Ermittlung des Einflusses zusätzlicher Leistung Erneuerbarer aus. In den historischen Daten kann es jedoch zu Verschlechterungen oder Verbesserungen des Ausfallverhaltens kommen, da Netze nachlaufend oder vorlaufend zur Erneuerbarenkapazitätsentwicklung ausgebaut werden können. Dies kann zu temporären Abweichungen in beide Richtungen führen. Ein weiterer Effekt tritt beim Ersatz älterer Netzteile auf. Neue Netzbetriebsmittel haben eine geringere Ausfallwahrscheinlichkeit, so dass damit ein Nebeneffekt der Netzertüchtigung zur Integration Erneuerbarer Energien induziert wird. Durch diese verschiedenen, nicht abgebildeten Durchmischungseffekte ist nicht klar, welche Netzbetreiber stärker betroffen sind bzw. wie ausgeprägt positive Nebeneffekte der Netzerneuerung sind.[30] Netzbetreiber mit höherer Erneuerbarenleistung oder -arbeit können demzufolge eine bessere oder schlechtere Qualität als ihre statischen Gegenstücke haben. Je nach Betroffenheit können somit variierende Einflussverläufe der Erneuerbareneinspeisung auf die Netzqualität auftreten. Die Zuverlässigkeitskennzahlen ASIDI und SAIDI in Abhängigkeit von der Zersiedelung sind aufgrund ihres progressiven Verlaufs grundsätzlich ebenfalls über eine Hyperbelfunktion anzunähern. Je homogener die Verteilung der Kunden über das Versorgungsgebiet, desto höhere Ausfallwahrscheinlichkeiten sind zu erwarten. Dies liegt an der Notwendigkeit zusätzlicher Betriebsmittel, die mit einer positiven Ausfallwahrscheinlichkeit behaftet sind. Dieser Zustand wird in der Physik als Entropie bzw. „Unordnung“ in dem Sinne bezeichnet, dass die Teilmengen (hier in der Fläche verteilte Last) jeweils eine zusätzliche Information hinsichtlich ihrer Position haben, also sich jeweils an einem anderen Ort befinden (s. Kapitel 4). Bei perfekter Entropie (Unordnung) befinden sich die Beobachtungspunkte getrennt voneinander in der Fläche verteilt und nicht geordnet und zentriert an einem Punkt. Die Qualitätsveränderung hängt dabei nicht ausschließlich an der Frage der Anzahl der versorgten Gebiete im Verhältnis zur Gesamtfläche, sondern auch an den Entfernungen zwischen diesen. Der Entropie-Einfluss ist bei zunehmender Entropie größer (progressiv): Je mehr Leitung pro Kunde genutzt werden muss, desto mehr Kunden sind pro Ausfall im Mittel betroffen. Ein Ungleichheitsmaß der Kundenverteilung in der Fläche bildet allerdings nicht alle relevanten Informationen ab.[31] Nach Einschätzung der Gutachter wird allerdings bereits ein Großteil des möglichen Mehrwerts durch die Berücksichtigung eines Entropiemaßes mit der hier vorgenommene Annäherung erzielt. Im Ergebnis sind deshalb Abweichungen von der zu erwartenden Hyperbelfunktion wahrscheinlich, so dass die Präzision der Schätzung reduziert ist. Prinzipiell ist zu erwarten, dass die Ungenauigkeit bei größerer Zersiedelung zunimmt, da diese mehr Spielraum zur Ansiedlungsvariation bieten. Dies ist im Lichte der geringen Effekte zu sehen, die in der erwartungswertbasierten ingenieurwissenschaftlichen Analyse hergeleitet wurden.

Hinsichtlich der Gesamtkosten ist grundsätzlich ein hyperbelförmiger Verlauf zu erwarten. Je mehr Investitionen pro Quadratkilometer getätigt werden, desto besser ist die Qualität, da beispielsweise von mehr installierter Transformatorleistung, redundanterer bzw. ausfallsicherer Technik oder einer tieferen Separierbarkeit von Kunden bei Ausfällen (Trennschalter) profitiert werden kann. Dabei ist der Grenznutzen der Investitionen abnehmend, d. h. von einem geringen Investitionsniveau mit

---

[30] Aus der vorangegangenen Korrelationsanalyse ist deutlich geworden, dass verfügbare Approximationsvariablen für das durchschnittliche Netzalter, wie beispielsweise die Abschreibungen, keinen zusätzlichen Erklärungsgehalt liefern und damit auch nicht als Kontrollvariable herangezogen werden können.

[31] Dies würde eine weitere Gewichtung basierend auf den Abständen der in der Fläche verteilten Kunden und deren Verbrauchscharakteristika erfordern. Dies ist im Rahmen dieses Gutachtens jedoch nicht möglich.

hohen Ausfallzahlen verbessert sich die Qualität bei zusätzlichen Investitionen stärker als auf hohen Zuverlässigkeitsniveaus mit geringen Ausfallzahlen.[32] Tatsächlich sind weitere Durchmischungseffekte zu erwarten, die nicht allein durch eine Flächennormierung korrigiert werden können. Beispielsweise bedingen unterschiedliche Versorgungsaufgaben oder abweichende buchhalterische Berücksichtigung von Kosten eine unterschiedliche Investitionsintensität bzw. -messung. Effekte sind deshalb nur in den Extremen der Variablen zu erwarten.

Es wurden deshalb eingangs weitere Variablen zur Normierung der Totex untersucht, wie beispielsweise die Effizienzwerte der Netzbetreiber oder das Capex-Opex-Verhältnis. Allerdings waren diese ohne signifikanten Einfluss auf die Zuverlässigkeitskennzahlen.

Ergebnisse

Die hier erfolgenden explorativen Auswertungen sind jeweils auf Basis einzelner Jahre (hier 2016 als Beispieljahr) und aller Jahre vorgenommen worden, für die ein sich in den relevanten Daten überschneidender Datensatz vorliegt (2013 bis 2017). Prinzipiell ist bei der Auswahl des Analysezeitraums eine Abwägung zu treffen zwischen einer sich reduzierenden Stichprobenvarianz, die sich positiv auf die Präzision der Schätzergebnisse auswirkt, und einem Fehler durch die Berücksichtigung von Zuverlässigkeitskennzahlen, die nicht mehr den strukturellen Gegebenheiten des Netzbetreibers oder auch des heutigen Branchenstandards entsprechen. Da sich die (erwarteten) Zuverlässigkeitskennzahlen bezogen auf einen Netzbetreiber nur sehr träge verändern und der Branchenschnitt sich kaum systematisch verändert hat (Ausreißer gehen in diese Betrachtung nicht ein), überwiegt hier der Vorteil der Berücksichtigung einer größeren Stichprobe. Die Präzision der Schätzung (Standardfehler der Koeffizienten) verbessert sich indirekt proportional zur Wurzel des Stichprobenumfangs. Bei jährlichen Beobachtungszahlen von ca. 180 Netzbetreibern verbessert sich die t-Statistik um ca. 41 %, 73 %, 100 %, 124 % mit dem jeweils weiteren Jahr. Aus Sicht der Gutachter ist deshalb eine Erweiterung des Stichprobenumfangs von großem Vorteil im Vergleich zu einer Fehlabbildung sich verändernder (unternehmensindividueller) struktureller Faktoren.

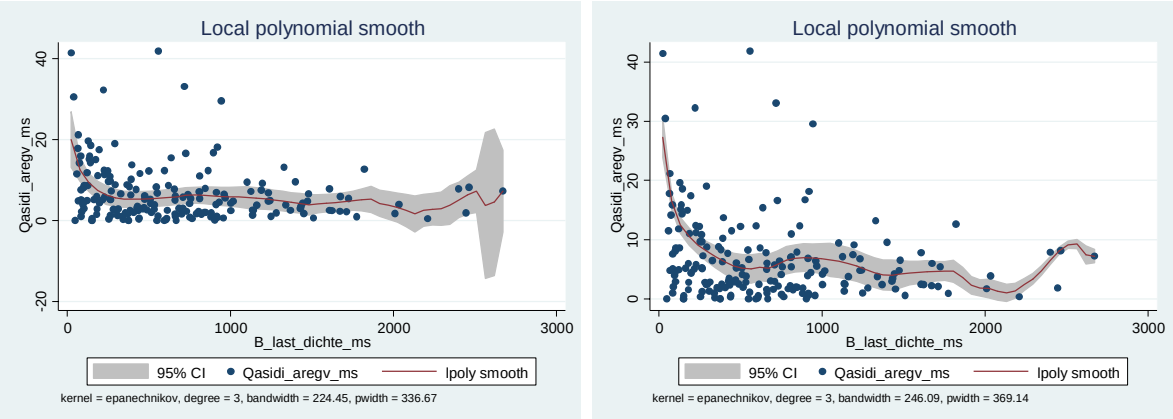
Lastdichte

Hinsichtlich der Lastdichte wird eine Unterscheidung nach Gewichtung und Analysezeitraum vorgenommen. Es werden ungewichtete Residuen (a) und nach Letztverbraucherzahlen (MS & NS) gewichtete Residuen (b) bei der Funktionsanpassung für das Jahr 2016 verwendet. (c) und (d) werden analog geschätzt, allerdings als Datenbasis die gesamte Zeitreihe 2013 bis 2017 verwendet. Die Gewichtung erfolgt aus Gründen der Skalierung auf die Letztverbraucherzahlen, die jede Beobachtung in dem Sample repräsentiert. Damit ist auch eine unverzerrende Umrechnung der Anreize auf die Gesamtbevölkerung möglich.[33] In späteren Regressionen zur Ermittlung der Referenzwertfunktion werden weitere Gewichtungsfaktoren wie beispielsweise die Jahreshöchstlast unterschiedlich definierte Letztverbraucheranschlusszahlen zur Robustheitsanalyse herangezogen. Die separate Betrachtung des Jahres 2016 liegt in den später verwendeten Kostendaten begründet, die von der BNetzA und den VNB geprüft nur für dieses Jahr vorliegen. Aus Gründen der Darstellbarkeit werden Datenpunkte in den folgenden Diagrammen nur bei den Schätzungen auf Basis des Jahres 2016 abgebildet.

---

[32] Dies liegt maßgeblich an den Kosten der Reduktion von Ausfallwahrscheinlichkeiten einzelner Betriebsmittel, beispielsweise durch eine Reduzierung der Austauschzyklen.
[33] Vgl. bspw. Consentec (2010).

(a) (b)



(c) (d)

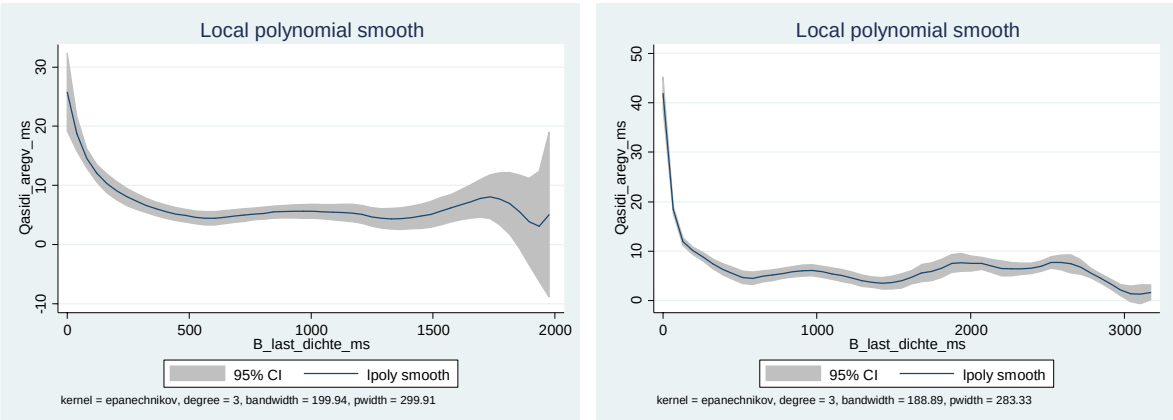


Abbildung 30: Bivariater Zusammenhang ASIDI und Lastdichte; (a) 2016, ungewichtet; (b) 2016, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); (c) gesamte Zeitreihe, ungewichtet; (d) gesamte Zeitreihe, gewichtet (Letztverbraucheranzahl)

Ähnlich den ingenieurwissenschaftlichen Analysen des vorangegangenen Abschnitts dieses Gutachtens wie den Analysen voriger Gutachten kann der hyperbolische Verlauf grundsätzlich bestätigt werden. Die Konfidenzbänder zeigen auch eine vergleichsweise hohe Präzision der Schätzung insbesondere im für die Anreizbestimmung besonders relevanten Bereich kleiner 500 kW/km² von ca. +/- 1,5 Kundenjahresminuten bei der gewichteten Schätzung auf Basis der gesamten Zeitreihe. Die Verwendung der größeren Datenbasis durch die längere Zeitreihe zeigt Vorteile gegenüber der größeren Streuung der Daten auf Jahresbasis. Der Wertebereich umfasst im relevanten Lastdichtebereich ca. 15-20 Kundenjahresminuten.

Entropie

Als neu zu betrachtende Variable im Zusammenhang mit der Lastdichte, die die Nachfragestruktur und damit die Versorgungsaufgabe approximiert, wird die Zersiedelung der Bevölkerung, d. h. die Verteilung im Raum untersucht. Diese wird über Adressdaten approximiert, die die BNetzA als Auf-

traggeberin in ihrer Rolle als Bundesoberbehörde erhalten und dem Auftragnehmer in Form netzbetreiber- und netzebenenspezifischer Indizes zur Verfügung gestellt hat.[34] Die Entropie stellt hierbei ein Gleichverteilungsmaß zwischen 0 (absolute Konzentration) und 1 (absolute Gleichverteilung) dar. In vorigen Gutachten wurde dieser Zusammenhang bisher nicht explizit untersucht. Aus Gründen der Darstellbarkeit werden Datenpunkte in den folgenden Diagrammen nur bei den Schätzungen auf Basis des Jahres 2016 abgebildet.

Weiterhin ist einschränkend anzumerken, dass es sich lediglich um eine Querschnittsstichprobe der Daten für das Jahr 2016 handelt, die auf Basis von Berechnungen der BNetzA zur Verfügung gestellt wurde. Die Berechnungen auf Basis des Panels von 2013 bis 2017 sind also lediglich als illustrativ einzustufen, da in den übrigen Jahren keine neue Information enthalten ist, die einen Einfluss auf die Zuverlässigkeitskennzahl erklären und es damit zu einer Überschätzung der statistischen Signifikanz kommen könnte. Die Interpretation der Signifikanz sollte deshalb vorrangig den Analysen auf Jahresbasis folgen.

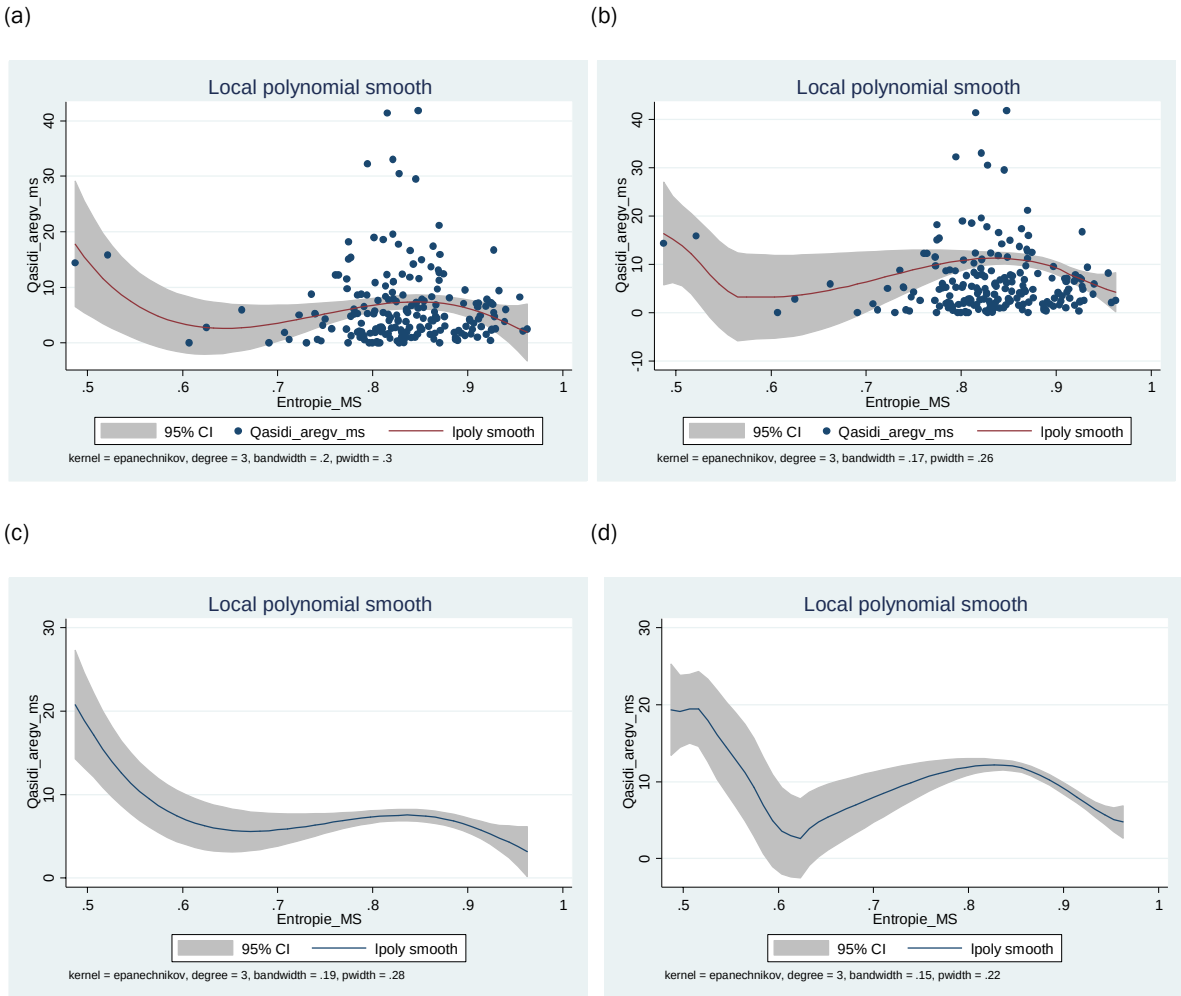


Abbildung 31: Bivariater Zusammenhang ASIDI und Entropie (Zersiedelung); (a) 2016, ungewichtet; (b) 2016, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); (c) gesamte Zeitreihe, ungewichtet; (d) gesamte Zeitreihe, gewichtet (Letztverbraucheranzahl)

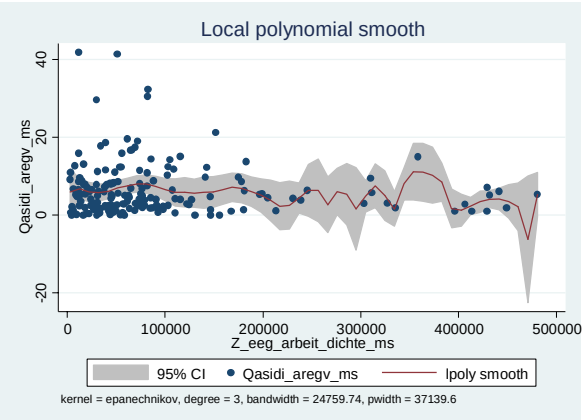
[34] Es handelt sich hierbei um die Georeferenzierten Adressdaten (GA) des Bundesamts für Kartographie und Geodäsie. Eine Datenbeschreibung findet sich unter https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/digitale-geodaten/sonstige-geodaten/georeferenzierte-adressdaten-ga.html.

Während die Schätzungen auf Basis des Jahres 2016 aufgrund der großen (vertikal abgetragenen) Konfidenzintervalle statistisch nicht präzise sind, ergibt sich durch die zusätzlichen Beobachtungspunkte für den relevanten Bereich von 0,8 bis 0,95 ein fallender Verlauf. Der Wertebereich, über den ein systematischer statistischer Zusammenhang ermittelt werden kann, umfasst hier ca. 4 Kundenjahresminuten. Für geringere Entropiewerte ist die Präzision der Schätzung aufgrund fehlender Beobachtungen zu gering, um systematische Effekte abzuleiten. Dies wiederspricht dem in den ingenieurwissenschaftlichen Analysen (multivariate Modelle) ermittelten positiven Einfluss der Zersiedelung auf die Zuverlässigkeitskennzahlen (Ausfallminuten): Steigt die Homogenität der Siedlungsstruktur, müssen unter sonst gleichen Bedingungen mehr (längere) Leitungen verlegt werden, die die erwarteten Ausfallminuten erhöhen. Die Entropie als Homogenitätsmaß sollte sich deshalb steigernd auf die Zuverlässigkeitskennzahl auswirken, die Kundenausfallminuten in einem Jahr misst.[35] Der hier ermittelte Zusammenhang kann also entweder ein statistisches Artefakt darstellen oder durch andere Einflüsse überlagert sein. Bei der Analyse des Zusammenhangs der Entropie mit der Lastdichte ergibt sich ein stark signifikant positiver Einfluss bei 27-29,6 % Varianzaufklärung (je nach statistischem Modell). Der Effekt sinkender Ausfallkennzahlen bei steigender Entropie kann also durch diese positive Korrelation zwischen der Entropie und Lastdichte getrieben werden: die steigende Lastdichte geht mit geringeren Ausfallkennzahlen einher und dominiert den Entropieeffekt, der zu steigenden Ausfallkennzahlen führen würde. Der Erklärungsgehalt der Entropievariablen ist deshalb als gering einzustufen, kann jedoch erst nach der Prüfung in multivariaten Modellen abschließend beurteilt werden (s. u., „Die geschlossene Referenzfunktion“).

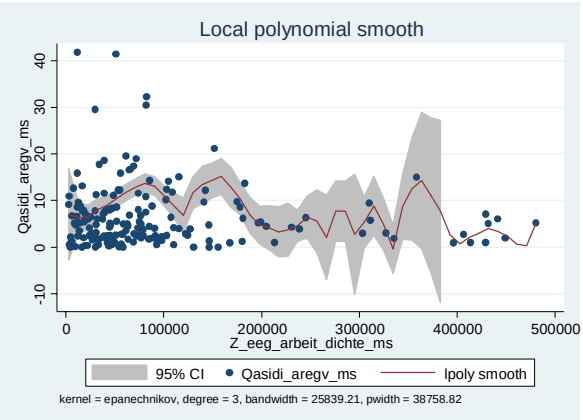
Erneuerbare

Die Auswirkungen der Erneuerbarenanschlüsse und der Erneuerbareneinspeisung auf das Ausfallniveau sind weniger eindeutig. Analog zu der oben gewählten Darstellung ist der Mittelspannung-ASIDI einerseits über die erbrachte Jahresarbeit und andererseits über die Leistung der angeschlossenen Erneuerbaren-Erzeugungsanlagen dargestellt.

(a)



(b)



[35] Die bivariaten Erklärungsmodelle zur Entropie haben keinen statistisch signifikanten Zusammenhang ergeben.

