

**Gutachten zur Einführung einer
Qualitätsregulierung für österreichische
Stromnetzbetreiber zur dritten
Anreizregulierungsperiode**

Untersuchung im Auftrag der

**Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und
Erdgaswirtschaft (E-Control)**

Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Österreich

Abschlussbericht

18.04.2013

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

E-Mail info@consentec.de

www.consentec.de

Inhalt

1	Hintergrund und Zielsetzung	1
2	Konzeptionelle Aspekte	2
2.1	Einführung	2
2.2	Grundlegende Gestaltungsfragen	2
2.3	Kennzahlen	7
2.4	Referenzwerte	11
2.4.1	Einführung – 2 Ansätze	11
2.4.2	Vergleich beider Ansätze	12
2.4.3	Lösungsansatz	20
2.5	Toleranzband und Kappungsgrenzen	21
2.6	Monetarisierung	22
3	Quantitative Aspekte	26
3.1	Einführung	26
3.2	(Strukturelle) Einflüsse auf Versorgungszuverlässigkeit	26
3.3	Referenzwertbestimmung und Erlöswirkung	32
4	Zusammenfassung	38

1 Hintergrund und Zielsetzung

Im Zusammenhang mit den Folgen der Anreizregulierung wird häufig die grundsätzlich anerkannte Befürchtung geäußert, dass ein Regulierungsmodell ohne jegliche Berücksichtigung von Qualitätsaspekten Anreize zur Kostensenkung unter Inkaufnahme einer Vernachlässigung der Versorgungsqualität entfalten und somit unter Umständen zu einer inakzeptablen Qualitätsverschlechterung führen kann. Um dieser Befürchtung zu begegnen wird im europäischen Ausland vielfach ergänzend ein Instrument zur expliziten Berücksichtigung der Versorgungsqualität vorgesehen.

Der österreichische Regulierungsrahmen für Stromverteilernetzbetreiber sieht bislang allerdings keine Instrumente für die explizite Regulierung der Versorgungsqualität – insbesondere der Kontinuität (Zuverlässigkeit) der Versorgung – vor, da hierfür im Rahmen der Vorbereitung der ersten wie auch der zweiten, zur Zeit laufenden Anreizregulierungsperiode die gesetzliche Grundlage fehlte. Mit Inkrafttreten der EIWOG-Novelle 2010 wurde diese Grundlage jedoch geschaffen, so dass es nun grundsätzlich möglich wäre, eine Qualitätsregulierung einzuführen, wenngleich die Anforderung einer verpflichteten Einführung aus dem § 59 Abs 1 EIWOG 2010 nicht abgeleitet werden kann.

In diesem Zusammenhang hat E-Control uns im Frühjahr 2012 mit einer gutachterlichen Unterstützung bei der Konzeption und Parametrierung eines geeigneten Instruments für die Qualitätsregulierung beauftragt und in Bezug auf die wesentlichen Gestaltungsaspekte angefragt, auf die Erfahrungen bei der Einführung einer entsprechenden Qualitätsregulierung in Deutschland zurückzugreifen.

Daher bestand ein wesentlicher Baustein des Gutachtens in der Durchführung quantitativer Untersuchungen zur Parametrierung eines solchen Q-Elements für die österreichischen Netzbetreiber. Daneben hat E-Control aber auch die Bearbeitung und Dokumentation einiger konzeptioneller Aspekte der Qualitätsregulierung gewünscht. Wie sich im Laufe des Projekts herausgestellt hat, sind einzelne Elemente des in Deutschland umgesetzten Ansatzes nicht ohne weiteres auf die österreichische Situation übertragbar. Dies betrifft insbesondere die Frage der Bestimmung von Referenzwerten, die als Bezugsgröße bei der Beurteilung der Qualität verwendet werden.

Die wesentlichen Ergebnisse unserer Arbeiten sind im vorliegenden Bericht dokumentiert.