(c) (d)

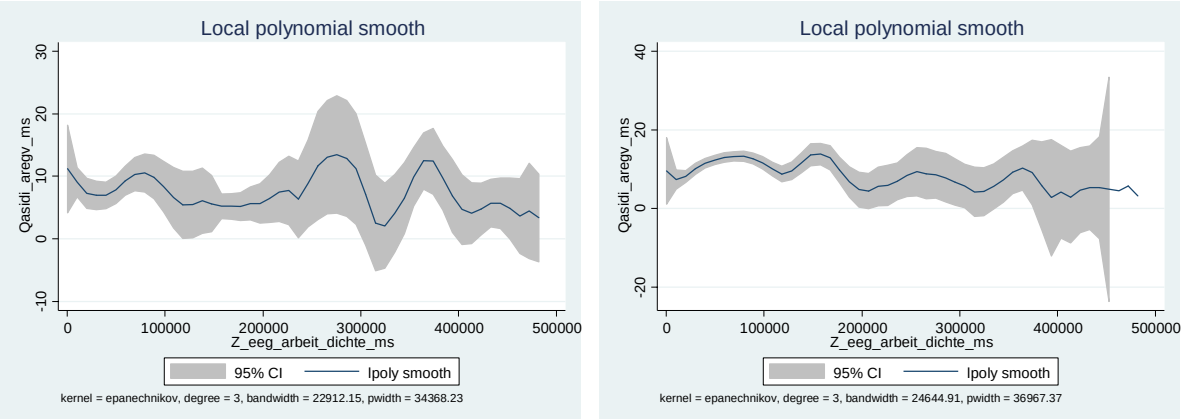
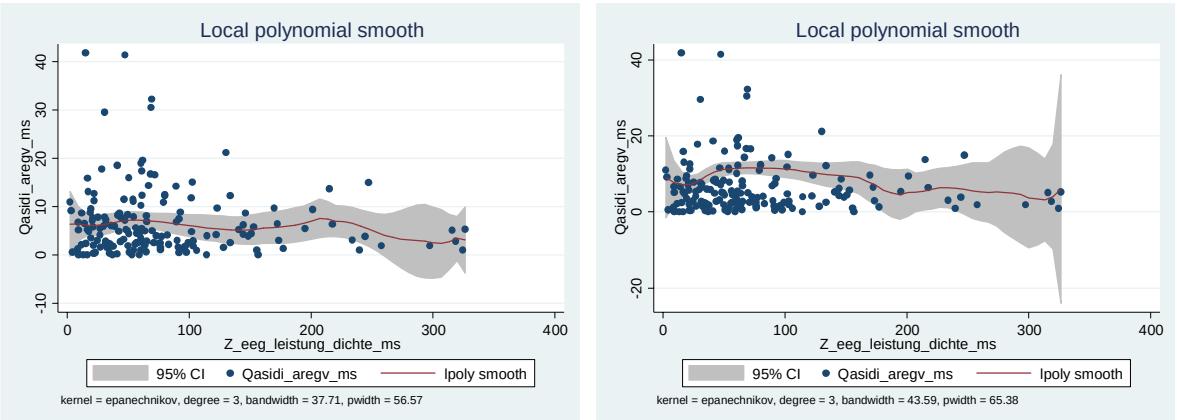


Abbildung 32: Bivariater Zusammenhang ASIDI und EE-Arbeitsdichte; (a) 2016, ungewichtet; (b) 2016, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); (c) gesamte Zeitreihe, ungewichtet; (d) gesamte Zeitreihe, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); [aus Gründen der Darstellbarkeit bei ASIDI=100 min/Kunde/a und bei EE-Arbeitsdichte=500.000 kWh/km² abgeschnitten]

(a) (b)



(c) (d)

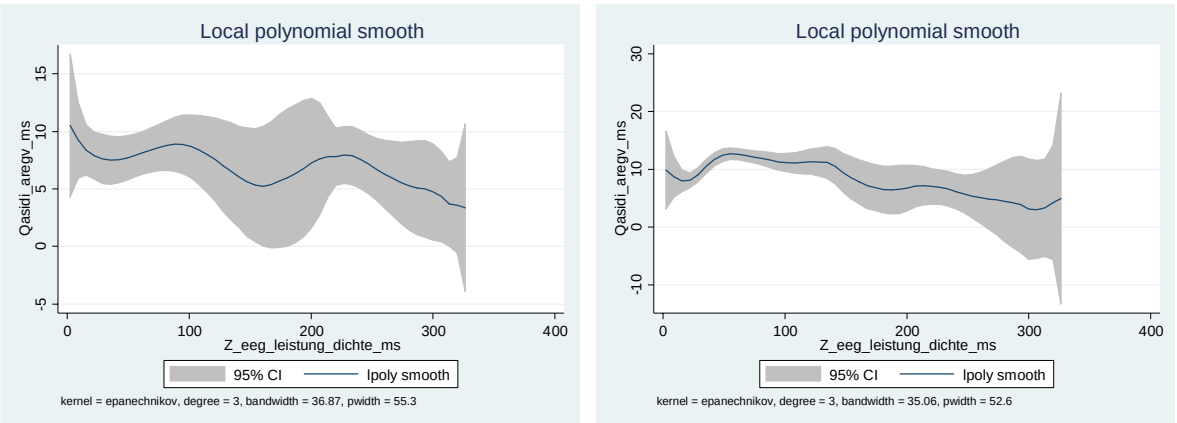


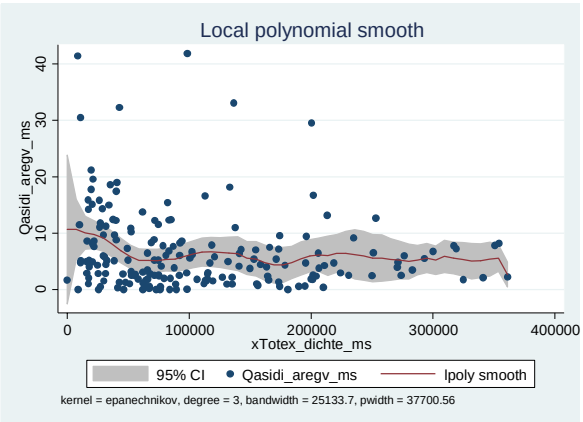
Abbildung 33: Bivariater Zusammenhang ASIDI und EE-Leistungsdichte; (a) 2016, ungewichtet; (b) 2016, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); (c) gesamte Zeitreihe, ungewichtet; (d) gesamte Zeitreihe, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); [aus Gründen der Darstellbarkeit bei ASIDI=100 min/Kunde/a und bei EE-Leistungsdichte=400 kW/km² abgeschnitten]

Der Zusammenhang zwischen der Erneuerbareneinspeisung bzw. der Erneuerbarenleistung und dem ASIDI ist weitestgehend unsystematisch. Aus den vorangegangenen Überlegungen und bottom-up-Berechnungen ist ceteris paribus ein konstanter Verlauf der Ausfallzeiten mit zunehmendem Erneuerbarenausbau zu erwarten. Dies zeigt sich hier bestätigt. Über den gesamten Definitionsbereich liegt eine große Streuung der Zuverlässigkeitskennzahl vor. Es liegen kaum EE-Arbeits- bzw. EE-Leistungsintervalle vor, für die die Zuverlässigkeitskennzahlkonfidenzbänder überschneidungsfrei sind; dies sind Zuverlässigkeitskennzahlwerte, die für verschiedene EE-Arbeits- bzw. EE-Leistungsrealisationen die Zuverlässigkeitskennzahlkonfidenzbänder einer jeweils anderen EE-Arbeits- bzw. EE-Leistungsrealisation verlassen (sozusagen im vertikalen Vergleich horizontaler Unterschiede). Eine Ausnahme bildet ein kurzes Intervall von ca. 30 bis 60 kW/km² mit geschätztem steigenden Zusammenhang zwischen Erneuerbarenausbau und Qualitätskennzahl. Dies muss jedoch als unsystematisches statistisches Artefakt eingestuft werden, da der Einfluss nur über knapp 5 % des Definitionsbereichs der EE-Leistungsdichte vorliegt. Vielmehr liegen vor dem Hintergrund der ingenieurwissenschaftlichen Analysen vermutlich zusätzliche Effekte wie bspw. Überlagerungen mit nicht beobachtbaren Einflüssen (Netzausbau– und Netzersatzentscheidungen oder Ähnliches) als Ursache für den steigenden Einfluss vor und sind damit nicht weiter zu berücksichtigen.[36] Insgesamt bleibt festzuhalten, dass sich kein starker systematischer bivariater Zusammenhang zwischen den EE-Arbeits- und -Leistungsdichten und dem ASIDI über den gesamten Definitionsbereich aus der historischen Datenbasis ermitteln lässt.

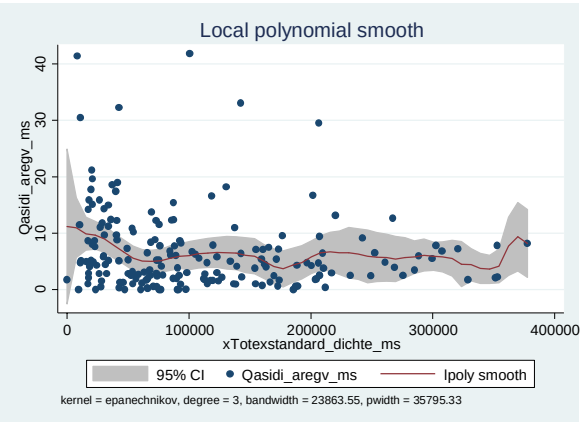
Gesamtkosten

Die letzte explorativ zu untersuchende Variable stellt die Gesamtkostendichte, bzw. Totexdichte, dar. Die Gesamtkosten werden in standardisierter und nicht standardisierter Form in der Regulierung der Netzbetreiberentgelte verwendet. Potenziell sind deshalb beide Größen von Interesse. Die nachfolgenden Grafiken enthalten lediglich Ergebnisse für das Jahr 2016, da nur für dieses geprüfte Kostenbasen vorliegen. Die linke Spalte enthält die Ergebnisse für die nicht-standardisierten Kosten, während die rechte Spalte die standardisierten Kosten enthält. Die oberen Diagramme resultieren aus den ungewichteten, die unteren aus den gewichteten Schätzungen.

(a)



(b)



[36] Vgl. Consentec, FGH, Frontier Economics (2010).

(c) (d)

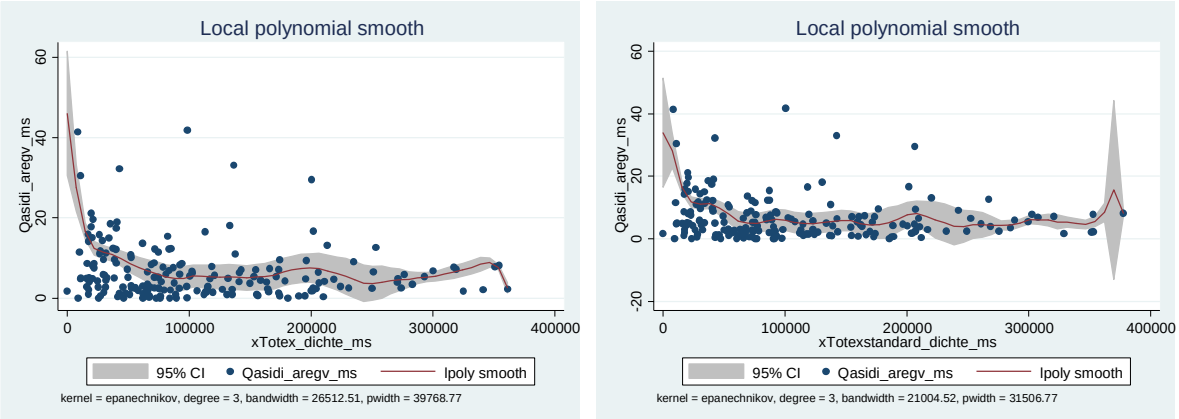
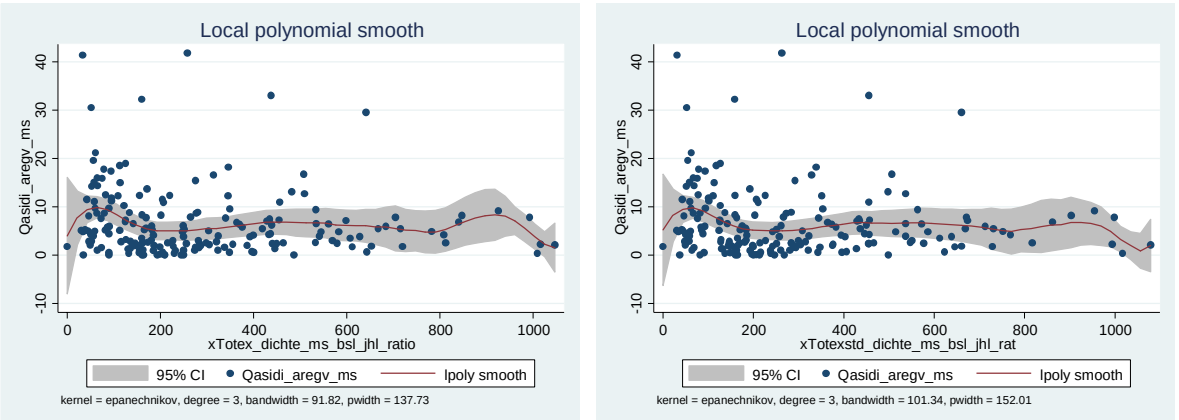


Abbildung 34. Bivariater Zusammenhang ASIDI und Totexdichte; (a) nicht standardisiert, 2016, ungewichtet; (b) standardisiert, 2016, ungewichtet; (c) nicht standardisiert, 2016, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); (d) standardisiert, 2016, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); [aus Gründen der Darstellbarkeit bei ASIDI=100 min/Kunde/a und bei Totexdichte=400.000 Euro/km² abgeschnitten]

Es wird deutlich, dass lediglich für die beiden gewichteten Schätzungen in den unteren Diagrammen für sehr geringe Kosten pro Fläche auch steigende Ausfälle zu beobachten sind. Dieser Einfluss ist allerdings nur für die unteren ca. 5-10 % des Definitionsbereichs zu beobachten. Zwischen standardisierten und nicht-standardisierten Kosten treten nur geringe Unterschiede auf. Über das relevante Intervall der Totexdichte tritt eine Variation von ca. 10 Kundenausfallminuten auf.

Es ist hier von besonderem Interesse, den zusätzlichen Beitrag jedes Euros zur Verringerung der Nichtverfügbarkeit besser zu verstehen. Ein maßgeblicher Einfluss auf das Wirksamkeitspotenzial zusätzlicher Ausgaben ist die Reservekapazität des Netzes. Dies kann beispielsweise durch das Verhältnis der Bemessungsscheinleistung zur Jahresspitzenlast angenähert werden. Um dies näher zu betrachten, werden die Totex mit diesem Reservemaß interagiert: Das Produkt aus beiden nimmt geringere Werte für sowohl geringe Totex als auch geringe Reservekapazität an (und vice versa). Nachfolgend unterteilen wir die Spalten wieder in nicht-standardisierte und standardisierte Kosten und die Zeilen in ungewichtete und gewichtete Residuen.

(a) (b)



(c) (d)

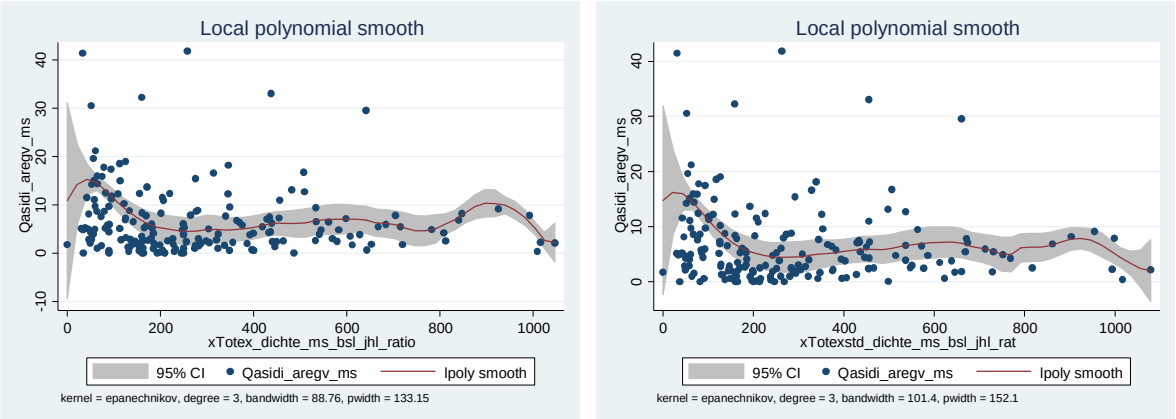


Abbildung 35. Bivariater Zusammenhang ASIDI und reservekapazitätsnormierter Totexdichte; (a) nicht standardisiert, 2016, ungewichtet; (b) standardisiert, 2016, ungewichtet; (c) nicht standardisiert, 2016, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); (d) standardisiert, 2016, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); [aus Gründen der Darstellbarkeit bei ASIDI=100 min/Kunde/a und bei reservekapazitätsnormierter Totexdichte=1.500 Euro/km² abgeschnitten] (a) nicht standardisiert, 2016, ungewichtet; (b) standardisiert, 2016, ungewichtet; (c) nicht standardisiert, 2016, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); (d) standardisiert, 2016

Es ergeben sich keine maßgeblichen Veränderungen gegenüber der nicht reservekapazitätsnormierten Totexdichte. Auffällig sind lediglich die geringeren Schwankungen der Ausfallzeiten von ca. 5-10 Kundenjahresausfallminuten im relevanten Bereich der Totexdichte. Dies bedeutet, dass der Totexdichteeffekt korrigiert um die Reservekapazität geringer ausfällt und zeigt, dass die Netzbetreiber mit geringerer Totexdichte auch geringere Reservekapazitäten aufweisen.

Zusammenfassung

Die Ergebnisse vergangener Gutachten hinsichtlich des Zusammenhangs zwischen Lastdichte und der Ausfallkennzahl ASIDI können bestätigt werden. Bis ca. 500 kW/km² werden stark fallende ASIDI-Werte beobachtet, d. h. die ersten ca. 20 % des analysierten Definitionsbereiches. Über dieses Intervall treten systematische Schwankungen in den ASIDI-Werten von ca. 15-25 Kundenjahresausfallminuten auf. Das Ergebnis ist weiterhin unabhängig von Ausschluss extremer Datenpunkte wie einer Lastdichte größer 3.200 kW/km². Für die Zersiedelungscharakteristik der Netzgebiete (Entropie) ergibt sich ebenfalls ein Zusammenhang mit den Ausfallkennzahlen der Netzgebiete. Dieser ist jedoch im Gegensatz zur Lastdichte nur im Fall der mehrjährigen Datenbasis stark ausgeprägt und negativ. Dies widerspricht zum Teil den Abschätzungen im Rahmen der Referenznetzanalyse und den entsprechend zu erwartenden steigenden Ausfallkennzahlen, bzw. der Unabhängigkeit beider Größen. Die EEG–Arbeitsdichte und EEG–Lastdichte sind beide weitestgehend unabhängig von den ASIDI-Werten. Dies ist nicht überraschend, da regulatorisch finanzielle Anreize zum Ausbau der Netzkapazität gesetzt werden, um die erneuerbaren Energien an das Netz anzuschließen. Damit sind nur nachrangig Änderungen der Zuverlässigkeitskennzahlen zu erwarten. Die ingenieurstechnischen Analysen können somit bestätigt werden. Finanzielle Unterschiede in den Ausgaben pro Quadratkilometer sind lediglich in Extremfällen von entsprechenden Änderungen bei den ASIDI-Werten begleitet. Dies betrifft nur die unteren ca. 5-10 % des Definitionsbereichs und umspannt ebenfalls nur ASIDI-Werte von 5-10 Kundenjahresausfallminuten. Die Effekte sind für nicht-standardisierte und standardisierte Kosten vergleichbar.

Im Fokus der Modellbildung steht somit die Lastdichte, die in bivariaten Zusammenhängen einen ausgeprägten Einfluss auf die Zuverlässigkeitskennzahl MS-ASIDI aufweist. Im Anschluss sind in den multivariaten Analysen dennoch auch die Effekte hinsichtlich der Entropie und der erneuerbaren Energien zu untersuchen, um eventuelle Einflüsse nicht berücksichtigter Variablen so weit wie möglich auszuschließen. Die Gesamtkosten werden ebenfalls geprüft, um weitere Informationen zur Angebotsseite für Qualität zu generieren.

5.4.3 Die geschlossene Referenzfunktion: Nichtlineare bivariate und multivariate Modelle

Auf Basis der im vorigen Abschnitt generierten Informationen können für die Ermittlung einer geschlossenen Funktion Untersuchungshypothesen gebildet werden. Für die Lastdichte und die Gesamtkosten ergeben sich hyperbolische Funktionsverläufe, während die Entropie über ein größeres Intervall einen sinkenden Verlauf aufweist, der am ehesten als linear oder quadratisch beschreibbar ist. Die Anfangsvermutung für die EEG-Arbeitsdichte und die EEG-Lastdichte ist keine Korrelation mit der Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI. Es wird deshalb lediglich ein Linearterm geprüft. Weiterhin wurden in allen Regressionen robuste (heteroskedastizitätskonsistente) Standardfehler geschätzt.

Kriterien für die Modellauswahl sind die statistische Signifikanz des Erklärungsgehalts der Einzelvariablen und die üblicherweise verwendeten Informationskriterien Akaike Information Criterion (AIC) und Bayesian Information Criterion (BIC) bei Vergleichen nicht genesteter Modelle. In einem ersten Schritt werden die verschiedenen Modellspezifikation, d. h. die Einflussvariablen, in einem bivariaten Hyperbelfunktionszusammenhang getestet. Es handelt sich bei der Hyperbelfunktion um einen Spezialfall der Potenzfunktion, die für den Exponentialkoeffizientenparameter negative Werte aufweist. Ausgehend von den Variablen mit dem höchsten Erklärungsgehalt werden die übrigen Variablen in ihren vermuteten funktionalen Formen ergänzt und mittels McFaddens pseudo-Bestimmtheitsmaß bzw. Likelihood-Ratio-Tests auf ihren zusätzlichen Erklärungsgehalt hin verglichen. Dies sind die auf den optimierten Likelihood-Funktionswerten basierenden Gegenstücke zum klassischen Bestimmtheitsmaß bzw. zum F-Test. Es handelt sich also nicht mehr um Maße, die direkt auf die durch das Modell erklärte Varianz der erklärten Variablen abstellen und somit sehr intuitive Aussagen liefern. Beispielsweise hat das bisher verwendete adjustierte Bestimmtheitsmaß folgende Aussagen ermöglicht: Es werden X % der Variation der Zuverlässigkeitskennzahl erklärt, gewichtet mit einer Bestrafung der Anzahl der verwendeten Variablen. Wenn die nicht erklärte

Varianz um ein gewisses Maß (signifikant) durch zusätzliche Variablen reduziert wird, dann sollte diese Variable in das Erklärungsmodell aufgenommen werden. Demgegenüber werden beim Likelihood-Ratio-Test Dichtefunktion genutzt, die die Wahrscheinlichkeiten formulieren, dass die erklärenden Variablen die erklärte Variable über zu wählende Koeffizienten bestmöglich beschreiben. Diese Funktion wird Likelihood-Funktion genannt. Wird die bestmögliche Anpassung der Daten über Koeffizienten gefunden, ergibt ein maximaler Wert für die Likelihood-Funktion.[37] Dieser relativ abstrakte Wert beschreibt die Güte der Anpassung der Daten, also des Erklärungsgehalts. Der Maßstab ist in diesen Modellen nicht mehr die Varianzaufklärung an sich, sondern inwieweit sich die Qualität der Anpassung verbessert im Vergleich zu einem Modell, das gar nichts erklärt. Es werden also immer Likelihood-Werte des sogenannten Nullmodells mit denen vollständiger spezifizierter Modelle verglichen und anhand statistischer Grenzwerte signifikante Verbesserungen hergeleitet. Prinzipiell sind Modelle mit pseudo-Bestimmtheitsmaßen von 0,2 bis 0,4 bereits als bedeutsam anzusehen.

Die hier verwendeten Kriterien werden herangezogen, da es im Rahmen von nichtlinearen Schätzungen zu Problemen der Interpretierbarkeit des klassischen Bestimmtheitsmaßes kommen kann (s. Kvalseth 1985). Weiterhin werden aus oben genannten Gründen die Residuen einzelner Beobachtungen anhand der Letztverbraucheranzahlen bzw. anhand der Jahreshöchstlast zur Prüfung der Varianzaufklärung, gewichtet.[38]

Lastdichte

Die Lastdichte ist den Ergebnissen der ingenieurwissenschaftlichen bottom-up-Modelle folgend das zentrale Strukturmerkmal bei der Erklärung der Zuverlässigkeitskennzahlen dar. Es werden deshalb einerseits Modelle basierend auf den jahresscharfen Zuverlässigkeitskennzahlen und andererseits Modelle basierend auf gemittelten Zuverlässigkeitskennzahlen pro Netzbetreiber geschätzt. Letzteres entspricht dem Vorgehen in den bisherigen Gutachten zu Bestimmung der Referenzfunktion für Zuverlässigkeitskennzahlen. Für jahresscharfe Zuverlässigkeitskennzahlen liegt eine größere Streuung vor, die relativ konstanten Strukturmerkmalen gegenübersteht. Damit ist eine schlechtere Varianzaufklärung zu erwarten. Es besteht die Möglichkeit eines zusätzlichen Informationsgewinns durch Ausnutzung der Längsschnittinformation mittels jahresscharfer Qualitätskennzahlenwerte, wohingegen der Querschnittsinformationsgehalt, d. h. die Unterschiede zwischen den Netzbetreibern, nicht verloren geht.[39] Weiterhin verwenden wir Jahresdummies zur Kontrolle von gemeinsamen, nicht beobachtbaren Einflüssen auf das Gesamtzuverlässigkeitsniveau.[40] Wir verwenden verschiedene Gewichte für die Residuen innerhalb des Schätzverfahrens, die zur Abbildung der ausgefallenen Kundenstruktur dienen können. Dies sind die Letztverbraucher der Niederspannung, Letztverbraucher der Mittelspannung und die Jahreshöchstlast der Mittelspannung. Es handelt sich hierbei vorrangig um eine Frage der Repräsentativität bei der Abbildung der Kundenstruktur zur bestmöglichen Erklärung der vorliegenden Daten. Wenn beispielsweise die Jahreshöchstlast über alle Netzbetreiber die Anforderung an das Netz und das resultierende Ausfallverhalten besser beschreiben als die Letztverbraucheranzahlen, dann drückt sich dies in einem höheren Erklärungsgehalt aus (Variableneinfluss mittels t-values, Varianzaufklärung mittels Informationskriterien/Bestimmtheitsmaß).

Wir verwenden für die Spezifikation den aus den ingenieurwissenschaftlichen Modellen und der explorativen Analyse abgeleiteten hyperbolischen Zusammenhang zwischen dem ASIDI der Mittelspannung (jährliche Kundenausfallminuten) und der Lastdichte (Kilowatt pro Quadratkilometer).

---

[37] Daher der Name des Verfahrens Maximum-Likelihood-Verfahren.

[38] In vorigen Gutachten wurden in der Mittelspannung die Jahreshöchstlasten als mutmaßlich aussagekräftigere Variable gewählt. Vgl. Consentec, FGH, Frontier Economics (2010), Consentec (2017).

[39] Mit der Nutzung der Längsschnittinformationen sind Schwankungen der erklärenden Variablen über die Zeit gemeint, die bei einer positiven Korrelation mit den Zuverlässigkeitskennzahlen eine präzisere Schätzung erlauben.

[40] Dies sind Variablen, die eine ‚1' für das jeweilige Jahr (2014 bis 2017) annehmen, wobei das Jahr 2013 zur Vermeidung perfekter Multikollinearität ausgelassen wird.

Es ergibt sich folgende Regressionsfunktion mit a und c als Hyperbelkoeffizienten, b als Konstante und I_Jahr als Jahresniveaukontrollen mit deren Koeffizienten Dummy_Jahr. ε_(i,Jahr) sind die Residuen der Regression[41]:

$$ASIDI_{i,Jahr}^{MS} = b + \frac{a}{\left(Lastdichte_{i,Jahr}^{MS}\right)^{c}} + \sum_{Jahr=2014}^{2017} Dummy_{Jahr} * I_{Jahr} + \varepsilon_{i,Jahr}$$

Folgende Tabelle enthält die geschätzten Koeffizienten und die zugehörigen Standardfehler. Die Sterne geben das Signifikanzniveau, bzw. die Vertrauenswahrscheinlichkeit an.

	ASIDI_MSp			ASIDI_MSp_Mittelwert		
	(1) Gewicht: LV_NSp	(2) Gewicht: LV_MSp	(3) Gewicht: JHL_MSp	(4) Gewicht: LV_NSp	(5) Gewicht: LV_MSp	(6) Gewicht: JHL_MSp
a	1010.586**	600.071**	931.241**	1008.272**	577.851***	933.244**
	(476)	(270)	(471)	(398)	(219)	(404)
c	1.055***	0.940***	1.040***	1.055***	0.934***	1.043***
	(.12)	(.13)	(.13)	(.11)	(.11)	(.12)
b	7.035***	7.755***	7.304***	5.923***	6.330***	6.058***
	(.87)	(1.3)	(.99)	(.8)	(1.1)	(.84)
Dummy 2014	-2.053*	-2.193	-2.218*	-0.459	-0.250	-0.411
	(1.1)	(1.5)	(1.2)	(1.1)	(1.5)	(1.1)
Dummy 2015	-1.071	-1.955	-1.274	-0.816	-0.628	-0.694
	(1.2)	(1.5)	(1.3)	(1.1)	(1.5)	(1.2)
Dummy 2016	-1.600	-1.622	-1.806	0.129	0.400	0.188
	(1.1)	(1.6)	(1.2)	(1)	(1.4)	(1.1)
Dummy 2017	-2.673**	-3.279**	-2.564**	-0.775	-1.104	-0.594
	(1.1)	(1.5)	(1.3)	(1)	(1.3)	(1.1)
Observations	902	902	902	902	902	902
Adjusted R^2	0.281	0.269	0.231	0.505	0.420	0.433
AIC	6627.269	6373.248	6724.898	5743.237	5701.496	5852.369
BIC	6660.901	6406.881	6758.531	5776.870	5735.128	5886.002

Standard errors in parentheses
* $p < 0.1$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

Abbildung 36: Regressionsergebnisse ASIDI, Lastdichte

Die Koeffizienten der Jahresindikatoren zeigen teils signifikante Niveauunterschiede, die bis zu ca. 2 min/a umfassen. Die Koeffizienten der Hyperbelfunktion liegen sehr nah beieinander, so dass deutlich wird, dass aus empirischer Perspektive nur geringe Unterschiede bestehen. Die Koeffizienten sind zu Vertrauenswahrscheinlichkeiten von 95 % bzw. 99 % statistisch signifikant unterschiedlich von 0. Alle Koeffizienten sind somit nach üblichen wissenschaftlichen Kriterien ausreichend präzise geschätzt. Die in Klammern angegebenen Standardfehler machen deutlich, dass die Modelle sich auch nicht signifikant voneinander unterscheiden.[42] Die Auswahl für das Schätzmodell erfolgt hier, da es sich um ein nichtlineares Modell handelt (aufgrund der Interaktion der beiden Koeffizienten a und c), mittels der Informationskriterien AIC und BIC. Beide liefern gleiche Rangfolgen. Letzteres bestraft nicht nur zusätzliche Koeffizienten, sondern auch größere Stichprobenumfänge. Prinzipiell werden die Kriterien auf Basis des Maximums der Log-Likelihood-Funktion gebil-

[41] Das Jahr 2013 stellt das Referenzjahr dar, das aus Multikollinearitätsgründen nicht mitgeschätzt wird und im Niveau in der Konstanten aufgeht.
[42] Dies sind die Werte der Koeffizienten als jeweilige Punktschätzer für die Variablen a, b und c plus/minus den kritischen Wert der t-Verteilung (beispielsweise 1,96 für das 95% Vertrauensniveau) multipliziert mit dem jeweiligen Standardfehler.

det, die die Wahrscheinlichkeit maximiert, dass ein bestimmtes Erklärungsmodell vorhandene Daten erklärt. Üblicherweise ist es negativ und wird deshalb mit -1 multipliziert, so dass kleinere Werte bessere Anpassungen anzeigen. Dem folgend ist Modell (5) basierend auf ASIDI-Mittelwerten und der Residuen-Gewichtung durch die MS-Letztverbraucher am besten geeignet, die Daten zu erklären.[43] Die Modelle basierend auf Mittelwerten liefern insgesamt eine bessere Anpassung als diejenigen auf Basis jahresscharfer Zuverlässigkeitskennzahlen. Dies liegt, wie bereits erwähnt, an den jährlich stark schwankenden Zuverlässigkeitskennzahlen, die nicht auf Strukturmerkmalsschwankungen zurückzuführen sind. Es wird auch deutlich, dass die Gesamtmodellgüte steigt (der erklärbare Teil der Varianz in den Ausfallkennzahlen steigt), und die statistische Präzision der Koeffizienten, die maßgeblich über den Querschnitt identifiziert werden, ändert sich kaum.

Maßgeblich bei der Interpretation der Koeffizienten ist jedoch nicht, wie sich die Ausprägung jedes einzelnen Koeffizienten über die Schätzungen hinweg ändert. Vielmehr ist insbesondere für die quantitativen Auswirkungen der Referenzfunktion im Rahmen der Regulierung zu klären, wie sich Unterschiede in der Lastdichte auf das Referenz-Zuverlässigkeitsniveau jedes Netzbetreibers auswirken. Dazu enthält folgende Grafik eine Abbildung der geschätzten Referenzfunktionen. Die Referenzfunktion mit dem größten Erklärungsgehalt liegt zwischen den übrigen Funktionen. Der Root Mean Squared Error (RMSE) als übliches mittleres Abweichungsmaß liegt zwischen 0,83 und 1,46 Minuten im Verhältnis zu Schätzung (5). Als Referenz ist die aktuelle Referenzfunktion eingezeichnet, die etwas geringere Zuverlässigkeitskennzahlen als Referenz vorgibt.

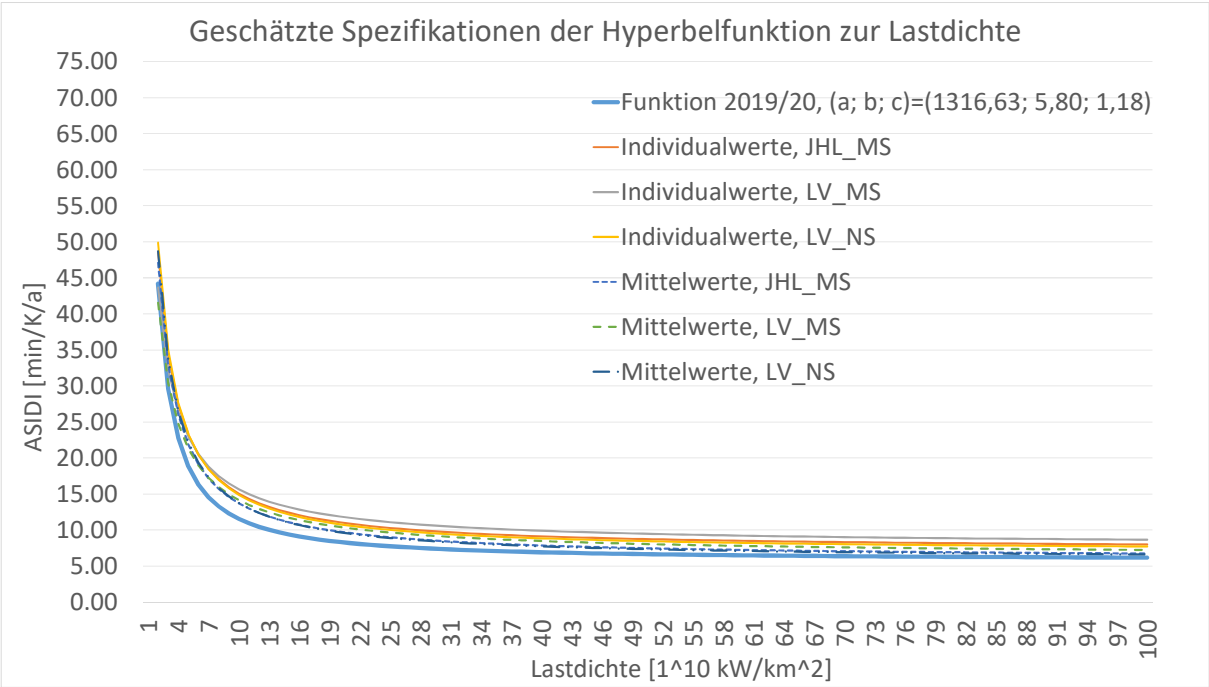


Abbildung 37: grafische Darstellung der Regressionsergebnisse ASIDI, Lastdichte

Wie eingangs beschrieben wird deutlich, dass ein Beharren auf im Rahmen von annahmenbasierten ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen hergeleiteten Koeffizienten für die empirische Quantifizierung komplexer, nichtlinearer Funktionen, die zudem vielfältigen stochastischen Einflüssen unterliegen, nicht zielführend ist. Maßgeblich ist die induzierte Anreizwirkung. Die geschätzten

[43] Es werden hier lediglich die LV aus der MS-Ebene verwendet. Das Verhältnis LV auf der NS-Ebene zu LV auf der MS-Ebene ist 225.228 zu 1.807, effektiv würden also bei der Aggregation nur die NS-Zahlen verwendet, da die MS-Zahlen verschwindend klein sind (ca. 1:1.250). Die MS-Zahlen repräsentieren verhältnismäßig große Kunden (Energieverbrauch), so dass die Variation dennoch Bedeutung hat.

deterministischen Anteile des Lastdichteeinflusses auf den ASIDI, die für die verschiedenen Schätzungen in obiger Abbildung abgetragen sind, unterscheiden sich nur geringfügig trotz variierender a-, b- und c-Koeffizienten, wobei letztere teils größer als ‚1' sind.

Als weiteres, vergleichbares Dichtemaß für die zu erbringende Leistung sind die Bevölkerungsdichte und die Letztverbraucherdichte. Beide weisen jedoch schlechtere AIC- und BIC-Werte auf als die Lastdichte.[44]

Zersiedelung: Entropie

Die Zersiedelung wird im Rahmen dieses Gutachtens über das Ausmaß der Gleichverteilung von Lasten bzw. Letztverbrauchern in der Fläche gemessen. Aus theoretischen Überlegungen über die Anbindung von unterschiedlich in der Fläche verteilten Lasten, müssen mehr ausfallbehaftete Betriebsmittel verbaut werden, je mehr Lasten gleichmäßig in der Fläche verteilt sind. Die quantitativen Abschätzungen der ingenieurwissenschaftlichen Modelle legen nah, dass nur moderat steigende Qualitätskennzahlen mit zunehmender Verteilung in der Fläche (Entropie) zu erwarten sind. Die explorativen Datenanalysen zeigen nur eine geringe Variation in der Entropievariablen und auch einen fundamentalen Überlegungen entgegengesetzt verlaufenden, fallenden Einfluss der Zersiedelung (Entropie) auf die Ausfallkennzahl ASIDI (6,8 % Standardabweichung, bzw. einen Großteil der Werte innerhalb eines Intervalls von ca. 15 %). Die Schätzergebnisse der linearen Spezifikation mit einem linearen und einem zusätzlichen quadratischen Term ergeben auch dieses nicht rationalisierbare Ergebnis, wie folgende Tabelle zeigt. Die Schätzfunktionen ergeben sich aus[45]

$$ASIDI_{i,Jahr}^{MS} = a + b * Entropie_{i,Jahr}^{MS} + c * \left(Entropie_{i,Jahr}^{MS}\right)^2 + \sum_{Jahr=2014}^{2017} Dummy_{Jahr} * I_{Jahr} + \varepsilon_{i,Jahr}$$

ASIDI_MSp	(1) Gewicht: LV_NSp	(2) Gewicht: LV_MSp	(3) Gewicht: JHL_MSp	(4) Gewicht: LV_NSp	(5) Gewicht: LV_MSp	(6) Gewicht: JHL_MSp
a	42.412***	37.402***	39.061***	-14.808	-19.499	-6.638
	(4.8)	(3.9)	(4.1)	(15)	(15)	(15)
Entropie	-34.821***	-26.978***	-30.726***	115.740***	134.135***	92.888**
	(5.2)	(4.3)	(4.4)	(45)	(45)	(43)
Dummy 2014	-1.970	-2.084	-2.201	-1.995	-2.112	-2.206
	(1.8)	(1.9)	(1.8)	(1.7)	(1.9)	(1.7)
Dummy 2015	-0.853	-1.808	-1.213	-0.885	-1.818	-1.241
	(1.8)	(1.9)	(1.8)	(1.8)	(1.9)	(1.7)
Dummy 2016	-2.408	-2.579	-2.710	-2.437	-2.598	-2.739*
	(1.7)	(1.9)	(1.7)	(1.6)	(1.8)	(1.6)
Dummy 2017	-2.695*	-3.941**	-2.685	-2.729*	-4.015**	-2.714*
	(1.6)	(1.8)	(1.7)	(1.6)	(1.8)	(1.6)
Entropie^2				-97.084***	-109.837***	-81.484***
				(31)	(31)	(30)
Observations	877	877	877	877	877	877

Standard errors in parentheses
* $p < 0.1$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

Abbildung 38: Regressionsergebnisse ASIDI, Entropie

[44] In der Referenzschätzung (5) sind dies 10,48 und 71,32 schlechtere AIC (und damit hier auch BIC)-Werte.

[45] Schätzungen auf Basis der ASIDI-VNB-Mittelwerte ergeben qualitativ und quantitativ nahezu identische Ergebnisse und werden deshalb an dieser Stelle nicht berichtet.

Der Einfluss der Entropie ist in den Modellen ohne quadratischen Term offensichtlich negativ, d.h. mehr Zersiedelung führt kontraintuitiv laut Modell zu geringeren Zuverlässigkeitskennzahlen. In den Modellen mit dem quadratischen Termen ist zu ermitteln, bei welchem Entropiewert die nach unten geöffnete Parabel ihr Maximum hat. Nur so kann bestimmt werden, ob die Entropiewerte zwischen 0,8 und 0,95 auf dem sinkenden oder dem steigenden Teil der Parabel liegen. Das Maximum liegt in allen Fällen bei ca. 0,6, so dass in Summe ein signifikant sinkender Einfluss über den Definitionsbereich der Entropievariablen festgestellt werden kann.

Dieses unplausible Ergebnis legt nahe, dass eine Scheinkorrelation gemessen wird und tatsächlich das Ergebnis durch die Lastdichte getrieben wird, wie folgende nicht-parametrische Regression zeigt.

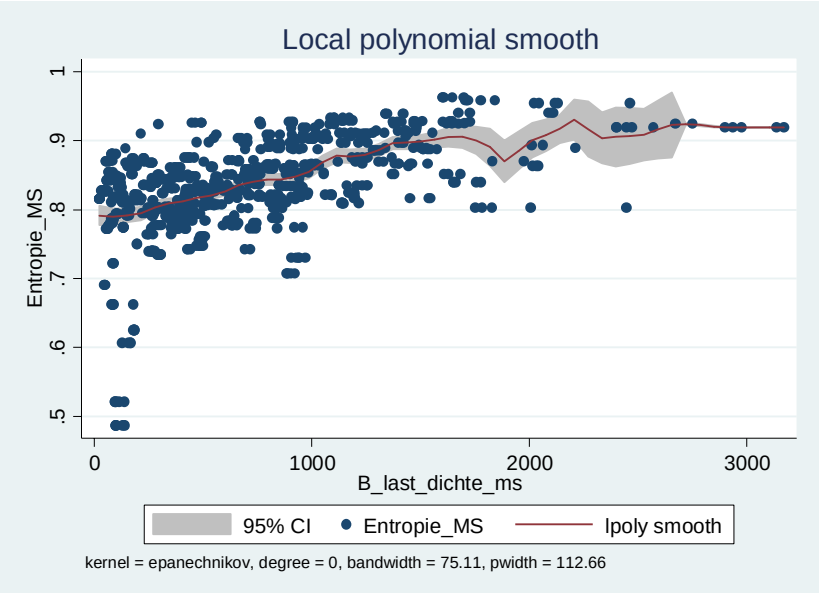


Abbildung 39: Grafische Darstellung der nicht-parametrischen Regression Entropie, Lastdichte

In einer einfachen linearen Kleinst-Quadrate-Regression auf Basis der Jahresdaten für 2016 bestätigt sich dieser Zusammenhang.

	(1) Entropie_MS
Lastdichte_ms	0.000***
	(8.0e-06)
Constant	0.789***
	(.0075)
Observations	188
Adjusted R^2	0.292

Standard errors in parentheses
* $p < 0.1$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

Abbildung 40: Regressionsergebnisse Entropie, Lastdichte

Dies bedeutet in qualitativer Hinsicht, dass steigende Lastdichtewerte systematisch mit höheren Entropiewerten einhergehen, d. h. das eine dichtere Last bzw. Besiedelung in einem Gebiet mit einer gleichmäßigeren Verteilung der Lasten in der Fläche einhergeht. Aus den vorangegangenen ingenieurwissenschaftlichen Analysen ist deutlich geworden, dass die Entropie in sehr viel geringerem Maß zu einer Veränderung der Qualitätskennzahlen beiträgt. In Summe ist deshalb zu schlussfolgern, dass die Lastdichte den Einfluss der Entropie dominiert, mit mehr Entropie einhergeht und daher der qualitätskennzahlen-senkende Einfluss der Lastdichte den möglichen Einfluss der Entropie überkompensiert.

Es ist deshalb in multivariaten Analysen kein signifikanter zusätzlicher Erklärungsgehalt zu erwarten.

Erneuerbarendichte

Die Erneuerbarendichte kann über die eingespeiste Arbeit oder über die angeschlossene Leistung gemessen werden. Da sich aus den ingenieurwissenschaftlichen Referenznetzanalysen und aus der explorativen Datenanalyse kein klarer systematischer Zusammenhang empfiehlt, werden lediglich lineare Modelle mit einem Linearglied geschätzt.[46] Dies stellt eine Art Minimalergebnis in dem Sinne dar, dass ein monotoner Zusammenhang über den Definitionsbereich ermittelt werden kann.

Folgende Tabelle enthält die Ergebnisse für das Modell

$$ASIDI_{i,Jahr}^{MS} = a + b * EE_{Arbeitsdichte}{}_{i,Jahr}^{MS} + \sum_{Jahr=2014}^{2016} Dummy_{Jahr} * I_{Jahr} + \varepsilon_{i,Jahr}$$

Es bleibt anzumerken, dass zum Zeitpunkt der Analyse keine EE-Daten für das Jahr 2017 vorlagen.