2 Konzeptionelle Aspekte

2.1 Einführung

Grundlegende Gestaltungsfragen des Q-Elements wie etwa die Möglichkeit positiver wie negativer Erlöswirkungen in Abhängigkeit von Referenzwerten (Bonus-Malus-System) und die Zielsetzung einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung des Qualitäts-Kosten-Verhältnisses werden im Rahmen dieses Gutachtens diskutiert. Eine insgesamt erlösneutrale Ausgestaltung des Q-Elements über die gesamte Branche wurde – in Anlehnung an die Systematik des Q-Elements in Deutschland – von E-Control als wünschenswertes Kriterium identifiziert und wird im Gutachten kurz begründet (Abschnitt 2.2).

Die bei der Konzeption eines solchen Q-Elements zu berücksichtigenden Aspekte lassen sich in die Bereiche Kennzahlen (Abschnitt 2.3), Referenzwerte (Abschnitt 2.4), Toleranzband und Kappungsgrenzen (Abschnitt 2.5) sowie Monetarisierung (Abschnitt 2.6) einteilen.

2.2 Grundlegende Gestaltungsfragen

Regulierungsinstrumente, die eine Verbindung zwischen den Erlösvorgaben für einen Netzbetreiber und dem Niveau eines betrachteten Qualitätsmerkmals in seinem Netz schaffen, können, je nach Zielsetzungen, unterschiedlich gestaltet sein. Die Ansätze lassen sich grob in drei Grundmodelle einteilen:

- Zielgrößen für die Netzzuverlässigkeit können als verbindliche **Mindeststandards** vorgegeben werden, deren Verletzung durch Pönalen sanktioniert wird. Denkbar sind zum Beispiel Maximalwerte für die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit oder andere Kenngrößen in einem Netz. Da dieser Ansatz nur Strafzahlungen für zu geringe Qualität vorsieht, jedoch keine Belohnung für eine Übererfüllung der Standards, wirkt er insgesamt erlösreduzierend oder bestenfalls erlösneutral. Eine wesentliche Schwierigkeit dieses Modells besteht in der Anforderung an die Regulierungsbehörde, konkrete Zielwerte für Zuverlässigkeitskenngrößen festzulegen und somit die Frage nach dem „richtigen“ Zuverlässigkeitsniveau selbst zu beantworten. Daneben ist fraglich, ob der Ansatz ausreichend starke monetäre Ansätze setzen und gleichzeitig gegenüber der unvermeidlichen Volatilität von Zuverlässigkeitskenngrößen hinreichend robust sein kann.