	ASIDI_MSp			ASIDI_MSp_Mittelwert		
	(1) Gewicht: LV_NSp	(2) Gewicht: LV_MSp	(3) Gewicht: JHL_MSp	(4) Gewicht: LV_NSp	(5) Gewicht: LV_MSp	(6) Gewicht: JHL_MSp
a	11.374***	14.840***	11.761***	10.896***	13.785***	11.182***
	(2)	(1.6)	(2.1)	(1.4)	(1.3)	(1.4)
EE_Arbeitsdichte	0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000*	0.000
	(.000022)	(.000012)	(.000023)	(7.1e-06)	(7.0e-06)	(7.5e-06)
Dummy 2014	-2.349	-2.019	-2.495	-0.598	0.019	-0.526
	(2)	(1.9)	(2)	(1.8)	(1.7)	(1.7)
Dummy 2015	-1.493	-1.648	-1.843	-0.979	-0.138	-0.984
	(1.9)	(1.9)	(1.8)	(1.8)	(1.7)	(1.7)
Dummy 2016	-2.915	-2.428	-3.201*	-0.955	-0.226	-0.942
	(1.9)	(1.9)	(1.9)	(1.8)	(1.7)	(1.7)
Observations	664	664	664	664	664	664
Adjusted R^2	0.018	0.006	0.015	0.003	0.009	-0.000

Standard errors in parentheses
* $p < 0.1$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

Abbildung 41: Regressionsergebnisse ASIDI, EE-Arbeitsdichte

Es kann kein robuster statistischer Zusammenhang zwischen der EE-Arbeitsdichte und dem ASIDI der Mittelspannung beobachtet werden. Darüber hinaus ist das adjustierte Bestimmtheitsmaß kaum von 0 verschieden.

Die analoge Analyse in Bezug auf die angeschlossene Leistung bezogen auf die Fläche vermittelt ein ähnliches, noch deutlicheres Bild.

[46] Theoretisch, d.h. unter sonst gleichen Bedingungen in einem „Reinraum“, sollte dieser hyperbolisch sein. Dies bestätigt sich jedoch nur eingeschränkt bereits in den ingenieurwissenschaftlichen Analysen und in den explorativen Analysen kann kein durchgehend stabiler Einfluss festgestellt werden.

	ASIDI_MSp			ASIDI_MSp_Mittelwert		
	(1) Gewicht: LV_NSp	(2) Gewicht: LV_MSp	(3) Gewicht: JHL_MSp	(4) Gewicht: LV_NSp	(5) Gewicht: LV_MSp	(6) Gewicht: JHL_MSp
a	11.265***	14.895***	11.754***	10.689***	13.842***	11.065***
	(2.2)	(1.6)	(2.2)	(1.5)	(1.3)	(1.4)
EE_Leistungsdichte	0.019	-0.009	0.017	0.011	-0.015	0.008
	(.026)	(.015)	(.026)	(.01)	(.011)	(.01)
Dummy 2014	-2.152	-2.027	-2.328	-0.515	-0.042	-0.469
	(1.9)	(1.9)	(1.9)	(1.8)	(1.7)	(1.7)
Dummy 2015	-1.044	-1.717	-1.423	-0.769	-0.338	-0.816
	(2)	(1.9)	(1.8)	(1.8)	(1.7)	(1.7)
Dummy 2016	-2.666	-2.419	-2.963	-0.847	-0.279	-0.848
	(1.8)	(1.9)	(1.8)	(1.8)	(1.7)	(1.7)
Observations	668	668	668	668	668	668
Adjusted R^2	0.009	0.005	0.007	0.001	0.004	-0.002

Standard errors in parentheses
* $p < 0.1$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

Abbildung 42: Regressionsergebnisse ASIDI, EE-Leistungsdichte

Weder die EE-Arbeitsdichte noch die EE-Leistungsdichte üben einen systematischen Einfluss auf die Ausfallkennzahl ASIDI in der Mittelspannung aus. Dies ist im Zusammenhang mit Regulierungsvorschriften zu sehen, die einen Netzausbau zur Einbindung von Erneuerbaren fördern.

Totexdichte

Die Totexdichte steht als endogene Variable nicht im Fokus der Betrachtung, soll an dieser Stelle jedoch untersucht werden, um weitere Erkenntnisse hinsichtlich der Angebotsseite für Qualität zu liefern. Die folgenden Analysen haben demzufolge informativen Charakter und sollen Auskunft darüber geben, ob ein endogener Einfluss über die exogene Versorgungsaufgabe ermittelt werden kann. Dies stellt die Kosten der Qualitätsbereitstellung dar, wenn für alle exogenen moderierenden Niveauvariablen, wie beispielsweise die Lastdichte, kontrolliert wird. Es liegen ausschließlich Werte für 2016 vor, so dass die Analyse stark eingeschränkt ist. Es kann auf Basis dieser Daten keine Hyperbelfunktion identifiziert werden, so dass stattdessen eine Polynomfunktion angepasst wird. Die zusätzlichen Polynomgrade sind genestet, d.h. sie detaillieren das jeweils an Variablen ärmere Modell.

$$ASIDI_i^{MS} = a + \sum_{P=1}^{x} b_P * (Totexdichte_i^{MS})^P \ + \varepsilon_i$$

Für die Totexdichte werden sowohl standardisierte Totex als auch die oben erwähnten Normierungen mit der Ortsnetztransformatorleistung und der Jahreshöchstlast betrachtet.

ASIDI_MSp	(1) Totexdichte	(2) Totexdichte normiert	(3) Totexdichte standardisiert	(4) Totexdichte standardisiert und normiert
a	17.070***	15.886***	17.127***	16.145***
	(2.4)	(2)	(2.3)	(2)
Totexdichte	-17.848***	-4.858***	-17.718***	-5.106***
	(5)	(1.3)	(4.5)	(1.2)
Totexdichte^2	7.862***	6.391***	7.543***	6.703***
	(2.4)	(1.9)	(2.1)	(1.7)
Totexdichte^3	-1.025***	-2.342***	-0.937***	-2.382***
	(.32)	(.72)	(.26)	(.6)
Observations	185	185	185	185
Adjusted R^2	0.288	0.247	0.298	0.259
AIC	1186.587	1196.956	1184.161	1193.997
BIC	1199.468	1209.838	1197.042	1206.878

Standard errors in parentheses
* $p < 0.1$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

Abbildung 43: Regressionsergebnisse ASIDI (jahresscharf), Totexdichte

Die Anpassungen an die vorliegenden Daten des Jahres 2016 sind als aussagekräftig einzustufen. Die Anpassung an die jahresbasierten ASIDI-Mittelwerte schneidet demgegenüber signifikant schlechter ab hinsichtlich der Modellgütemaße.

ASIDI_MSp Mittelwert	(1) Totexdichte	(2) Totexdichte normiert	(3) Totexdichte standardisiert	(4) Totexdichte standardisiert und normiert
a	18.331***	16.888***	18.317***	17.102***
	(2.6)	(2.2)	(2.5)	(2.2)
Totexdichte	-19.112***	-4.978***	-18.724***	-5.175***
	(5.6)	(1.4)	(5.1)	(1.4)
Totexdichte^2	8.330***	6.344***	7.870***	6.581***
	(2.7)	(2.1)	(2.3)	(1.9)
Totexdichte^3	-1.077***	-2.285***	-0.970***	-2.302***
	(.35)	(.81)	(.29)	(.7)
Observations	185	185	185	185
Adjusted R^2	0.252	0.211	0.257	0.218
AIC	1248.344	1258.365	1247.178	1256.709
BIC	1261.225	1271.247	1260.059	1269.590

Standard errors in parentheses
* $p < 0.1$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

Abbildung 44: Regressionsergebnisse ASIDI (mittel), Totexdichte

Insgesamt erklären die standardisierten Gesamtkosten die Ausfalldaten am besten. Im Vergleich zu anderen Polynomfunktionsspezifikationen erklären die kubischen Polynome signifikant besser als die linearen oder quadratischen, während weitere Polynomterme keinen signifikant höheren Erklärungsgehalt liefern (Ergebnisse hier nicht berichtet). Aus Gründen der Modellsparsamkeit wird deshalb das Modell auf Basis kubischer Polynome gewählt.

Gegenüber den vergleichbaren Schätzungen auf Basis der Lastdichte schneiden die Schätzungen auf Basis der verschiedenen Kostenvariablen durchgängig schlechter ab.[47]

[47] Es werden für die vergleichbare Lastdichteschätzung ein AIC von 1132,77 für jahresscharfe und ein AIC von 1170,67 für Jahresmittelwerte erzielt.

Ein Grund für den hier endogen ermittelten Zusammenhang kann wie bei der Zersiedelung (Entropie) darin gefunden werden, dass exogene Lastdichtecharakteristiken auch einen Großteil der endogenen Kosten treiben. Dies veranschaulicht folgendes Diagramm (nicht-parametrisches Verfahren, s. o.).

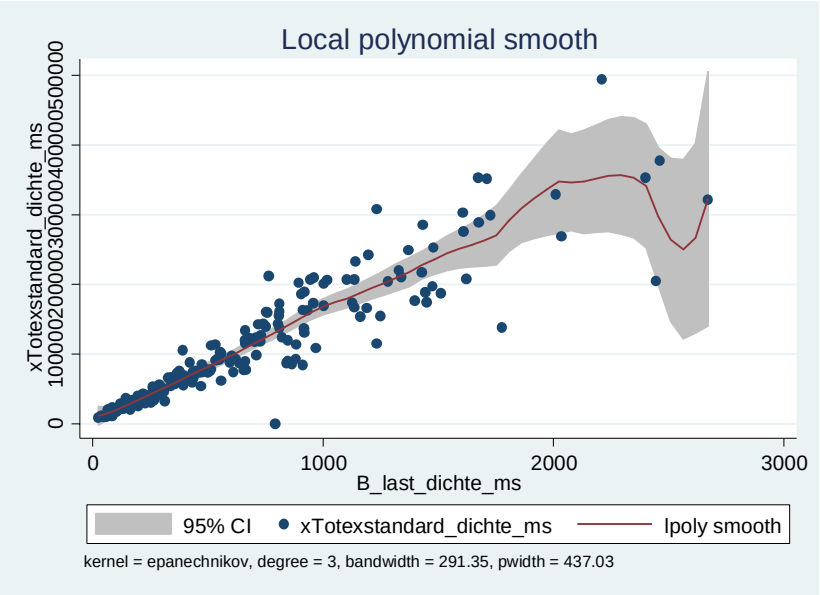


Abbildung 45: grafische Darstellung Regressionsergebnisse Totexdichte, Lastdichte

Die Kosten werden annähernd vollständig durch die Lastdichtecharakteristik getrieben, wie folgende Tabelle noch für einen als linear unterstellten Zusammenhang quantifiziert. Die Varianzaufklärung liegt bei 85,7 %. Dies stellt einen Bereich dar, in dem bereits Probleme im Zusammenhang mit Multikollinearität bei einer multivariaten Regression des ASIDI auf beide Variablen auftreten können. Dies stellt den nächsten Analyseschritt dar.

	(1) Totexdichte standardisiert
Lastdichte_ms	150.145***
	(8)
Constant	7858.029**
	(3966)
Observations	188
Adjusted R^2	0.857
AIC	4472.936
BIC	4479.409

Standard errors in parentheses
* $p < 0.1$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

Abbildung 46: Regressionsergebnisse Totexdichte, Lastdichte

Multivariate Analysen

Aus den bivariaten Analysen ergibt sich eine Rangfolge möglicher Modellerweiterungen. Während die Lastdichte als Hauptmerkmal identifiziert werden kann, sind die zusätzlichen Erklärungsgehalte der übrigen Variablen folgend nach ihren Modellgütemaßen aus den bivariaten Regressionen zu prüfen. Im Falle eines signifikanten Erklärungsbeitrags ergänzt die Variable das Basismodell und es wird analog mit den übrigen Variablen verfahren.

Die Modellerweiterung der Lastdichte um die standardisierte Totexdichte unterliegt aufgrund der Datenverfügbarkeit der Einschränkung auf das Beobachtungsjahr 2016. Daraus ergibt sich folgende zu prüfende Erweiterung:

$$ASIDI_i^{MS} = b + \frac{a}{(Lastdichte_i^{MS})^c} + \sum_{P=1}^{x} d_P * (Totexdichte_i^{MS})^P + \varepsilon_i$$

Alle Koeffizienten der Totexdichtepotenzen sind in allen vorgeschlagenen Modellerweiterungen insignifikant. Es ergibt sich demzufolge kein zusätzlicher Erklärungsgehalt über die Erklärung der Zuverlässigkeitskennzahlen durch die Lastdichte hinaus. In Anbetracht der vorangehenden bivariaten Analysen ist dies plausibel. Darüber hinaus ergeben sich im Vergleich zur Spezifikation (5) mit BIC=1180.335 keine Verbesserungen bzw. leichte Verschlechterungen für die Modelle x=1 (BIC=1184.077), x=2 (BIC=1184.066) und x=3 (BIC=1184.064).[48]

Die Modellerweiterung der Lastdichte um die EE-Arbeitsdichte und die EE-Leistungsdichte erfolgt auf Basis der Jahre 2013-16. Daraus ergibt sich folgende zu prüfende Erweiterung:

$$ASIDI_{i,Jahr}^{MS} = b + \frac{a}{\left(Lastdichte_{i,Jahr}^{MS}\right)^c} + EE_{i,Jahr}^{MS} + \varepsilon_{i,Jahr}$$

Die Koeffizienten der EE-Arbeitsdichte und EE-Leistungsdichte sind insignifikant. Es ergibt sich demzufolge kein zusätzlicher Erklärungsgehalt über die Erklärung der Zuverlässigkeitskennzahl durch die Lastdichte hinaus. Bereits in den vorangehenden bivariaten Analysen konnte kein systematischer statistischer Zusammenhang ermittelt werden. Dies wird hiermit bestätigt und ein Vorliegen bspw. eine Verzerrung durch nicht einbezogene Variablen ist damit unwahrscheinlich. Darüber hinaus ergeben sich im Vergleich zur Spezifikation (5) mit BIC=4201.063 keine Verbesserungen bzw. leichte Verschlechterungen für die Modelle EE-Arbeitsdichte (BIC=4200.040) und EE-Leistungsdichte (BIC=4227.509).

Mit ebenfalls geringem Erklärungsgehalt besteht die Möglichkeit der Erweiterung um das Zersiedelungsmaß Entropie. Auf Basis der gesamten Zeitreihe werden die Modelle

$$ASIDI_{i,Jahr}^{MS} = b + \frac{a}{\left(Lastdichte_{i,Jahr}^{MS}\right)^c} + \sum_{P=1}^{x} d_P * \left(Entropie_{i,Jahr}^{MS}\right)^P + \varepsilon_{i,Jahr}$$

für x=1 und x=2 geschätzt. Die Ergebnisse hinsichtlich der negativen Koeffizienten aus den bivariaten Schätzungen werden als negativ signifikant und damit unplausibel bestätigt.[49] Die Erweiterung ist damit zu verwerfen. Zudem bietet die Erweiterung auch keine statistisch signifikante Verbesserung der Modellgüte. Die BIC betragen 5533.741, 5528.301 und 5525.925 für das Modell das Basismodell (5) aus der Lastdichteschätzung sowie die linear und quadratische Spezifikation.

Ergebnis und Referenzfunktion

Im Ergebnis bleibt festzuhalten, dass keiner der Erweiterungsschritte eine 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. Aus dem Vergleich der Ergebnisse der Verwendung von jahresscharfen und gemittelten ASIDI-Werten einerseits und verschiedener Gewichte andererseits

[48] Siehe Anhang 6 für eine Übersicht der Resultate der multivariaten Erweiterungen.
[49] Die quadratische Spezifikation hat ihr Maximum nun etwas höher bei einem Entropiewert von 0,81

geht die Spezifikation mit gemittelten ASIDI-Werten und den Mittelspannungsletztverbrauchern als Residuengewichten als Modell mit dem besten Erklärungsgehalt hervor.

Nichtsdestotrotz bleibt aufgrund bisher immer noch geringer Datenverfügbarkeit weiterhin der Prüfauftrag für die übrigen Größen Erneuerbarenarbeits- und -lastdichte, Entropie und Gesamtkosten bestehen.

Es ergibt sich die Referenzfunktion als

$$ASIDI_{Referenz}(Lastdichte) = 6{,}33 + \frac{577{,}851}{Lastdichte^{0{,}934}}$$

5.5 Robustheitsanalysen

Zur Absicherung dieser Ergebnisse wurden verschiedene Robustheitsanalysen durchgeführt. Es werden jeweils die 1 %- und 2 %-Perzentile sowie die 99 %- und 98 %-Perzentile der Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI sowie der Lastdichte aus der Regression entfernt, um die Robustheit der Ergebnisse gegen untypische Merkmalsausprägungen zu prüfen. Untypisch ist im Sinne der Produktionsfunktion zu verstehen, da eine Ausreißeranalyse im Sinne einer Bereinigung von Datenfehlern bereits durch die BNetzA und die betroffenen Netzbetreiber stattgefunden hat. Es handelt sich hierbei also die Untersuchung der Frage, inwieweit extrem unterschiedliche Werte nicht mehr zur typischen oder zumutbaren Aufgabe der Qualitätsbereitstellung bzw. Ausfallvermeidung zählen dürfen.

Folgende Tabelle enthält die Schätzergebnisse der Änderungen der Referenzschätzung des Basismodells. Sie enthält in den Spalten die Ergebnisse der Schätzung des Basismodells ohne jeweils die Beobachtungen größer der 99 %- bzw. 98 %-Perzentile oder kleiner der 1 %- bzw. 2 %-Perzentile.

ASIDI_MSp Mittelwerte	(1) ASIDI P99	(2) ASIDI P98	(3) ASIDI P01	(4) ASIDI P02	(5) Lastdichte P99	(6) Lastdichte P98	(7) Lastdichte P01	(8) Lastdichte P02
a	454.233***	456.720***	550.394***	550.600***	609.344**	606.991**	78.734*	71.089*
	(169)	(170)	(211)	(211)	(238)	(241)	(43)	(40)
c	0.860***	0.861***	0.921***	0.922***	0.953***	0.952***	0.394**	0.361*
	(.11)	(.11)	(.11)	(.11)	(.12)	(.12)	(.18)	(.19)
b	5.378***	5.383***	6.081***	6.084***	6.378***	6.367***	1.369	0.689
	(.63)	(.63)	(.61)	(.61)	(.61)	(.67)	(3.7)	(4.6)
Observations	892	888	893	886	892	884	892	884
Adjusted R^2	0.509	0.511	0.420	0.420	0.411	0.405	0.304	0.294
AIC	5362.784	5330.835	5640.230	5595.955	5641.412	5606.281	5616.320	5570.763
BIC	5377.164	5345.202	5654.614	5610.315	5655.792	5620.634	5630.700	5585.117

Standard errors in parentheses
* $p < 0.1$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

Abbildung 47: Regressionsergebnisse Robustheitsanalysen ASIDI (Mittel), Lastdichte

Die Ergebnisse können als hinreichend robust eingestuft werden. Die Kappungen bedeuten jeweils für den ASIDI den Ausschluss von Werten größer 74,13 bzw. 37,09 und unter 0,09 bzw. 0,66 Minuten pro Jahr und Kunde. Bei den Regressionen mit Ausschluss auf Basis der Lastdichten werden Werte größer 2672.57 bzw. 2132.09 und kleiner 39.23 bzw. 52.86 kW/km² nicht einbezogen. Die Verschiebung der Referenzfunktion ist im folgenden Diagramm zur Veranschaulichung dargestellt.

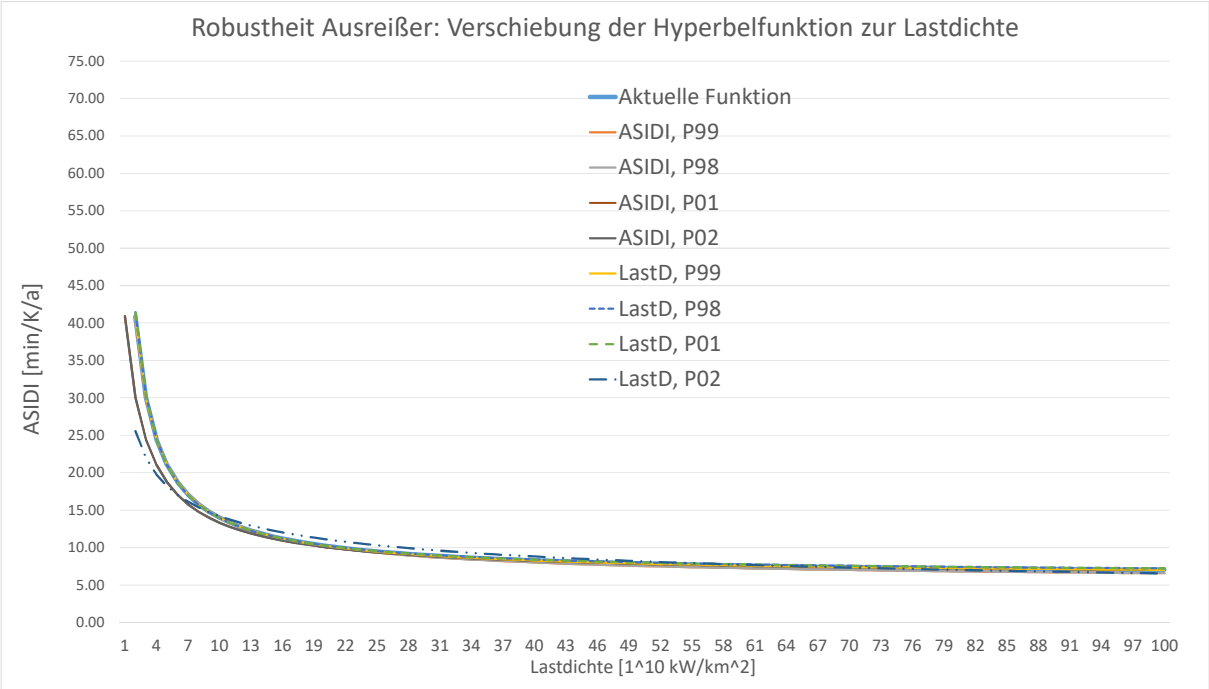


Abbildung 48: grafische Darstellung Regressionsergebnisse Robustheitsanalysen ASIDI (Mittel)

6 Handlungsempfehlungen

Mögliche konzeptionelle Weiterentwicklungsoptionen

Differenzierte Betrachtung der Kundengruppen

Die differenzierte Betrachtung der Kundengruppen ist als Weiterentwicklung prinzipiell in der Lage, die verschiedenen Ausfallkosten genauer abzubilden und stellt somit einen konzeptionellen Mehrwert in der Berechnung des volkswirtschaftlich optimalen Zuverlässigkeitsniveaus dar. Eine Überprüfung der Kosten und des Nutzens bei Einführung des Ansatzes war nicht Teil des Gutachtens.

Sollte dieser Ansatz weiterverfolgt werden, müssen vor Einführung dieser Weiterentwicklung noch elementare Voraussetzungen geschaffen werden. So sind beispielsweise Kundengruppen zu definieren, die Verbrauchsdaten zu ermitteln und individuelle Monetarisierungsfaktoren festzulegen. Eine Umsetzung in der nächsten Regulierungsperiode ist unrealistisch.

Transparenz

Insgesamt erscheint es sinnvoll, die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs aufzugreifen und eine transparente Darstellung der Zuverlässigkeitsniveaus einzelner Netzbetreiber in die Wege zu leiten. Durch Veröffentlichung zusätzlicher Kennzahlen kann eine größere Bandbreite der Versorgungsqualität eines Netzbetreibers erfasst und eine Anreizwirkung entwickelt werden. Durch die Integration weiterer Kennzahlen kann so die Qualitätsregulierung weiterentwickelt werden.

Einerseits dienen die Kennzahlen SAIFI und MAIFI zur Entwicklung einer Anreizwirkung für die Häufigkeit von Unterbrechungen. Andererseits ermöglicht die Integration der Kennzahlen CEMI und CELID, unterschiedliche Zuverlässigkeitsniveaus zwischen Letztverbrauchern zu identifizieren. Voraussetzung für die Einführung von CEMI und CELID ist jedoch eine zählpunktscharfe Erfassung der Unterbrechungen.

Im Zuge der transparenten Darstellung der Kennzahlen ist es wichtig, das komplexe Thema den Letztverbrauchern klar und verständlich zu machen, sodass eine Anreizwirkung der nicht monetär berücksichtigten Kennzahlen gewährleistet ist.

Analytische Untersuchungen mithilfe von Simulationen bzw. Referenznetzen

Im Rahmen der analytischen Untersuchungen wurden für die MS- und NS-Ebene mit unterschiedlichen Methoden konkrete Referenznetze für vordefinierte Versorgungsaufgaben erzeugt und einer probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung unterzogen. Für die MS-Ebene bildet dabei die tatsächliche Flächennutzung – erfasst durch die CORINE-Land-Cover-Daten – die Basis. Für die NS-Ebene werden in zahlreichen Untersuchungen verwendete, für bestimmte Strukturen der Versorgungsaufgabe charakteristische Netzstrukturen betrachtet.

Aus der Betrachtung klassischer gebietsstruktureller Merkmale bestätigt sich für die MS-Ebene bei Berücksichtigung nur eines Merkmals der höchste Erklärungsbeitrag der Lastdichte sowohl für die Zuverlässigkeitskenngröße ASIDI als auch ASIFI. Diese Zusammenhänge bleiben auch bei Variation von Planungsgrundsätzen, wie sie tatsächlich zwischen Verteilnetzbetreibern existent sind, vorhanden. Hieraus kann aber nicht die Empfehlung abgeleitet werden, in Untersuchungen auf Basis empirischer Daten zur erreichten Versorgungszuverlässigkeit auf Betrachtungen der anderen Strukturmerkmale zu verzichten, sehr wohl untermauert sie das bisherige Vorgehen, erst recht, wenn es – wie in dieser Studie – eine Bestätigung in der Analyse empirischer Daten findet.

Die aus empirischen Untersuchungen bekannte große Streuung der Zuverlässigkeitskenngrößen im Bereich geringer Lastdichten kann auch in den analytischen Untersuchungen nachgewiesen werden, was die Suche nach weiteren Erklärungsbeiträgen durch multiple Regressionen motiviert. Die multiple Regression klassischer gebietsstruktureller Merkmale zeigt – in Übereinstimmung mit

den Vorgängeruntersuchungen – keine eindeutige statistische Signifikanz für die Zunahme eines Parameters zur Lastdichte. Dennoch ergibt sich aus den knappen statistischen Bewertungen die Empfehlung, auf den empirischen Daten jeweils multiple Regressionen von der Anschlussdichte, dem Industrie-/Gewerbelastanteil und der durchschnittlichen Einzellastgröße jeweils mit der Lastdichte zu prüfen. Eindeutiger fällt das Prüfergebnis bei einzelnen Parametern zur Beschreibung der Inhomogenität der Versorgungsaufgabe aus, die in der Studie erstmals als möglicher Einflussfaktor untersucht wurden, nachdem an modellhaften Betrachtungen ein zu erwartender Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit motiviert wurde. Dort ergeben sich statistisch signifikante zusätzliche Erklärungsbeiträge bei der Hinzunahme des Anteils der versorgten Fläche sowie der Entropie, die mit dem Shannon-Ebenheits-Index erfasst wurde. Beide Parameter sollten also in zukünftigen Untersuchungen mit betrachtet werden und eine Erfassung in der nächsten Regulierungsperiode wird empfohlen.

Bei einer Zusammenfassung verschiedener Versorgungsaufgaben – insbesondere unterschiedlicher Lastdichten – bei Betrachtung einer Versorgungszuverlässigkeitskennzahl für einen Netzbetreiber mit mehreren MS-Netzen sind aufgrund der Nichtlinearität der Regressionsfunktion Verzerrungen grundsätzlich nicht ausgeschlossen. Daher wurden im Gutachten Ergebnisse von Untersuchungen, bei denen jedes untersuchte Netz als Datenpunkt betrachtet wurde, mit einer Zusammenfassung zu (fiktiven) Verteilnetzbetreibern verglichen, bei denen die für die auf dem Netzgebiet eines realen Verteilnetzbetreibers liegenden synthetischen Netze Strukturdaten sowie ASIDI und ASIFI entsprechend gewichtet gemittelt verwendet werden. Zusammenfassend ergibt daraus zwar eine grundsätzliche Empfehlung, im Zusammenhang mit anderen Erweiterungen bei der Erfassung hinsichtlich einer kundengruppen- oder kundenspezifischen Erfassung ebenfalls eine netzbezogene Erfassung einzuführen. Diese ist aber wiederum aufgrund der modellhaft ermittelten Auswirkungen auch nicht zwingend, sodass aufgrund des Erfassungsaufwands auch darauf verzichtet werden kann, so lange nicht wenige einzelne Netzbetreiber alleine den Verlauf der VNB-bezogenen Referenzfunktion bestimmen.

Für die NS-Ebene ergibt sich als Handlungsempfehlung weiterhin die Prüfung auf einen Zusammenhang mit der auf die versorgte Fläche bezogenen Lastdichte auf Basis der empirisch erfassten Versorgungsunterbrechungen.

Empirisch-statistische Analysen mithilfe historischer Daten

Insgesamt können für den empirisch-statistischen Teil der Analyse die Ergebnisse vergangener Gutachten weitgehend bestätigt werden. Es wurden flexible, explorative Analyseverfahren genutzt, um mögliche Verläufe der Referenzfunktionen, wie beispielsweise die bekannte Hyperbelfunktion, für die Einflussvariablen ableiten zu können. Im Anschluss wurden geschlossene Referenzfunktionen geschätzt.

Hinsichtlich der **explorativen Datenanalyse** funktionaler Zusammenhänge zwischen Einflussvariablen und den Zuverlässigkeitskennzahlen wurden die Variablen mit den höchsten Korrelationskoeffizienten ausgewählt und um aufgrund ihrer politischen Aktualität interessierende Einflussvariablen ergänzt. Dies sind die Lastdichte, die Entropie (Zersiedelungsgrad), die EEG-Arbeitsdichte und -Leistungsdichte und die Gesamtkostendichte.
Auf der *Niederspannungsebene* ergibt sich kein systematischer Einfluss auf die Referenzfunktion der Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI und somit ein konstanter SAIDI-Referenzwert.
Auf der *Mittelspannungsebene* sind in der explorativen Analyse hinsichtlich des Zusammenhangs zwischen Lastdichte und der Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI bis ca. 500 kW/km² stark fallende ASIDI-Werte zu beobachten, d. h. für die ersten ca. 20 % des analysierten Definitionsbereiches. Dies ist konform mit dem aus den Referenznetzanalysen hergeleiteten hyperbelförmigen Verlauf. Weiterhin ergibt sich für die Zersiedelungscharakteristik der Netzgebiete (Entropie) nur im Fall der Nutzung der künstlich vervielfältigten (und damit nur illustrativ zu bewertenden Analysen ohne Beweiskraft) Jahreswerte von 2016 ein negativ signifikanter Zusammenhang. Dies widerspricht den

Abschätzungen aus der Referenznetzanalyse und den zu erwartenden steigenden Ausfallkennzahlen für homogenere Siedlungsgebiete. Für die originär nur für 2016 vorliegenden Jahresdaten liegt kein systematischer statistischer Zusammenhang vor. Die EEG-Arbeitsdichte und -Leistungsdichte sind beide weitestgehend unabhängig von den ASIDI-Werten. Dies ist nicht überraschend, da (regulatorisch) finanzielle Anreize zum Ausbau der Netzkapazität gesetzt werden, um die erneuerbaren Energien an das Netz anzuschließen. Weiterhin sind die Unterschiede in den Kosten pro Quadratkilometer lediglich in Extremfällen von entsprechenden Änderungen bei den ASIDI-Werten begleitet. Dies betrifft nur die kleinsten ca. 5-10 % der Gesamtkostendichtewerte. Die Effekte sind für nicht-standardisierte und standardisierte Kosten vergleichbar. Die kostenbezogenen Ergebnisse sind aufgrund der eingeschränkten Datenbasis ebenfalls nur als illustrativ einzuschätzen.

Die geschlossene NS-**Referenzfunktion** weist aufgrund fehlender statistisch relevanter Einflussfaktoren einen konstanten SAIDI-Referenzwert für alle Niederspannungsnetzbetreiber von $SAIDI_{NS} = 3{,}41\ (min/a)$ auf.
Hinsichtlich der geschlossenen MS-Referenzfunktion bleibt nach Schätzung der hergeleiteten Funktionszusammenhänge festzuhalten, dass der hyperbolische Funktionszusammenhang zwischen der Lastdichte und der Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI den größten Erklärungsgehalt bietet. Alle multivariaten Erweiterungen um die oben genannten Einflussvariablen ergeben keine Verbesserung des Erklärungsgehalts des statistischen Modells. Formal bedeutet dies folgende Referenzfunktion

$$ASIDI_{MS} = 6{,}33 + \frac{577{,}85}{(Lastdichte_{MS})^{0{,}93}}\ (min/a)$$

Nichtsdestotrotz bleibt aufgrund der bisher immer noch geringen Datenverfügbarkeit und der dynamischen Sektorentwicklung weiterhin der Prüfauftrag für die übrigen Größen EEG-Arbeitsdichte und -Leistungsdichte, Entropie und Gesamtkosten bestehen.

ANHANG

A. Abbildungsverzeichnis

B. Tabellenverzeichnis

C. Formelverzeichnis

D. Abkürzungsverzeichnis

E. Literaturverzeichnis

F. Spektrum der Zuverlässigkeitskennzahlen

G. Fallbeispiele relevanter Stromausfälle in Industrieländern

H. Zur Umsetzbarkeit einer Erfassung kurzer Versorgungsunterbrechungen und Spannungseinbrüche

I. Konzept der probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse

J. Niederspannungsebene: Einflussfaktoren und Zuverlässigkeitszahlen

K. Ergebnisse multivariater Erweiterungen der Referenzfunktion

A. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Skizze eines optimalen Zuverlässigkeitsniveaus 8

Abbildung 2: Grundlegende Zusammenhänge zwischen Qualität und Kosten auf Basis Consentec (2010) 9

Abbildung 3: Anreizwirkung der Qualitäts-Erlös-Funktion 10

Abbildung 4: Determinanten der Ausfallkosten einer Versorgungsunterbrechung 11

Abbildung 5: Ausfallkosten verschiedener Kundengruppen in Norwegen (Kjolle, et al., 2009) 11

Abbildung 6: Schematische Darstellung der Qualitäts-Erlös-Funktion 14

Abbildung 7 - Ermittlung der Ausfallkosten der Haushaltskunden für 2017 (Destatis – Genesis Datenbank, 2019a) (Destatis – Genesis Datenbank, 2019b) (Bundeswirtschaftsministerium, 2019) 17

Abbildung 8: Erfassung nicht gelieferter Energie mittels ENS 20

Abbildung 9: Anteil der Kundengruppe am Energieverbrauch (ohne Landwirtschaft) 32

Abbildung 10: Aktueller Ansatz zur Monetarisierung von Versorgungsunterbrechungen 33

Abbildung 11: Ausfallkosten der Kundengruppen auf Basis der makroökonomischen Analyse 34

Abbildung 12: Konzept einer differenzierten Betrachtung der Kundengruppen 36

Abbildung 13 - Vergleich europäischer Kappungsgrenzen (CEER, 2016) (Wallernström, Huang, Wigenborg, Ström, & Johansson, 2019) 38

Abbildung 14: Totband in der Qualitäts-Erlös-Funktion 38

Abbildung 15: Grundsätzliches Vorgehen bei den analytischen Untersuchungen zum Einfluss gebietsstruktureller Merkmale 42

Abbildung 16: Erzeugung von Referenznetzen auf Basis der CORINE Land Cover Daten 44

Abbildung 17: Abhängigkeit ASIDI von der Lastdichte in MS-Netzen und ermittelte Regressionsfunktion bei netzbezogener Betrachtungsweise 47

Abbildung 18: Bandbreite der netzbezogenen ASIDI-Werte bei angenäherten Zuordnung der Flächen zu den heutigen Verteilnetzbetreibern (Whisker auf Basis des 1,5-fachen Interquartilsabstand begrenzt durch minimalen bzw. maximalen Wert) 48

Abbildung 19: Prinzipdarstellung zur Erläuterung des Einflusses der Zusammenfassung von Zuverlässigkeitskennzahlen mehrerer Netze zu einer Kennzahl für einen Verteilnetzbetreiber 48

Abbildung 20: Abhängigkeit ASIDI von der Lastdichte in MS-Netzen und ermittelte Regressionsfunktion bei Betrachtung je Verteilnetzbetreiber 49

Abbildung 21: Vergleich der Regressionsfunktionen ASIDI über Lastdichte bei Netz- und Netzbetreiber-bezogener Betrachtungsweise 50

Abbildung 22: Vergleich der Monetarisierung der Abweichungen von den Referenzfunktionen mit Bezug auf VNB und MS-Netze 51

Abbildung 23: Differenz der Monetarisierungswerte (Bonus/Malus) zwischen Netz- und VNB-bezogener Betrachtung 51

Abbildung 24: Kundenspezifische Mehrkosten bei Maßnahmen zur Verringerung der Nichtverfügbarkeit ASIDI in den synthetischen Referenznetzen 52

Abbildung 25: Prinzipdarstellung Last- und Leistungsmoment 54

Abbildung 26: Entropie E zur Beschreibung der Inhomogenität der Lastverteilung 55

Abbildung 27: Zusammenhang zwischen Entropie E und Lastdichte 56

Abbildung 28: SAIDI auf der NS-Ebene auf Basis der Lastdichte bezogenen auf die versorgte Fläche 60

Abbildung 29: Beispiele Referenzwertfunktion mit verschiedenen Parameterwerten 64

Abbildung 30: Bivariater Zusammenhang ASIDI und Lastdichte; (a) 2016, ungewichtet; (b) 2016, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); (c) gesamte Zeitreihe, ungewichtet; (d) gesamte Zeitreihe, gewichtet (Letztverbraucheranzahl) 77

Abbildung 31: Bivariater Zusammenhang ASIDI und Entropie (Zersiedelung); (a) 2016, ungewichtet; (b) 2016, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); (c) gesamte Zeitreihe, ungewichtet; (d) gesamte Zeitreihe, gewichtet (Letztverbraucheranzahl) 78

Abbildung 32: Bivariater Zusammenhang ASIDI und EE-Arbeitsdichte; (a) 2016, ungewichtet; (b) 2016, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); (c) gesamte Zeitreihe, ungewichtet; (d) gesamte Zeitreihe, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); [aus Gründen der Darstellbarkeit bei ASIDI=100 min/Kunde/a und bei EE-Arbeitsdichte=500.000 kWh/km² abgeschnitten] 80

Abbildung 33: Bivariater Zusammenhang ASIDI und EE-Leistungsdichte; (a) 2016, ungewichtet; (b) 2016, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); (c) gesamte Zeitreihe, ungewichtet; (d) gesamte Zeitreihe, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); [aus Gründen der Darstellbarkeit bei ASIDI=100 min/Kunde/a und bei EE-Leistungsdichte=400 kW/km² abgeschnitten] 80

Abbildung 34. Bivariater Zusammenhang ASIDI und Totexdichte; (a) nicht standardisiert, 2016, ungewichtet; (b) standardisiert, 2016, ungewichtet; (c) nicht standardisiert, 2016, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); (d) standardisiert, 2016, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); [aus Gründen der Darstellbarkeit bei ASIDI=100 min/Kunde/a und bei Totexdichte=400.000 Euro/km² abgeschnitten] 82

Abbildung 35. Bivariater Zusammenhang ASIDI und reservekapazitätsnormierter Totexdichte; (a) nicht standardisiert, 2016, ungewichtet; (b) standardisiert, 2016, ungewichtet; (c) nicht standardisiert, 2016, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); (d) standardisiert, 2016, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); [aus Gründen der Darstellbarkeit bei ASIDI=100 min/Kunde/a und bei reservekapazitätsnormierter Totexdichte=1.500 Euro/km² abgeschnitten] (a) nicht standardisiert, 2016, ungewichtet; (b) standardisiert, 2016, ungewichtet; (c) nicht standardisiert, 2016, gewichtet (Letztverbraucheranzahl); (d) standardisiert, 2016 83

Abbildung 36: Regressionsergebnisse ASIDI, Lastdichte 86

Abbildung 37: grafische Darstellung der Regressionsergebnisse ASIDI, Lastdichte 87

Abbildung 38: Regressionsergebnisse ASIDI, Entropie 88

Abbildung 39: Grafische Darstellung der nicht-parametrischen Regression Entropie, Lastdichte 89

Abbildung 40: Regressionsergebnisse Entropie, Lastdichte 89

Abbildung 41: Regressionsergebnisse ASIDI, EE-Arbeitsdichte 90

Abbildung 42: Regressionsergebnisse ASIDI, EE-Leistungsdichte 91

Abbildung 43: Regressionsergebnisse ASIDI (jahresscharf), Totexdichte 92

Abbildung 44: Regressionsergebnisse ASIDI (mittel), Totexdichte 92

Abbildung 45: grafische Darstellung Regressionsergebnisse Totexdichte, Lastdichte 93

Abbildung 46: Regressionsergebnisse Totexdichte, Lastdichte 93

Abbildung 47: Regressionsergebnisse Robustheitsanalysen ASIDI (Mittel), Lastdichte 95

Abbildung 48: grafische Darstellung Regressionsergebnisse Robustheitsanalysen ASIDI (Mittel) 96

Abbildung 49: Exemplarischer MS-Ausschnitt zur Erläuterung der Auswirkungen bei einem kurzschlussartigen Fehler im MS-Abgang 118

Abbildung 50: Prinzipieller Ablauf probabilistischer Zuverlässigkeitsverfahren 120

Abbildung 51: Komponentenabgrenzung für Zuverlässigkeitsberechnungen 121

Abbildung 52: Bivariater Zusammenhang SAIDI und Lastdichte der Niederspannung; (a) Jahr 2016; (b) gesamte Zeitreihe 2013 bis 2017; beide gewichtet anhand der Letztverbraucheranzahl Niederspannung 124

Abbildung 53: Bivariater Zusammenhang SAIDI und Erneuerbarenarbeitsdichte bzw. Erneuerbarenleistungsdichte der Niederspannung; (a) Erneuerbarenarbeitsdichte im Jahr 2016; (b) Erneuerbarenarbeitsdichte über die gesamte Zeitreihe 2013 bis 2017; (c) Erneuerbarenleistungdichte im Jahr 2016; (d) Erneuerbarenleistungsdichte über die gesamte Zeitreihe 2013 bis 2017; alle gewichtet anhand der

Letztverbraucheranzahl Niederspannung [aus Gründen der Darstellbarkeit bei EEG-Arbeit=1.200.000 kWh/km² bzw. EEG-Leistung=1.500 kW/km² abgeschnitten] 125

Abbildung 54: Bivariater Zusammenhang SAIDI und Gesamtkostendichte bzw. standardisierter Gesamtkostendichte; (a) Gesamtkostendichte; (b) standardisierter Gesamtkostendichte; beide im Jahr 2016 und gewichtet anhand der Letztverbraucheranzahl Niederspannung [aus Gründen der Darstellbarkeit bei Totex-Dichte=800.000 Euro/km² abgeschnitten] 126

Abbildung 55: Bivariater Zusammenhang SAIDI und Entropie auf der Niederspannung; (a) Jahr 2016; (b) Jahre 2013 bis 2017; beide gewichtet anhand der Letztverbraucheranzahl Niederspannung [aus Gründen der Darstellbarkeit bei Totex-Dichte=800.000 Euro/km2 abgeschnitten 126

B. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ergebnisse der makroökonomischen Analyse 16

Tabelle 2: Zusammenfassung der Bewertung der Qualitätskennzahlen 26

Tabelle 3: Zusammenfassung der Bewertung der Monetarisierungsansätze 30

Tabelle 4: Parameter der Regressionsfunktion für ASIDI und statistische Testergebnisse für klassische gebietsstrukturelle Merkmale 46

Tabelle 5: Parameter der Regressionsfunktion für ASIDI und statistische Testergebnisse für gebietsstrukturelle Merkmale zur Erfassung der Inhomogenität der Versorgungsaufgabe 56

Tabelle 6: Parameter der Regressionsfunktion für ASIDI und statistische Testergebnisse bei multipler Regression 57

Tabelle 7: Parameter der Regressionsfunktion für ASIFI und statistische Testergebnisse für einzelne gebietsstrukturelle Merkmale 58

Tabelle 8: Parameter der Regressionsfunktion für ASIDI und statistische Testergebnisse bei multipler Regression 59

Tabelle 9: Datenverfügbarkeit 68

Tabelle 10: Deskriptive Statistiken 71

Tabelle 11: Korrelationskoeffizienten ASIDI MSp, verschiedenen Erklärungsvariablen 72

C. Formelverzeichnis

Formel 1: Berechnungsformel der Kennzahl SAIDI 13

Formel 2: Berechnungsformel der Kennzahl ASIDI 13

Formel 3: Methodik zur Berechnung der Ausfallkosten (Value of Lost Load) 16

Formel 4: Berechnungsformel der Kennzahl CAIDI 19

Formel 5: Berechnungsformel der Kennzahl SAIFI 19

Formel 6: Berechnungsformel der Kennzahl MAIFI 20

Formel 7: Berechnung der nicht gelieferten Energiemenge 20

Formel 8: Berechnungsformel der Kennzahl $CEMI_n$ 21

Formel 9: Berechnungsformel der Kennzahl $CELID_s$ 21

Formel 10: Berechnungsformel der Kennzahl $CELID_t$ 21

Formel 11: Zusammenhang Referenzwert und Lastdichte 40

Formel 12: Referenzfunktion 45

Formel 13: Entropie gemäß Shannon-Ebenheits-Index 54

Formel 14: Verwendetes Funktionsmodell bei multipler Regression 56

D. Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AIC	Akaike Information Criterion
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
AWE	Automatische Wiedereinschaltungen
BIC	Bayesian Information Criterion
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAIDi	Customer Average Interruption Duration Index
CELID	Custome Experiencing Long Interruption Durations
CEMI	Customer Experiencing Multiple Interruptions
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENS	Energy not supplied
ENWG	Energiewirtschaftsgesetz
LV	Letztverbraucher
MAIFI	Monetary Average Interruption Frequency Index
MF	Monetarisierungsfaktor
NS	Niederspannung
RMSE	Root Mean Squared Error
PNS	Power not supplied
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
VNB	Verteilernetzbetreiber (Strom)
VoLL	Value of Lost Load

E. Literaturverzeichnis

Ajodhia, V., & Hakvoort, R. (2004). *Economic regulation of quality in electricity distribution networks.*

Bilinton, R. (2001). *Methods to Consider Customer Interruption Costs in Power System Analysis.* CIGRE Task Force.

BKG, G.-D. u. (28. 9 2018). *Corine Land Cover 10 ha: Interaktive Karte mit Darstellungsdienst CLC10.* Von http://www.geodatenzentrum.de/geodaten/gdz_rahmen.gdz_div?gdz_spr=deu&gdz_akt_zeile=5&gdz_anz_zeile=1&gdz_unt_zeile=22&gdz_user_id=0 abgerufen

BNetzA. (2007). *Bericht über die Systemstörung im deutschen und europäischen Verbundsystem am 4. November 2006.* Bonn.

BNetzA. (2011). *Hinweise zur Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zum Störungsanlass Höhere Gewalt.*

BNetzA. (2018). *Bericht zur Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2019-2020, Anlage 3 der Festlegung zur Bestimmung der Qualitätselemente.*

Bundesgerichtshof. (2018). *Beschluss EnVR 21/18.*

Bundeswirtschaftsministerium. (20. März 2019). *Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren: Deutschland, Energiedaten, Tabelle 6a.* Von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt-pdf-grafiken.pdf?__blob=publicationFile&v=40 abgerufen

Carlsson, F., Martinsson, P., & Akay, A. (2008). *The effect of power outages and cheap talk on willingness to pay to reduce outages.*

CEER. (2016). *6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply.*

Cheng, S., Vennegeerts, H., & von Sengbusch, K. (2003). Rechnergestützte probabilistische Zuverlässigkeitsanalyse - Weiterentwicklung von RAMSES. In *Jahresbericht 2003 des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen in Verbindung mit der Forschungsgesellschaft Energie an der RWTH Aachen e.V.* (S. 97-101). Aachen: Klinkenberg Verlag.

Clarke, G., & Wrigth, J. (No. 4 1964). Scheduling of Vehicles from a Central Depot to an Number of Delivery Points. *Operations Research, Vol. 12.*

Consentec. (2010). *Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze.* Bundesnetzagentur (BNetzA).

Destatis – Genesis Datenbank. (20. März 2019). *VGR des Bundes - Bevölkerung, Erwerbstätigkeit: Deutschland, Jahre (81000-0011).* Von https://www-genesis.destatis.de/genesis/online abgerufen

Destatis - Genesis Datenbank. (20. März 2019). *VGR des Bundes - Erwerbstätigkeit, Löhne und Gehälter, Arbeitsstunden: Deutschland, Jahre Wirtschaftsbereiche (81000-0015).* Von https://www-genesis.destatis.de/genesis/online abgerufen

DIN. (2010). Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. *Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor. :2010.*

DKE-IEV. (2019). *Deutsche Online-Ausgabe des IEV.* Von https://www2.dke.de/de/Online-Service/DKE-IEV/Seiten/IEV-Woerterbuch.aspx abgerufen

DKE-IEV nach IEV 161-08-20. (2019).

E-Bridge Consulting, I. A. (2014). *Moderne Verteilernetze in Deutschland, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).*

E-Control. (2016). *Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich.*

FNN, F. N. (2004-2017). FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Auswertebroschüren.

FNN, F. N. (2016). *FNN-Hinweis: Störfestigkeit im Zusammenspiel von Kundenanlagen und Elektrizitätsnetzen.*

FNN, F. N. (Dezember 2016). *Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Anleitung.*

Fraunhofer ISI. (2015). *Energieverbrauch des Sektors, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013.* Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Fritz, W. e. (H. 8 2006). Abhängigkeit der Netzzuverlässigkeit von der Versorgungsaufgabe. *ew, Jg. 105*, S. 16-19.

Growitsch, C., Malischek, R., Nick, S., & Wetzel, H. (2013). *The Cost of Power Interruptions in Germany - an Assessment in the Light of the Energiewende.*

Hesseling, D., & Sari, M. (2006). *The introduction of quality regulation of electricity distribution in The Netherlands.*

IEA, I. E. (20. März 2019). *Statistics "Germany: Electricity and heat"*. Von https://www.iea.org/statistics/ abgerufen

IEEE Standards Association. (2012). *IEEE 1366 - IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices.*

Jäkel, M., Schäfer, P., Schacht, D., & Patzack, S. M. (2015). Modular Probabilistic Approach for Modellijg Disttribution Grids and its Application. *International ETG-Congress, Bonn*.

Jamasb, T., & Pollitt, M. (2007). *Incentive regulation of electricity distribution networks: Lessons of experience from Britain.*

Kerber, G. (2011). *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die EInspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen.* München: Der Andere Verlag.

Kjolle, G. H., Samdal, K., Singh, B., & Kvitastein, O. A. (2008). *Customer Costs Related to Interruptions and VoltageProblems: Methodology and Results.*

Kjolle, G., & Vefsnmo, H. (2015). *Customer Interruption Costs in Quality of Supply Regulation: Methods for Cost Estimation and Data Challenges.*

Kjolle, G., Smadal, K., & Brekke, K. (2009). *Incorporating Short Interruptions and Time Dependency of Interruption Costs in Continuity of Supply Regulation.*

Küfeoglu, S. (2015). *Economic Impacts of Electric Power Outages and Evaluation of Customer Interruption Costs.* Aalto University.

Lydén, P., Svensson, S., & Solver, T. (kein Datum). *Impact of Aggregation Level in Energy Not Supplied.*

Meer, U. (2005). *Methoden zur Beurteilung der Heterogenität und Disaggregierungsverfahren zur Verbesserung des Aussagehaltes von Bodenbasisdaten.* Hannover: Dissertation Universität Hannover.

NordREG. (2011). *Economic regulation of electricity grids in Nordic countries.*

Okabe, A., Boots, B., Sugihara, K., & Chiu, N. (2000). *Spatial Tessalations: Concepts and Applications of Voronoi Diagrams.* New Jersey: Jon Wiley&Sons.

Patzack, S. (2017). *Ermittlug von planungsrelevanten Netznutzungsfällen für elektrische Verteinetze.* Aachen: Dissertation RWTH Aachen, Print Production M. Wolff.

Patzack, S., Schacht, D., Schilling, J., Rudolph, F., Vennegeerts, H., & Moser, A. (26./27.. Januar 2016). Hochauflösende Modellierung von Haushaltskunden zur Bewertung von DSM-Konzepten in der Niederspannungsebene. *3. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“*.

Polynomics. (2015). *Ausgestaltungsfragen einer Qualitätsregulierung in der Schweiz.* Bundesamt für Energie (BFE).

Quadflieg, D. e. (H. 24 2011). Versorgungszuverlässigkeit im Kontext der Qualitätsregulierung. *ew, Jg. 110*, S. 46-50.

Raesaar, P., Tiigimägi, E., & Valtin, J. (2006). *Assessment of electricity supply interruption costs under restricted time and information resources.* Talinn University of Technology.

Reichl, J., Kollmann, A., Tichler, R., & Schneider, F. (2008). *The importance of incorporating reliability of supply criteria in a regulatory system electricity distribution: An empirical analysis for Austria.*

Royal Academy of Engineering. (2014). *Counting the cost: the economic and social costs of electricity shortfalls in the UK.* Council for Science and Technology.

Rührnößl, U., & Görlich, R. (2014). *Optionen zur Einbeziehung der Versorgungsqualität in derzeitige bzw. künftige Regulierungsrahmen für Stromverteilnetzbetreiber.* E-Control.

Scheffler, J. (2004). *Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten.* Düsseldorf: VDI-Verlag.

Schröders, C., Krahl, S., & Moser, A. (H. 7 2012). Mittelspannungsnetze im Kontext der Qualitätsregulierung. *et, 62. Jg.*, S. 41-44.

SINTEF. (2010). *Study on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances.*

SPIEGEL ONLINE. (5. November 2006). *Die Spur führt nach Papenburg.* Von http://www.spiegel.de/panorama/stromausfall-die-spur-fuehrt-nach-papenburg-a-446546.html abgerufen

Statistisches Bundesamt. (2018). *Statistisches Jahrbuch 208.*

The Battle Group. (2012). *Approaches to setting electric distribution reliability standards and outcomes.*

Tran, J., Wirtz, C., Pfeifer, P., Wursthorn, D., Vennegeerts, H., & Moser, A. (Juni 2019). Modelling of Synthetic Power Distribution Systems in Consideration of the Local Electricity Supply Task. *25th CIRED Madrid/Spain*, S. Paper No. 2107.

Umweltbundesamt. (2017). *CORINE Land Cover data, 2017*. Von https://www.umweltbundesamt.de/themen/boden-landwirtschaft/flaechensparen-boeden-landschaften-erhalten/corine-land-cover-clc abgerufen

Vennegeerts, H., Meuser, M., Linke, C., Wirtz, F., Henrichsmeier, S., & Montebaur, A. (1. - 5.. 11 2008). Kundenbezogene Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit. *VDE-Kongress, München*.

Vennegeerts, H., Schröders, C., Holthausen, M., Quadflieg, D., & Moser, A. (H. 7 2013). Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik - neue Auswertung der Berichtsjahre 2004-2011. *ew, Jg. 112*, S. 32-35.

Wallernström, C., Huang, Y., Wigenborg, G., Ström, L., & Johansson, T. (2019). *Incentive scheme for continuity of supply in the swedish revenue cap regulation from 2020.*

Wallnerström, C., Werther Öhling, L., Johansson, T., Grahn, E., Ström, L., & Alvehag, K. (2016). *Incentivizing Continuity of Supply in Sweden.*

Walz, U. (2013). *Landschaftsstrukturmaße und Indikatorensysteme zur Erfassung und Bewertung des Landschaftswandels und seiner Umweltauswirkungen - unter besonderer Berücksichtigung der biologischen Vielfalt.* Rostock: Habilitationsschrift Universität Rostock.

Walz, U., & Berger, A. (2004). *Landschaftsmaße für eine Landzeituntersuchung von Flächennutzungsänderungen in Ostsachsen.* Dresden: IÖR-Schriften 43 (Leibniz-Institut für ökologische Raumentwicklung e.V.).

F. Spektrum der Zuverlässigkeitskennzahlen

In der Qualitätsregulierung werden Zuverlässigkeitskennzahlen verwendet, um das Zuverlässigkeitsniveau eines Netzbetreibers bewerten zu können. Dabei existiert ein breites Spektrum an Zuverlässigkeitskennzahlen, die einerseits das Zuverlässigkeitsniveau anhand der Häufigkeit und Dauer von kurz- und langfristigen Versorgungsunterbrechungen beurteilen, wobei letztere Unterbrechungen ab einer Dauer von drei Minuten betrachten. Weiterhin kann eine Unterscheidung in kunden- und leistungsbezogene Kennzahlen vorgenommen werden. Die Definition und Berechnungsmodalitäten der Kennzahlen sind in dem IEEE Standard 1366 zu finden. Die Kennzahlen analysieren das Auftreten von Unterbrechungen innerhalb eines Beobachtungszeitraums, der in der Regel ein Jahr beträgt.

Folgende Zuverlässigkeitskennzahlen beurteilen langfristige Unterbrechungen aus der Kundenperspektive:

Die aktuell verwendete Kennzahl SAIDI (System Average Interruption Duration Index) er-mittelt die kumulierte Ausfalldauer eines durchschnittlichen Letztverbrauchers im Netzgebiet.

SAIDI
System Average Interruption Duration Index
$\frac{\sum Dauer\ VU\ in\ Minuten}{Gesamtzahl\ angeschlossener\ LV}$

Der SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) gibt die kumulierte Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen eines durchschnittlichen Letztverbrauchers im Netzgebiet an.

SAIFI
System Average Interruption Frequency Index
$\frac{\sum Anzahl\ der\ betroffenen\ LV\ je\ VU}{Gesamtzahl\ angeschlossener\ LV}$

Die Kennzahl CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) misst wie lange die Unterbrechung im Durchschnitt je Letztverbraucher bis zur Wiederversorgung andauert. Die Kennzahl kann durch die Division des SAIDIs mit dem SAIFI ermittelt werden.

CAIDI
Customer Average Interruption Duration Index
$\frac{\sum Dauer\ VU\ (in\ Minuten)}{Anzahl\ der\ betroffenen\ LV\ je\ VU}$

Den Zeitraum von Unterbrechung bis zur Wiederversorgung beschriebt ebenfalls der CTAIDI (Customer Total Average Interruption Duration Index), wobei diese Kennzahl nur Letztverbraucher berücksichtigt, die tatsächlich Unterbrechungen erlitten haben.

CTAIDI
Customer Total Average Interruption Duration Index
$\frac{\sum Dauer\ VU}{Gesamtzahl\ tatsächlich\ betroffener\ LV\ je\ VU}$

Diese Eigenschaft, nur tatsächlich betroffene Letztverbraucher zu berücksichtigen, weist auch die Kennzahl CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index) auf, welche die kumulierte durchschnittliche Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen dieser Letztverbraucher angibt.

CAIFI
Customer Average Interruption Frequency Index
$\frac{\sum Anzahl\ der\ VU\ \ betroffener\ LV}{Anzahl\ tatsächlich\ betroffener\ LV\ je\ VU}$

Aufschluss über den zeitlichen Grad, zu welchem die Stromversorgung von Letztverbraucher gewährleistet war, gibt die Kennzahl ASAI (Average Service Availability Index) an.

ASAI
Average Service Availability Index
$\frac{Leistungsbereitstellung\ für\ LV\ (in\ Stunden)}{Leistungsnachfrage\ der\ LV\ (in\ Stunden)}$

Unterschiede im Zuverlässigkeitsniveau innerhalb des Netzgebiets können mit der Kennzahl $CEMI_n$ (Customers Experiencing Multiple Interruptions) bestimmt werden. Die Kennzahl beschreibt das Verhältnis jener Letztverbraucher, die mindestens eine bestimmte Anzahl n von Unterbrechungen erfahren haben, zum Kollektiv der Letztverbraucher im Netzgebiet.

$CEMI_n$
Customers Experiencing Multiple Interruptions
$\frac{Gesamtzahl\ der\ von\ n\ oder\ mehranhaltenden\ VU\ bestroffener\ LV}{Gesamtzahl\ angeschlossener\ LV}$

Ein ähnliches Ziel verfolgt die Kennzahl CELID (Customers Experiencing Long Interruption Durations), die ebenfalls das Verhältnis besonders stark betroffener Letztverbraucher zum Kollektiv beschreibt. Um als besonders stark betroffen zu gelten, müssen Letztverbraucher eine definierte Unterbrechungsdauer erfahren haben. Diese Dauer kann sich einerseits auf einzelne Unterbrechungen beziehen (CELIDs) oder die Gesamtdauer berücksichtigen ($CELID_t$).

CELID
Customers Experiencing Long Interruption Durations
$\frac{Gesamtzahl\ von\ S(T) oder\ länger\ andauernden\ VU\ betroffer\ LV}{Gesamtzahl\ angeschlossener\ LV}$

Zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit in Gebieten, die sich durch relativ wenige Kunden mit einer relativ hohen Lastkonzentration auszeichnen, unterscheidet der IEEE Standard 1366 zwischen folgenden lastbezogenen Indikatoren:

Der Indikator für die mittlere gewichtete Unterbrechungsdauer der Bemessungsscheinleistung aller Netzanschlüsse ist der ASIDI (Average System Interruption Duration Index).

ASIDI
Average System Interruption Duration Index
$\frac{\sum Dauer\ der\ VU\ der\ betroffenen\ kVA}{Gesamtmenge\ angeschlossener\ kVA}$

Der ASIFI (Average System Interruption Frequency Index) gibt die mittlere Unterbrechungs-häufigkeit der Bemessungsscheinleistung aller Netzanschlüsse an.

ASIFI
Average System Interruption Frequency Index
$\frac{\sum Menge\ \ von\ VU\ betroffener\ kVA}{Gesamtmenge\ angeschlossener\ kVA}$

Diese Indikatoren würden bei völlig homogener Lastenverteilung den kundenbezogenen Pendants SAIDI und SAIFI entsprechen.

Folgende Indizes können nach dem IEEE Standard 1366 für kurzfristige Unterbrechungen verwendet werden:

Die mittlere Häufigkeit kurzzeitiger Unterbrechungen wird durch den MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) bestimmt.

MAIFI
Momentary **A**verage **I**nterruption **F**requency **I**ndex
$\frac{\sum Anzahl\ der\ kurzzeitigen\ VU\ betroffener\ LV}{Gesamtzahl\ angeschlossener\ LV}$

Das Verhältnis jener Letztverbraucher, die mindestens eine Anzahl n an Versorgungsunterbrechungen erfahren haben, zum Kundenkollektiv, wird durch den CEMSMIn (Customers Experiencing Multiple Sustained Interruption and Momentary Interruption Events Index) angegeben.

$CEMSMI_N$
Customers **E**xperiencing **M**ultiple **S**ustained Interruption and **M**omentary Interruption Events **I**ndex
$\frac{\sum Anzahl\ der\ von\ n\ oder\ mehr\ VU\ bestroffener\ LV}{Gesamtzahl\ angeschlossener\ LV}$

G. Fallbeispiele relevanter Stromausfälle in Industrieländern

Im Folgenden werden in sechs Fallbeispielen Gründe für größere Stromausfälle sowie deren Auswirkungen auf die Gesellschaft erläutert. Die Auswertung basiert auf (Royal Academy of Engineering, 2014).

Fall 1: Nordosten der USA und Teile Kanadas

Auslöser: Menschliches Versagen und technische Fehler. Am 14. August 2003 hat sich eine Hochspannungsleitung in Ohio hitzebedingt soweit ausgedehnt, dass sie durchhing und mit den Bäumen unter der Leitung in Kontakt kam, was einen Kurzschluss verursachte. Ein Alarmsystem, welches den Fehler hätte erkennen sollen, versagte und in den nächsten 90 Minuten sanken drei weitere Stromleitungen in die Bäume unter ihnen herab, während die Systemmanager noch den Fehler suchten. Dadurch erhöhten sich die Auslastungen aller weiteren Leitungen, die um 16 Uhr unter der Last zusammenbrachen.

Betroffenes Gebiet: US-Bundesstaaten Ohio, Michigan, Pennsylvania, New York, Vermont, Massachusetts, Connecticut, New Jersey, und die kanadische Provinz Ontario

Betroffene Bevölkerungszahl: ca. 50 Millionen

Dauer: ein bis vier Tage Stromausfall, in Teilen von Ontario kam es noch eine Woche lang immer wieder zu Stromabschaltungen, bevor die Energieversorgung wieder vollständig hergestellt war.

Kosten: In den USA schätzungsweise zwischen 4,2 und 8,2 Millionen USD. Darunter 4,2 Millionen USD verlorenes Einkommen von Arbeitern und Investoren, 15 bis 100 Millionen USD für US-Behörden z.B. durch Überstunden und Notdienstkosten, 1 bis 2 Milliarden USD für die betroffenen Versorgungsbetriebe und 380 bis 940 Millionen USD durch verlorene und verdorbene Waren.

In Kanada kam es zu einem Nettoverlust von 18,9 Millionen Arbeitsstunden und das BIP fiel im August um 0,7%, vor allem durch den Verlust von leicht verderblicher Ware, das Ausfallen von Produktionsanlagen und Computersystemen und Einkommensverluste.

Auswirkungen auf die Gesellschaft: Der Stromausfall hatte direkt Auswirkungen auf die Wasserversorgung und die Verkehrsmittel. Es kam zu Staus und das U-Bahnsystem fiel aus. Flüge wurden abgesagt und das Mobilfunknetz brach zeitweise durch die hohe Belastung zusammen. Auch Bankautomaten fielen aus und Menschen ohne Bargeld hatten keinen Zugang zu Kerzen und Batterien. Die Zahl der Notrufe nahm stark zu. In Verbindung mit dem Stromausfall kam es zu bis zu 11 Toten, je nach Quelle. Durch Kerzen kam es zu Bränden aber die Kriminalität war geringer als sonst und es kam nur zu minimalen Unruhen.

Beispiele für Auswirkungen auf die Industrie:

- Daimler Chrysler: Unterbrechung der Produktion in 14 Werken. Ungefähr 10.000 Autos, die gerade in der Lackiererei waren mussten verschrottet werden.
- Ford: Flüssiges Metall erhärtete in einem Ofen, sodass dieser eine Woche lang repariert werden musste.
- Marathon Oil: Eine Raffinerie musste heruntergefahren werden, wobei es zu einer kleinen Explosion kam und ein Gebiet von einer Meile um die Anlage, inklusive hunderter Bewohner, evakuiert werden musste.
- Nova Chemicals Corporation: Das Stilllegen des Werks führte im 3. Quartal 2003, nach eigenen Angaben, zu einem Verlust von 10 Millionen USD.
- Duane Reade Inc: New Yorks größte Drogeriekette schloss alle 237 Filialen und schätzte den Verlust auf 3,3 Millionen USD.
- New York Restaurants: Die Gastronomievereinigung schätzte, dass Restaurants zwischen 75 und 100 Millionen USD durch verdorbene Lebensmittel und das ausbleibende Geschäft verloren.

Verlässlichkeit und Qualität der Daten: Es sind viele Daten verfügbar, allerdings sind die Kostenschätzungen wenig verlässlich.

Fall 2: Kalifornien 2000/2001

Auslöser: Der Sommer 2000 war sehr warm, so dass der Energiebedarf durch eine erhöhte Nachfrage nach Kühlanlagen stieg. Durch Einkommenszuwächse der Bevölkerung war die Nachfrage nach Strom gestiegen und der Kapazitätsausbau war im Verzug. Zusätzlich nahmen die Wasserkraftimporte aus dem Nordosten ab. In einem funktionierenden Markt wären daraufhin die Preise gestiegen, allerdings wurde dieser Markt mit strikter Preiskontrolle geschaffen, sodass es für die Versorger keinen Anreiz gab, zusätzliche Versorgung bereitzustellen und dadurch eine Kapazitätskrise entstand.

Betroffenes Gebiet: Kalifornien

Betroffene Bevölkerungszahl: mehr als 1,5 Millionen

Dauer: Stromabschaltungen über einen Zeitraum von fast einem Jahr (Juni 2000 – Mai 2001)

Kosten: von 2001 bis 2003 ca. 40 Milliarden USD durch zusätzliche Stromkosten durch den stark gestiegenen Strompreis. Zusätzlich hat der Bundesstaat Kalifornien für 7 bis 8 Milliarden USD Strom von nicht regulierten Stromanbietern gekauft um weitere Stromausfälle zu verhindern. Vom 1. Februar 2001 an hat der Bundesstaat ca. 2 Millionen USD pro Stunde ausgegeben, um die Krise zu beheben. Der Verlust des BIPs wird auf 0,7 – 1,5 % geschätzt. Es wird auch geschätzt, dass das Silicon Valley durch den Stromausfall Erträge im Millionenbereich verloren hat.

Auswirkungen: Im Mai 2002 wurde eine strafrechtliche Untersuchung eingeleitet, durch die bekannt wurde, dass der Energiekonzern „Enron“ die Elektrizitätskrise durch Marktmanipulation provoziert hat. Alle Marktteilnehmer wurden der Preisabsprache beschuldigt.

Die Strompreise stiegen im Juni 2001 um 30 – 40%. Moody’s hat Kalifornien im April 2001 auf negativ credit watch gesetzt, also die Überprüfung der Kreditwürdigkeit Kaliforniens vorgenommen. Des Weiteren stieg der politische Druck auf Kalifornien bezüglich der Energiepolitik.

Verlässlichkeit und Qualität der Daten: Die Daten für die Energiekosten sind sehr verlässlich, der BIP-Verlust hingegen eine unsichere Schätzung, da weitere Wirtschaftstrends zu diesem Zeitpunkt relevant waren.

Fall 3: Japan 2011

Auslöser: Am 11. März 2011 kam es zu einem Erdbeben der Stärke 9 unter dem Ozean, ca. 370 km von Tokyo entfernt. Dieses löste eine ca. 10 Meter hohe Tsunamiwelle aus die Ost-Japan traf und einige Atomkraft- und Wärmekraftwerke außer Betrieb setzte. Bis zum 21. März waren über 27 GW Stromerzeugung, ca. 30% der Gesamtkapazität, außer Betrieb. Bis Ende April hat sich die Situation zwar verbessert, aber es fehlten immer noch fast 23 GW, sowohl durch Atomkraft-, als auch Wärmewerke, die noch nicht wieder in Betrieb waren. Die Energienetze Ost- und Westjapans sind zum Großteil getrennt, sodass der Engpass nicht durch Importe aus anderen Regionen des Landes ausgeglichen werden konnte. Dadurch war das Energieversorgungsunternehmen „Tokyo Electric Power“ gezwungen, den Strom zeitweise abzustellen.

Betroffenes Gebiet: ganz Japan

Betroffene Bevölkerungszahl: bis zu 45 Millionen

Dauer: immer wieder Stromabschaltungen über einen Zeitraum von ca. sechs Wochen, weiterhin Strommangel

Kosten: Stark mit denen der eigentlichen Naturkatastrophe verbunden, sodass die Ausfallkosten separat nicht zu bestimmen sind. Zusätzlich stand Japan durch eine Rezession und hohe Gaspreise schon vorher wirtschaftlich unter Druck, was es weiter erschwert, die wirtschaftlichen Auswirkungen des Stromausfalls zu examinieren. Insgesamt ist Japans Industrieproduktion im März 2011 um 15 % zurückgegangen und Wachstumsprognosen wurden stark nach unten korrigiert, auf 0,06 % für 2011.

Auswirkungen: Krankenhäuser hatten keinen Strom, Mobilfunknetze und das Internet fielen aus, das Verkehrssystem wurde lahmgelegt und 100.000 Pendler saßen in Tokyo fest. Nachdem der Strom nicht mehr abgeschaltet werden musste, blieb die Versorgungslage weiterhin kritisch, da von Juli bis September 2011 nur zehn von 54 Atomkraftwerken liefen und der Anteil der Atomenergie zu dem Zeitpunkt 30 % von Japans Energieversorgung ausmachte.

Um weitere Stromausfälle zu vermeiden, verabschiedete die Regierung eine Energiespar-strategie. Im Mai 2011 wurden Energiesparziele veröffentlicht, die für die meisten Sektoren 15 % vorsahen und konkrete Empfehlungen beinhalteten. Beispielsweise wurden einige Lärmschutzregeln geändert, sodass Firmen auch nachts produzierten konnten. Für Industrien, die über 500 kW verbrauchen, hat die Regierung den Stromverbrauch zwischen 9:00 und 20:00 Uhr, durch Regulierung, um 15 % reduziert und Strafzahlungen von 12.500 USD für jede Stunde, in der dieses Ziel nicht eingehalten wurde, durchgesetzt. Für Haushalte und kleine und mittelständische Unternehmen wurde eine große Energiesparkampagne entworfen. In der Industrie war die Energiereduktion durch den gesetzlich vorgeschriebenen Rahmen und freiwillige Maßnahmen nahezu identisch. Da Japan schon zuvor sehr energieeffizient war konnten viele einfache Effizienzsteigerungen nicht mehr durchgesetzt werden und es kam vor allem durch Verhaltensänderungen, wie den Verzicht auf Klimatisierung zu Energieeinsparungen.

Verlässlichkeit und Qualität der Daten: Die Daten sind begrenzt, zumal keine Schätzung über die Kosten des Stromausfalls möglich ist. Viele Schätzungen wurden direkt nach der Katastrophe gemacht, sodass diese durch Prognosen unsicher sind.

Fall 4: Europa 2006

Auslöser: Am 4. November 2006 hat der deutsche Netzbetreiber „E.ON“ eine Hochspannungsleitung zeitweise abgeschaltet, damit ein Schiff darunter durchfahren konnte. Gleichzeitig wurde eine große Menge Windenergie erzeugt, von der 10.000 MW in das west- und südeuropäische Netz eingespeist wurden. Durch eine kurzfristige Änderung im Zeitplan und mangelhafte Kommunikation mit den angrenzenden Netzbetreibern. Als Folge kam es zu einer Überlastung der Leitung Landesbergen-Wehrendorf. Diese Leitung sowie einige andere Leitungen schalteten sich daraufhin durch Überlastung ab. In diesem Zuge kam es zu einer Teilnetzbildung und anschließender Frequenzinstabilität. Das Netz teilte sich in drei Zonen mit signifikanten Energieunterschieden auf, was zu einem starken Frequenzabfall im Westen führte. Dies führte zu Stromausfall, vor allem in Deutschland, Spanien, Österreich, Frankreich und Italien. Gegenmaßnahmen einzelner Netzbetreiber verhinderten einen Europaweiten Stromausfall und nach 38 Minuten war das Netz wieder synchronisiert. Zwei Stunden nach dem Vorfall war der Normalzustand wiederhergestellt.

Betroffenes Gebiet: West- und Osteuropa; insgesamt 20 Länder

Betroffene Bevölkerungszahl: ca. 15 Millionen

Dauer: bis zu zwei Stunden

Kosten: Keine Daten über gesamtwirtschaftliche Kosten vorhanden. Die Gastronomie machte einen Verlust von ca. 100 Millionen EUR durch verdorbene Lebensmittel und verlorene Einnahmen.

Auswirkungen: Verspätungen im Bahnverkehr, Menschen mussten aus U-Bahnen und Aufzügen evakuiert werden und einige hingen in Köln in einer Seilbahn über dem Rhein fest, Alarmsysteme schalteten sich ein.

Politische Auswirkungen: Diskussion über eine europaweite Dezentralisierung und Koordination des Netzwerkes mit einer hervorgehobenen Rolle der EU in der Stromversorgung. Die Netzbetreiber waren der Meinung, dass Dezentralisierung kein Problem darstelle und sie gut zusammengearbeitet haben und ein europaweiter Stromausfall gerade durch die Dezentralisierung verhindert wurde.

Verlässlichkeit und Qualität der Daten: Keine Daten über die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen vorhanden. Die Daten der Gastronomie stammen von einer Versicherung, der CRO Forum, die darauf hinweist, dass sie nicht für die Vollständigkeit und Richtigkeit der Daten haftet.

Fall 5: Italien / Schweiz 2003

Auslöser: Am 28. September 2003 führte ein Fehler im schweizerischen Energiesystem zu einer Überlastung zweier Schweizer Leitungen. Der Verlust der essenziellen Verbindungsleitungen resultierte in aufeinander aufbauenden Stromausfällen in der Schweiz und Italien. Insgesamt wurden ungefähr 180 GWh nicht bereitgestellt.

Betroffenes Gebiet: Italien und Teile der Schweiz

Betroffene Bevölkerungszahl: ca. 56 Millionen

Dauer: Zwischen 1,5 Stunden (Nord-Westen) und 19 Stunden (Sizilien)

Kosten: Volkswirtschaftliche Kosten geschätzt auf 1.182 Millionen Euro.

Auswirkungen: Da der Stromausfall in der Nacht auftrat, hätten die Auswirkungen schlimmer sein können. Allerdings fand in Rom der „Nuit Blanche Carnival“ statt, sodass mehr Menschen als üblich unterwegs waren. 30.000 Menschen saßen in Zügen fest, viele mussten aus U-Bahnen evakuiert werden und alle Flüge wurden abgesagt. Es kam auch zu einigen Folgeeffekten, sodass Privathaushalte und kommerzielle Nutzer noch bis zu 48 Stunden danach kleinere Unterbrechungen erlitten.

Verlässlichkeit und Qualität der Daten: Gesamtwirtschaftliche Kosten des Stromausfalls wurden nicht berechnet. Hier wurden die Daten mit Hilfe des Stromausfall-Simulators bestimmt. Allerdings beruht dies auf Schätzungen, die nicht mit anderweitig bestimmten Daten abgeglichen werden konnten.

Fall 6: Zypern 2011

Auslöser: Das größte Kraftwerk Zyperns befindet sich neben einer militärischen Marineeinrichtung. Im Juli 2011 ereignete sich eine Explosion, die das Werk beschädigte und eine installierte Erzeugungsleistung von 390 MW durch Dampfturbinen und 440 MW durch CCGT außer Betrieb setzte. Das macht ca. 60 % der Kapazitäten von Zypern aus. Da Zypern keine Verbindung zu anderen Inseln oder dem Festland aufweist, führte dies zum Energienotstand für Zypern. Das staatseigene Stromversorgungsunternehmen „EAC“ setzte Notfallmaßnahmen ein und unterbrach die Stromversorgung der Haushalte täglich für zwei bis 4 Stunden über den Zeitraum eines Monats. Die Bewohner wurden zuvor per SMS über die Zeit der Unterbrechung informiert. Die Stromversorgung für die essenziellen wirtschaftlichen Gebiete, u. a. Tourismus, wurde dadurch beibehalten. Nach wenigen Wochen konnte die Stromversorgung mit Hilfe von geliehenen Generatoren wieder gewährleistet werden.

Betroffenes Gebiet: Zypern

Betroffene Bevölkerungszahl: bis zu einer Million

Dauer: zwei bis vierstündige Stromabschaltungen bei den Haushalten über Zeitraum von einem Monat

Kosten: geschätzter Verlust zwischen 196 Millionen und 30,598 Millionen Euro

Auswirkungen: Politische und gesellschaftliche Auswirkungen wurden durch effektive Kommunikation, Planung und Optimierung der Stromunterbrechungen, minimalisiert.

Verlässlichkeit und Qualität der Daten: Die genutzten Methoden zur Schätzung der Kosten sind aussagekräftig, allerdings zeigt sich durch die stark abweichenden Ergebnisse, die große Unsicherheit der Werte.

Zusätzlicher Fall: Großbritannien 2013/2014

Auslöser: Am 23. Dezember 2013 zogen Stürme über Großbritannien und verursachten im Südwesten Englands, im Gebiet der Somerset-Levels Überschwemmungen, Starkregen und Stromausfall.

Betroffenes Gebiet: Somerset Levels

Betroffene Bevölkerung: 750.000 Haushalte

Dauer: 90 % der Haushalte hatten laut Minister Owen Paterson innerhalb eines Tages wieder Strom. Einige weitere konnten auf Grund der durch die Überschwemmung bestehenden Gefahr nicht direkt wieder an das Stromnetz angeschlossen werden oder die Fehler waren vorerst zu komplex. Anfang 2014 hatten einige Haushalte im Südwesten durch weitere Überschwemmungen Tage bis Wochen keinen Strom.

Kosten: Da die Kosten durch den Stromausfall eng mit denen durch die Naturkatastrohe verbunden sind, können die wirtschaftlichen Kosten nicht einzeln herausgerechnet werden. Allerdings haben die Versorgungsnetzbetreiber in den beiden am schlimmsten betroffenen Gebieten 8 Millionen £ Entschädigungszahlungen geleistet.

Auswirkungen: Über Weihnachten 2013 waren 16000 Haushalte für mehr als 48 Stunden vom Stromnetz abgeschnitten und ca. 500 waren für mehr als fünf Tage ohne Strom.

Die Versorgungsnetzbetreiber standen in der Kritik, nicht schnell genug auf den Stromausfall an Weihnachten reagiert, und nicht ausreichend mit den betroffenen Haushalten kommuniziert zu haben.

H. Zur Umsetzbarkeit einer Erfassung kurzer Versorgungsunterbrechungen und Spannungseinbrüche

Ausgangspunkt der Betrachtungen ist der exemplarische MS-Netzausschnitt aus Abbildung 49. In diesem wird zur Veranschaulichung ein kurzschlussartiger Fehler im oberen MS-Halbring angenommen. Dieser führt bei konzeptgemäßer Schutzauslösung zur Öffnung des zugehörigen Leistungsschalters.

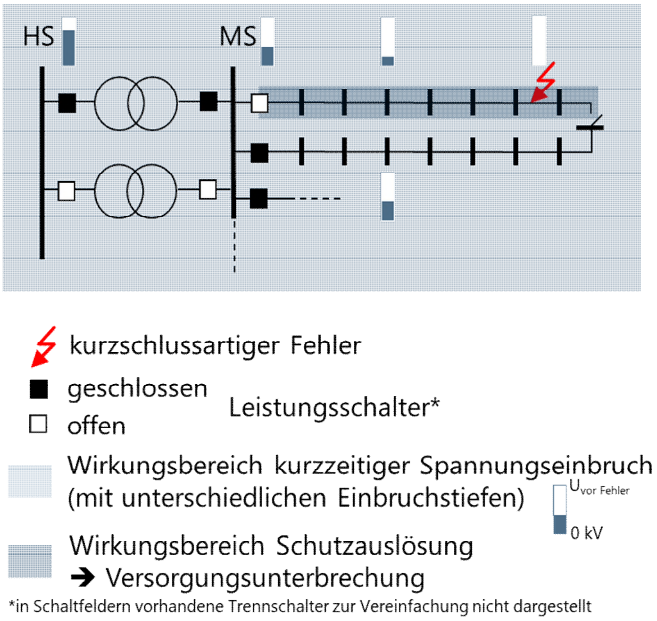


Abbildung 49: Exemplarischer MS-Ausschnitt zur Erläuterung der Auswirkungen bei einem kurzschlussartigen Fehler im MS-Abgang

Aus der Netztopologie geht der spannungslose Bereich im oberen MS-Halbring als Wirkungsbereich der Schutzauslösung mit der Folge einer Versorgungsunterbrechung unmittelbar hervor. Dies kann von einem Netzbetreiber insbesondere auf Basis eines Netzplans, der topologischen Verfolgung in einem geographischen Informationssystem oder auch direkt auf Basis der im Leitsystem gemeldeten Schutzauslösung mit nachfolgendem Schalterfall nachvollzogen werden und das Ausmaß der Versorgungsunterbrechung ermittelt werden. Ein solches Vorgehen kann für alle sich stationär einstellenden, über einen Schaltzustand definierte Netzzustände erfolgen. Dabei spielt es keine Rolle, ob die Versorgungsunterbrechungen länger oder kürzer als 3 min andauern.

Bis zur Fehlerklärung durch die Abschaltung des MS-Abgangs durch den Leistungsschalter bildet sich infolge des anstehenden Kurzschlusses ein sogenannter Spannungstrichter aus, der das Ausmaß des entstehenden kurzzeitigen Spannungseinbruchs beschreibt. In Abbildung 49 ist dies durch die Tiefe des Spannungseinbruchs aufgetragen über die Spannung vor Kurzschlusseintritt Uvor Fehler dargestellt. Unter Annahme eines niederohmigen Kurzschlusses verschwindet die Spannung am Fehlerort praktisch vollständig. An allen anderen, dem Kurzschlussort vorgelagerten Netzteilen ist dies aufgrund des fließenden Kurzschlussstromes und den dadurch hervorgerufenen Spannungen an den Längsimpedanzen im Netz nicht der Fall. Prinzipiell ergeben sich in der Folge Netzknoten-individuelle Restspannungen. Nur wenn wie im gewählten Beispiel unterstellt im MS-Netz keine Kurzschlussstromquellen – insbesondere Erzeugungsanlagen und direkt an das Netz angeschlossene motorische Lasten – angeschlossen sind, entspricht die Restspannung in den nicht fehlerbetroffenen Abgängen in etwa derjenigen auf der MS-Sammelschiene. Es wird somit deutlich, dass die Erfassung der Restspannungen zur Bewertung des Ausmaßes kurzzeitiger Spannungseinbrüche hinreichend flächendeckende Spannungsmessungen erfordert. Hinzu kommt eine

zeitliche Auflösung, die die Fehlerklärungszeiten im Bereich von 30 ms bis mehrere Sekunden umfasst. Der Erfassungsaufwand für derartige Spannungsqualitätsmerkmale ist also ungleich größer als bei Versorgungsunterbrechungen.

I. Konzept der probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse

Bedingt durch den oftmals großen Ermessensspielraum qualitativer Kriterien, die keine Aussage über Wahrscheinlichkeit, Häufigkeit und Dauer kritischer Zustände zulassen, wurden Verfahren zur Netzzuverlässigkeitsanalyse auf Basis probabilistischer Methoden entwickelt, die das stochastische Störungsgeschehen quantitativ nachbilden. Diese dienen als objektiver Zuverlässigkeitsnachweis oder, wie bei Planungsfragen häufig bevorzugt, als Entscheidungshilfe beim Variantenvergleich.

Die grundlegende Idee der Netzzuverlässigkeitsanalyse besteht darin, die Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit des gesamten betrachteten Netzes oder einzelner angeschlossener Kunden aus dem Betriebsverhalten der Komponenten, dass aus der Betriebsstatistik abgeleitet wird, sowie ihrem Zusammenwirken im elektrischen Netz zu berechnen.

Das prinzipielle Vorgehen ist bei allen probabilistischen Zuverlässigkeitsverfahren gleich (Abbildung 49). Durch rechnerische Nachbildung des Prozesses „Stromversorgung“ werden aus dem statistisch beschreibbaren Ausfallverhalten der Betriebsmittel unter Berücksichtigung der planmäßigen Eingriffe der Netzbetriebsführung im Normalbetrieb und Störungsfall, der geplanten Netztopologie, der Schutzkonzepte, der vorgesehenen automatischen Umschaltungen sowie der erwarteten Netznutzungsfälle Kenngrößen für die zu erwartende Versorgungszuverlässigkeit prognostiziert.

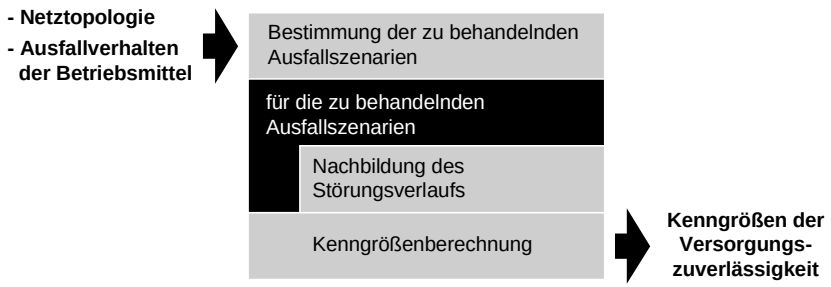


Abbildung 50: Prinzipieller Ablauf probabilistischer Zuverlässigkeitsverfahren

Zur Lösung des Zielkonfliktes, alle zuverlässigkeitsrelevanten Effekte erfassen zu können und gleichzeitig den Rechen- und auch Datenbeschaffungsaufwand handhabbar zu halten, werden Betriebsmittel, die sich hinsichtlich ihrer zuverlässigkeitstechnischen Wirkung auf das Versorgungssystem nicht wesentlich unterscheiden, zu Betrachtungseinheiten, sogenannten Systemkomponenten, zusammengefasst. Dieser Einteilung kommt besondere Bedeutung zu, da eine zu grobe Unterteilung die Nachbildung des Störungsverhaltens verfälschen und eine zu detaillierte Unterteilung zu unvertretbaren Rechenzeiten, vor allem aber zu Datenbeschaffungsproblemen führen kann. Folgende Komponentenabgrenzung hat sich dabei als guter Kompromiss bewährt (Abbildung 51):

- Sammelschienenabschnitt
- Schaltfeld mit den Komponenten Leistungs- und Trennschalter, wobei dort noch zwischen sammelschienen- und abgangsseitigen Trennschalter unterschieden werden kann, falls mehrere vorhanden sind.
- Freileitung
- Kabel
- Transformator

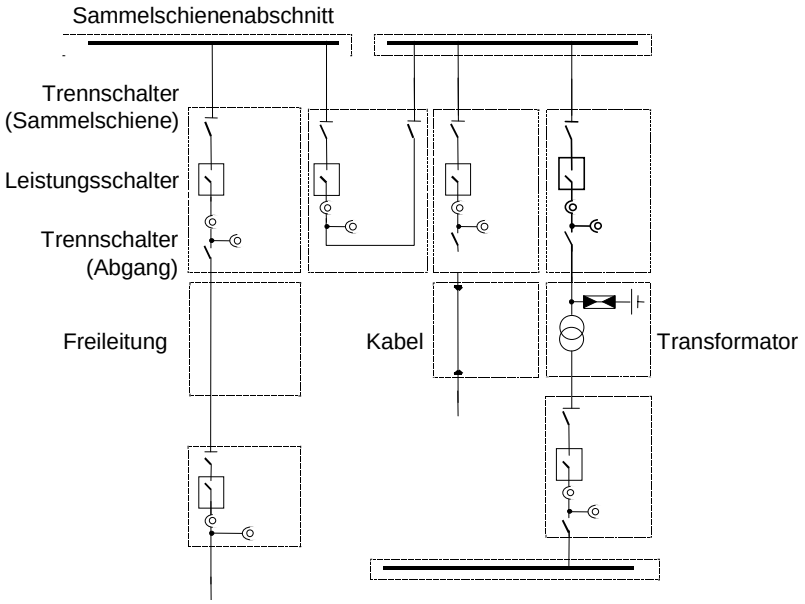


Abbildung 51: Komponentenabgrenzung für Zuverlässigkeitsberechnungen

Für diese Komponenten steht eine veröffentlichte Datenbasis. (FNN, 2004-2017) zur Verfügung.

Ausgangspunkt für die Quantifizierung der Zuverlässigkeit der zu untersuchenden Komponenten ist deren Betriebsverhalten in der Vergangenheit, wobei zwischen determinierten und stochastischen Aus-Zuständen unterschieden wird. Zu den determinierten Ereignissen zählen alle planmäßigen Abschaltungen für Instandhaltungsarbeiten, zu denen Wartung, Inspektion und Instandsetzung gehören. In guter Näherung können diese Abschaltungen bei Zuverlässigkeitsanalysen als zufällig verteilt angenommen und über entsprechende Kenngrößen beschrieben werden.

Rein zufallsbedingt sind Störungen, die aufgrund von technischen Fehlern oder Einwirkungen von außen zum Ausfall einer Netzkomponente führen. Diese Störungen bezeichnet man als stochastische Ereignisse.

Zusätzlich zum singulären Betriebsverhalten von Komponenten, das die oben beschriebenen Kenngrößen erfassen, sind auch Ereignisse zu berücksichtigen, die durch die Zusammenschaltung der Komponenten im Netz entstehen. Zu diesen zählen abhängige Ausfälle, die direkt oder indirekt durch den Ausfall einer anderen Komponente verursacht werden. Diese Ausfälle werden durch Erwartungswerte der bedingten Wahrscheinlichkeiten für die jeweiligen Ereignisse beschrieben. Auch Schaltmaßnahmen für das Um- und Freischalten von Komponenten, sei es manuell, fernbedient oder automatisch, sind zu berücksichtigen. Auch das Ausfallverhalten von Erzeugungsanlagen kann durch Aus- und Betriebszustände abgebildet werden.

Beim hier eingesetzten analytischen Verfahren zur probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung werden die zu betrachtenden Ausfallszenarien (s. Abbildung 37) zur Verkürzung der Rechenzeit vorgegeben. Die Identifikation charakteristischer Störungsabläufe führt zur Differenzierung der verschiedenen Aus-Zustände in sogenannte Ausfallmodelle:

- Diese Kategorie beschreibt den stochastischen Übergang vom Zustand Betrieb in den Zustand Nicht-Betrieb von Komponenten aufgrund gleicher Ursache. Im Einzelnen werden folgende Ereignisse unterschieden:
  - Ausfall mit Schutzauslösung
  - Verzögerte Handabschaltung (fernbedient und vor-Ort)
  - Common-Mode-Fehler (insbesondere bei mehreren Freileitungs-Stromkreisen auf gleichem Gestänge)
  - Erdschluss

- Spontanes Leistungsschalteröffnen

- Fehler mit Folgeereignissen

  Abhängig vom Eintritt eines stochastischen Einfachfehlers kann bei den folgenden Ausfallmodellen ein Folgeereignis mit möglicherweise weitergehenden Auswirkungen eintreten:

  - Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall
  - Schutzunterfunktion (Schutz- und Leistungsschalterversager)
  - Abhängige Schutzüberfunktion

- Fehler während Instandhaltungsfreischaltungen

  Nicht nur nach Ausfällen, sondern auch während instandhaltungsbedingter, determinierter Abschaltungen ist das Netz in seiner Struktur geschwächt. Die geplante Freischaltung allein verursacht in der Regel keine Versorgungsunterbrechung, zumindest ist diese aufgrund des determinierten Eintrittes anders zu bewerten. Ein Fehler während solcher Instandhaltungsmaßnahmen kann allerdings größere Aus-wirkungen haben als die einzelne Nichtverfügbarkeit der fehlerbehafteten Komponente, da die gleichzeitige Nichtverfügbarkeit mehrerer Komponenten in (n-1)-sicher geplanten Netzen konzeptgemäß nicht immer beherrschbar ist.

- Stochastische Mehrfachfehler

  Unter dieser Kategorie wird die zufällige zeitliche Überlappung der vorgestellten Ausfallmodelle verstanden.

  Fehler während Instandhaltungsfreischaltungen spielen in den hier betrachteten überwiegend offen betriebenen Strukturen der MS- und NS-Netze bei üblicher Parametrierung eine untergeordnete Rolle hinsichtlich ihres Einflusses auf die resultierende Versorgungszuverlässigkeit. Daher wurden – auch mangels veröffentlichter Daten hierzu – praxisübliche Werte aus eigener Erfahrung angenommen.

  Das verwendete Verfahren zur Netzzuverlässigkeitsberechnung gliedert sich in die folgenden drei Abschnitte: die Analyse der Schutz- und Reparaturbereiche, die Fehlereffektanalyse und die darauf aufbauende Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen auf Basis eines mehrstufigen Markoff-Prozesses.

- Analyse von Schutz- und Reparaturbereichen

  Ausgehend von der Funktion der Schutzeinrichtungen nach kurzschlussähnlichen Fehlern der betrachteten Komponenten wird für jede Komponente (vgl. Abbildung 38) der Abschaltbereich des Schutzes ermittelt. In einem weiteren Schritt wird der Bereich bestimmt, der für Instandsetzungsarbeiten an dieser Komponente freigeschaltet werden muss.

- Fehlereffektanalyse

  In der Fehlereffektanalyse erfolgt für die oben aufgelisteten Ausfallmodelle die Analyse von deren Auswirkung auf die Versorgung der Kunden.

  Zunächst werden in der Fehlereffektanalyse die Schutzabschaltungen und Folgeauslösungen durch Überlastung mit Hilfe von Lastflussberechnungen untersucht. Anschließend wird der Systemzustand analysiert, der sich nach vorgesehenen automatischen Schalthandlungen nach Freischaltung der fehlerbetroffenen Komponenten zur Instandsetzung ergibt. Im Rahmen dieser Betriebssimulation werden Maßnahmen der Netzbetriebsführung nachgebildet, unterbrochene Kunden möglichst schnell wieder zu versorgen.

Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen

Zur Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen wird ein Verfahren benötigt, das aus bekannten Komponentenkenngrößen wie Ausfall- und Instandsetzungsraten die Aufenthaltswahrscheinlichkeiten und damit die Versorgungszuverlässigkeit der Kunden ermittelt. Im vorliegenden Fall wird dafür auf die Modellierung mit sogenannten Markoff-Prozessen zurückgegriffen.

J. Niederspannungsebene: Einflussfaktoren und Zuverlässigkeitszahlen

Analog zu den Analysen auf der Mittelspannungsebene werden die funktionalen Zusammenhänge auf der ersten Stufe explorativ untersucht. Diese werden wieder mittels des flexiblen Verfahrens der stückweisen Polynomfunktionsanpassungen explorativ untersucht, um monotone, d.h. durchgehende (monotone) Einflüsse der interessierenden Einflussvariablen der Niederspannung (Lastdichte, Erneuerbarenkennzahlen, Entropie) auf die Zuverlässigkeitskennzahl der Niederspannung, SAIDI. Dazu werden die Zuverlässigkeitskennzahlen auf die Einflussvariablen, gewichtet nach den Niederspannungsletztverbraucherzahlen, regressiert, einmal isoliert für das Jahr 2016 und für die gesamte verfügbare Zeitreihe 2013 bis 2017.

(a) (b)

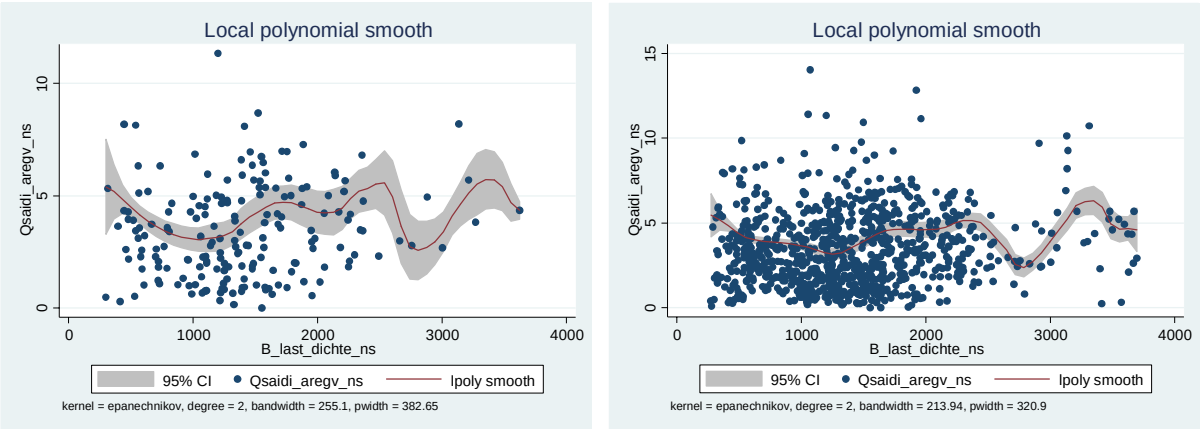


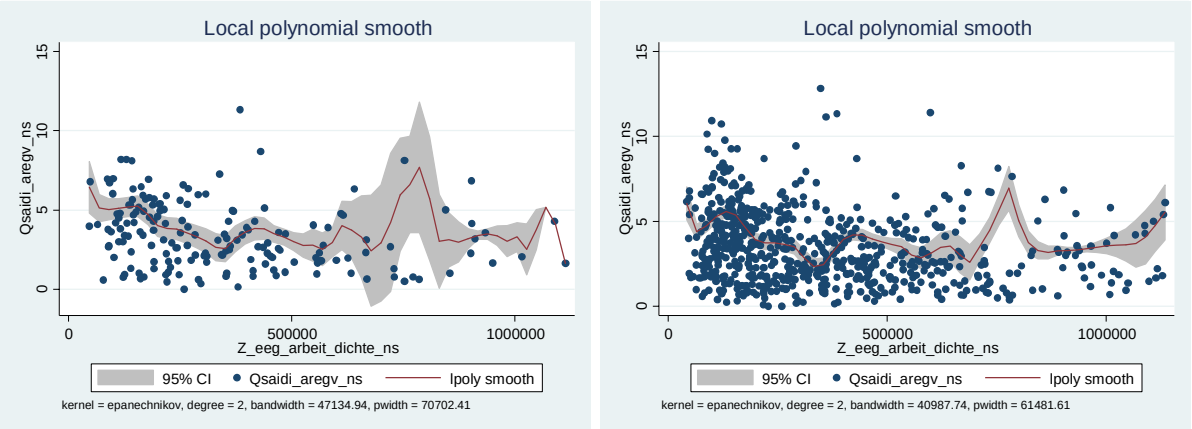
Abbildung 52: Bivariater Zusammenhang SAIDI und Lastdichte der Niederspannung; (a) Jahr 2016; (b) gesamte Zeitreihe 2013 bis 2017; beide gewichtet anhand der Letztverbraucheranzahl Niederspannung

Für die Lastdichte ergibt sich kein erkennbarer systematischer Einfluss auf die Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI.

Hinsichtlich der Erneuerbarenkennzahlen ergibt sich ein vergleichbares Bild. Wie die folgenden vier Abbildungen zeigen, ist weder im Hinblick auf die abgegebene Jahresarbeit der Erneuerbarenanlagen, noch im Hinblick auf die installierte Leistung der Erneuerbaren ergibt sich ein klarer systematischer Zusammenhang. Dies trifft sowohl für die einzelnen Jahre 2016 als auch für die gesamten Zeiträume 2013 bis 2017 zu. In Teilbereichen der Erneuerbarenkennzahlen ist zwar ein sinkender bzw. steigender Verlauf der Zuverlässigkeitskennzahlen zu erkennen, der auch die Konfidenzintervalle der benachbarten Erneuerbarenkennzahlenbereiche verlässt. Jedoch liegen mehrere Wendepunkte über den gesamten Definitionsbereich der Erneuerbarenkennzahlen vor, so dass nicht von einem (zu erwartenden) durchgängigen, monotonen Einfluss der Erneuerbarenkennzahlen auszugehen ist.

Darüber hinaus ist der Wertebereich der Zuverlässigkeitskennzahl mit ca. drei bis fünf Ausfallminuten pro Jahr sehr gering.

(a) (b)



(c) (d)

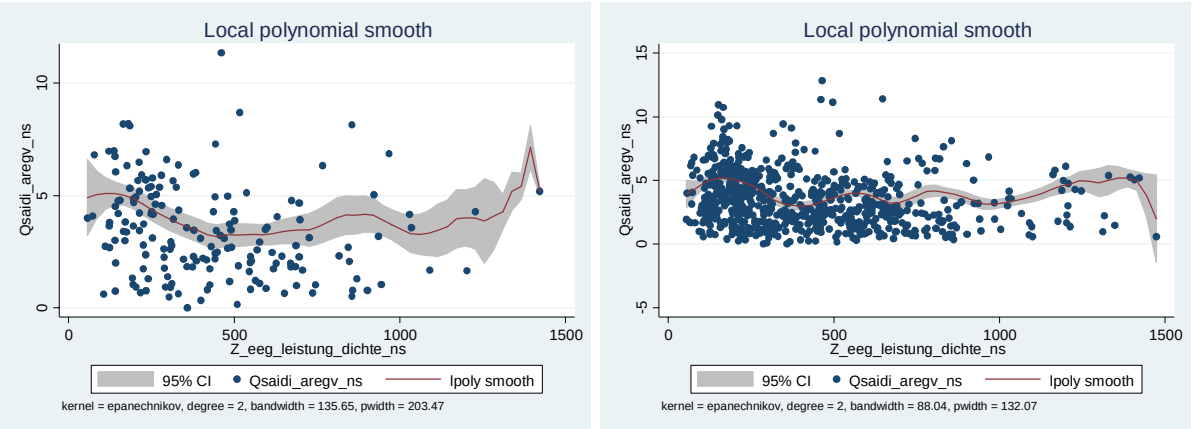


Abbildung 53: Bivariater Zusammenhang SAIDI und Erneuerbarenarbeitsdichte bzw. Erneuerbarenleistungsdichte der Niederspannung; (a) Erneuerbarenarbeitsdichte im Jahr 2016; (b) Erneuerbarenarbeitsdichte über die gesamte Zeitreihe 2013 bis 2017; (c) Erneuerbarenleistungdichte im Jahr 2016; (d) Erneuerbarenleistungsdichte über die gesamte Zeitreihe 2013 bis 2017; alle gewichtet anhand der Letztverbraucheranzahl Niederspannung [aus Gründen der Darstellbarkeit bei EEG-Arbeit=1.200.000 kWh/km² bzw. EEG-Leistung=1.500 kW/km² abgeschnitten]

Der Zusammenhang zwischen der Gesamtkostendichte (Bild (a)), Totex_dichte, den standardisierten Gesamtkostendichte (Bild (b)), Totexstandard_dichte, und dem SAIDI ist ebenfalls als nicht systematisch einzustufen.

(a) (b)

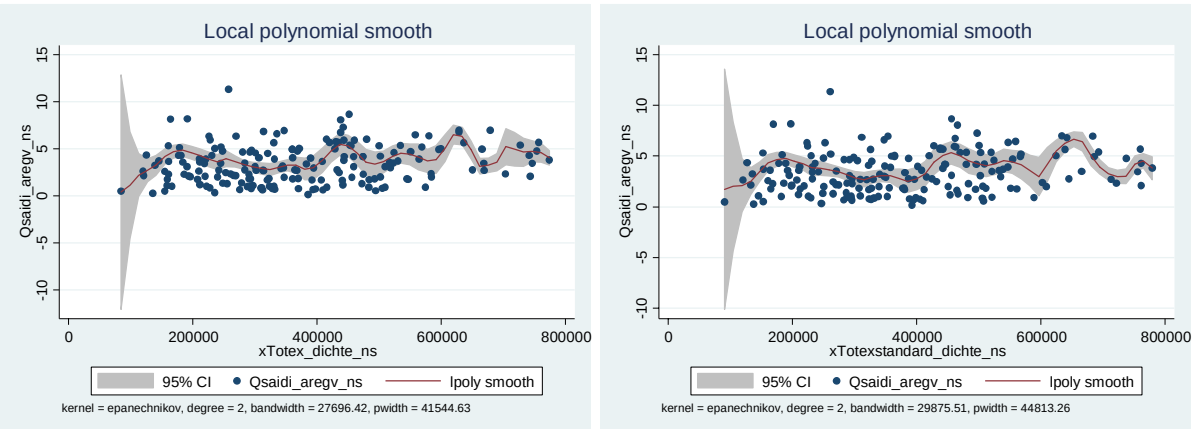


Abbildung 54: Bivariater Zusammenhang SAIDI und Gesamtkostendichte bzw. standardisierter Gesamtkostendichte; (a) Gesamtkostendichte; (b) standardisierter Gesamtkostendichte; beide im Jahr 2016 und gewichtet anhand der Letztverbraucheranzahl Niederspannung [aus Gründen der Darstellbarkeit bei Totex-Dichte=800.000 Euro/km² abgeschnitten]

Als letzter zu untersuchende Einflussvariable bleibt die Entropie als Homogenitätsmaß des Zersiedelungsgrades auf der Niederspannungsebene In Bezug auf die Interpretierbarkeit der Entropie sind die gleichen Einschränkungen wie im Haupttext gültig. Insbesondere liegen nur Daten für 2016 vor und die Regression in Bezug auf das gesamte Panel 2013 bis 2017 dient lediglich der Illustrierung.

Der Zusammenhang zwischen der Entropie und dem SAIDI ist ebenfalls nicht als systematisch einzustufen. Zwar findet sich der aus den ingenieurwissenschaftlichen Analysen abgeleitete positive Zusammenhang mit einem Wertebereich von ca. drei bis vier Kundenjahresausfallminuten. Bei dem horizontalen Vergleich der Konfidenzintervalle, die die Zuverlässigkeit der Schätzung zum 95% Vertrauenswahrscheinlichkeitsniveau anzeigen, können jedoch keine überlappungsfreien Intervalle festgestellt werden. Bei der längeren Zeitreihe ist zwar ein geringer Bereich eines steigenden Einflusses der Homogenität des Siedlungsgebiets auf die Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI zwischen 85 und 90% Entropie feststellbar, bei dem sich auch die Konfidenzintervalle nicht überlappen und der ebenfalls einen Wertebereich von drei bis vier Kundenjahresausfallminuten umspannt. Allerdings ist der Einfluss nicht monoton und fällt dann wieder leicht ab zwischen 90 und 96% und zudem aufgrund der Datenbasis, die lediglich für 2016 vorliegt, nur als illustrativ anzusehen. Die Gutachter kommen deshalb zu dem Schluss, dass die Funktion zum heutigen Tag (noch) nicht um den Faktor Entropie zu erweitern ist.

(a) (b)

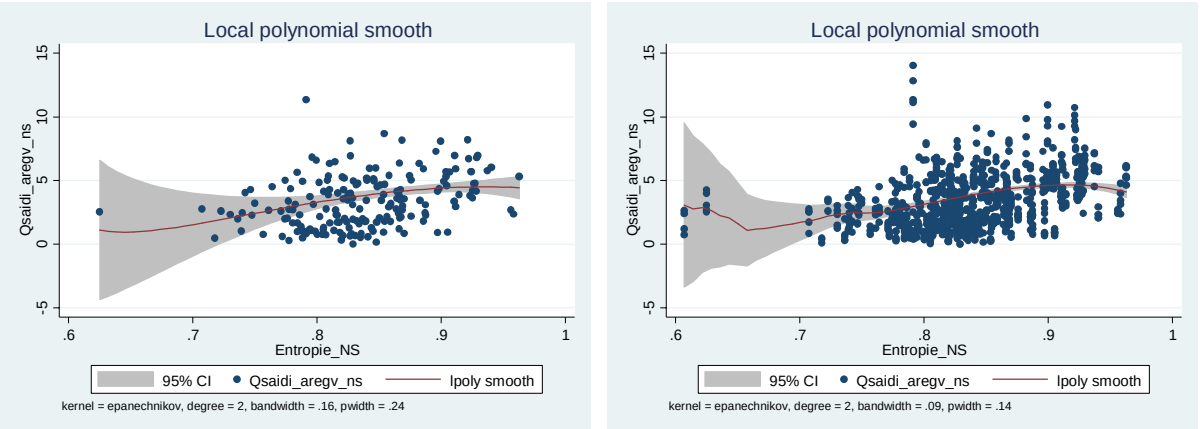


Abbildung 55: Bivariater Zusammenhang SAIDI und Entropie auf der Niederspannung; (a) Jahr 2016; (b) Jahre 2013 bis 2017; beide gewichtet anhand der Letztverbraucheranzahl Niederspannung [aus Gründen der Darstellbarkeit bei Totex-Dichte=800.000 Euro/km2 abgeschnitten

K. Ergebnisse multivariater Erweiterungen der Referenzfunktion

Dieser Abschnitt listet die Ergebnisse der multivariaten Erweiterungen der Modelle auf. Insbesondere sind hier die Ergebnisse in Bezug auf die Gesamtausgaben interessant, da diese in den bivariaten Analysen statistisch signifikante Ergebnisse gezeigt haben. Aufgrund dessen ist ein Modell mit Lastdichte und Gesamtausgaben in Erwägung zu ziehen. Aufgrund der unterschiedlichen Verfügbarkeit der Erklärungsvariablen variieren die Stichprobenumfänge der Regressionen und damit auch die Informationskriterienniveaus (und die Schätzwerte) der jeweiligen Basisregression.

Die Ergebnisse hinsichtlich der Erweiterung um die standardisierten Gesamtausgaben liefern jedoch keinen zusätzlichen Erklärungsgehalt gegenüber der Basisspezifikation, die lediglich die Lastdichte enthält.

$$ASIDI_i^{MS} = b + \frac{a}{(Lastdichte_i^{MS})^c} + \sum_{P=1}^{x} d_P * (Totexdichte_i^{MS})^P + \varepsilon_i$$

	(1) Qasidi_aregv_ms _mean	(2) Qasidi_aregv_ms _mean	(3) Qasidi_aregv_ms _mean	(4) Qasidi_aregv_ms _mean
a				
Constant	469.234	888.605	928.961	909.295
	(318)	(906)	(1014)	(928)
c				
Constant	0.853***	1.061***	1.076***	1.068***
	(.2)	(.32)	(.36)	(.34)
b				
Constant	5.686***	8.167***	8.378**	8.232*
	(1.4)	(2.7)	(3.7)	(4.9)
d				
Constant		-0.000	-0.000	-0.000
		(7.9e-06)	(.000024)	(.000071)
e				
Constant			0.000	-0.000
			(4.2e-11)	(3.2e-10)
f				
Constant				0.000
				(3.9e-16)
Observations	185	185	185	185
Adjusted R^2	0.410	0.411	0.411	0.412
AIC	1170.674	1171.195	1171.185	1171.183
BIC	1180.335	1184.077	1184.066	1184.064

Standard errors in parentheses
* $p < 0.1$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

Die Ergebnisse hinsichtlich der Erweiterung um die Erneuerbarenvariablen liefern ebenfalls keinen zusätzlichen Erklärungsgehalt gegenüber der Basisspezifikation. Spalte (2) enthält die Ergebnisse bezüglich der Erneuerbarenarbeitsdichte, Spalte (3) die Ergebnisse bezüglich der Erneuerbarenleistungsdichte.

$$ASIDI_{i,Jahr}^{MS} = b + \frac{a}{\left(Lastdichte_{i,Jahr}^{MS}\right)^c} + d * EE_{i,Jahr}^{MS} + \varepsilon_{i,Jahr}$$

	(1) Qasidi_aregv_ms _mean	(2) Qasidi_aregv_ms _mean	(3) Qasidi_aregv_ms _mean
a			

Constant	489.938**	442.555***	464.186***
	(194)	(169)	(177)
c			
Constant	0.885***	0.859***	0.871***
	(.12)	(.11)	(.11)
b			
Constant	5.940***	6.559***	6.761***
	(.71)	(.97)	(1)
d			
Constant		-0.000	-0.013
		(5.7e-06)	(.0081)
Observations	664	664	668
Adjusted R^2	0.422	0.427	0.426
AIC	4187.569	4182.047	4209.492
BIC	4201.063	4200.040	4227.509

Standard errors in parentheses
* $p < 0.1$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

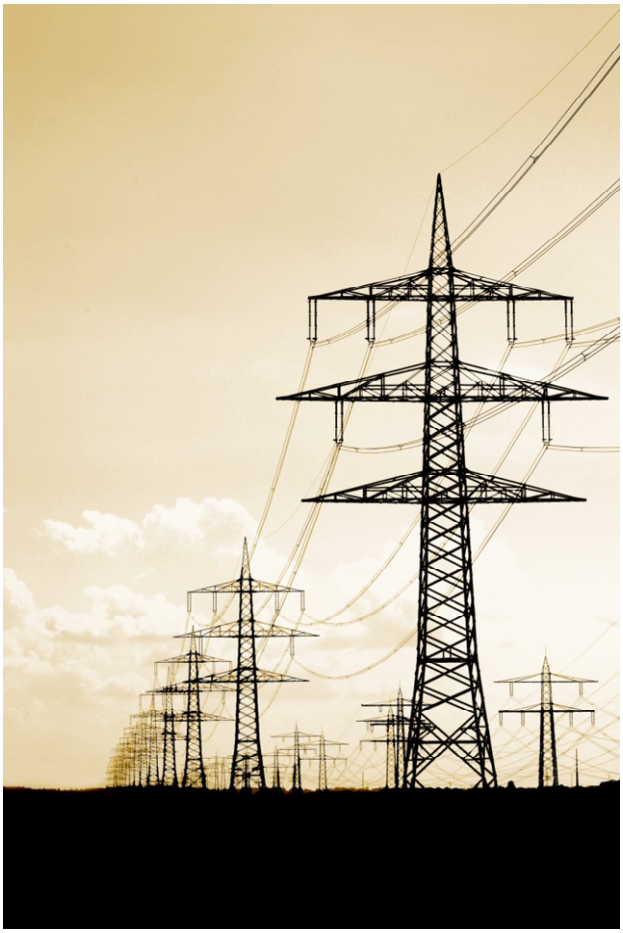
Die Ergebnisse hinsichtlich der Erweiterung um die Entropievariable liefert ebenfalls keinen zusätzlichen Erklärungsgehalt gegenüber der Basisspezifikation. Spalte (2) enthält die Ergebnisse bezüglich der quadratischen Spezifikation, Spalte (3) die Ergebnisse bezüglich der kubischen Spezifikation.

$$ASIDI_{i,Jahr}^{MS} = b + \frac{a}{\left(Lastdichte_{i,Jahr}^{MS}\right)^{c}} + \sum_{P=1}^{x} d_P * \left(Entropie_{i,Jahr}^{MS}\right)^{P} + \varepsilon_{i,Jahr}$$

	(1) Qasidi_aregv_ms _mean	(2) Qasidi_aregv_ms _mean	(3) Qasidi_aregv_ms _mean
a			
Constant	550.846***	706.834**	539.151***
	(211)	(300)	(206)
c			
Constant	0.922***	1.001***	0.909***
	(.11)	(.13)	(.11)
b			
Constant	6.067***	15.998***	45.029***
	(.61)	(2.7)	(9.3)
d			
Constant		-10.813***	-98.079***
		(2.7)	(28)
e			
Constant			60.739***
			(19)
Observations	875	875	875
Adjusted R^2	0.422	0.429	0.435
AIC	5519.418	5509.204	5502.053
BIC	5533.741	5528.301	5525.925

Standard errors in parentheses
* $p < 0.1$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

KOMPETENZ
IN ENERGIE



E-Bridge
Kompetenz in Energie