- Um der einseitigen negativen Sanktionierung zu entgehen, könnte eine erlösseitige Honorierung bzw. Pönalisierung von **Qualitätsänderungen** erwogen werden. Die monetäre Bewertung erfolgt dabei durch Erlöszu- oder -abschläge in Abhängigkeit davon, in welche Richtung und wie stark sich die Zuverlässigkeitskenngrößen eines Netzbetreibers von einem Betrachtungszeitraum (zum Beispiel einem Jahr) zum nächsten ändern. Auch dies setzt eine Festlegung konkreter Zielvorgaben durch die Regulierungsbehörde voraus, verbunden mit den oben erwähnten Schwierigkeiten. Dieser Ansatz kann fraglos starke Anreize zur Änderung des Qualitätsniveaus hin zu den Zielvorgaben vermitteln und wird daher insbesondere in Ländern mit einem im Ausgangszustand stark unbefriedigenden Zuverlässigkeitsniveau angewendet. Sobald jedoch Netzbetreiber die Zielvorgaben übererfüllt haben, können fragwürdige Ergebnisse wie die Belohnung einer bewussten Zuverlässigkeitsverschlechterung auftreten. Zudem können widersprüchliche Anreize entstehen, wenn gleichzeitig Zielvorgaben gelten und monetäre Bewertungen der Änderungsschritte vorgenommen werden. So kann das betriebswirtschaftlich optimale Niveau für einen Netzbetreiber unterhalb der Zielvorgabe liegen.
- Das dritte Grundmodell verzichtet auf die Festlegung konkreter Zielvorgaben. Statt einer Sanktionierung der Nicht-Erfüllung von Mindeststandards oder einer Honorierung von Änderungsschritten hin zu Zielvorgaben werden Erlöszu- oder -abschläge hierbei in Abhängigkeit vom erreichten **Qualitätsniveau** ermittelt. Dieser Ansatz erfordert die Festlegung von Referenzwerten: Bei Überschreitung der Referenzwerte werden die Erlösvorgaben erhöht, bei Unterschreitung abgesenkt. Die Referenzwerte sind jedoch nicht als Zielvorgaben aufzufassen, sondern als Rechengrößen, die in erster Linie die Erlöswirkung dieses Regulierungsinstruments in der Gesamtheit der Netzbetreiber bestimmen, nicht jedoch die Anreizwirkung für den einzelnen Netzbetreiber. Diese wird vielmehr durch die monetären Bewertungsfaktoren, das heißt die *Qualitätspreise* oder *Anreizraten* bestimmt, mit denen die Abweichungen der Zuverlässigkeitskenngrößen eines Netzbetreibers von den Referenzwerten bewertet werden. Dieses Modell eröffnet Spielraum für eine integrierte Kosten- und Qualitätsoptimierung durch den einzelnen Netzbetreiber. Das Optimum muss dabei keineswegs mit dem Referenzwert übereinstimmen und auch nicht im Vorhinein von der Regulierungsbehörde ermittelt werden. Vielmehr ermöglicht das Modell langfristig eine Entwicklung hin zum gesamtwirtschaftlich optimalen Qualitätsniveau, bei dem die netzseitigen Grenzkosten dem kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen. Diese Entwicklung setzt voraus, dass die Qualitätspreise in Höhe des

kundenseitig empfundenen Wertes der Qualität angesetzt werden, was ebenfalls hohe Ansprüche an die Parametrierung durch die Regulierungsbehörde stellt, die aber einfacher zu erfüllen sind als die Bestimmung optimaler Zielvorgaben für Qualitätskenngrößen.

Nach Ansicht der Gutachter ist das dritte Modell (das dem in Deutschland eingeführten Modell entspricht) unter der auch in Österreich gegebenen Voraussetzung eines bereits hohen Zuverlässigkeitsniveaus, das zumindest im Durchschnitt keine erheblichen Anstrengungen zur Qualitätsverbesserung mit entsprechender Kostenwirkung rechtfertigt, am besten geeignet. Es erfordert keine Festlegung individueller Zielvorgaben und eröffnet den Netzbetreibern Optimierungsspielräume, innerhalb derer das jeweils optimale Niveau angestrebt werden kann.

Für die Referenzwert-Bestimmung sind bei diesem dritten Modell verschiedene Ansätze denkbar. Im Rahmen des vorliegenden Gutachtens haben wir insbesondere zwei Ansätze betrachtet. Bei dem einen Ansatz (der dem in Deutschland eingeführten Modell zu Grunde liegt) werden die Referenzwerte als gewichtete Durchschnittswerte über alle Netzbetreiber und unter Einbeziehung von Strukturmerkmalen (beispielsweise der Last- oder Anschlussdichte) ermittelt. Bei dem anderen Ansatz wird der Referenzwert jedes Unternehmens anhand des im Ausgangsjahr vorhandenen individuellen Qualitätsniveaus bestimmt. Weitere Ausführungen und eine Diskussion der Vor- und Nachteile dieser beiden Ansätze finden sich in Abschnitt 2.4.

Referenzwerte erlauben (im Gegensatz zu festen Zielvorgaben) gezielt eine Über- oder Unterschreitung gleichwertig zu anderen Optimierungsüberlegungen der Netzbetreiber. Eine Vermischung der Begriffe und Bedeutungen von Zielwerten und Referenzwerten als Kennzahlvorgabe wird in Diskussionen um die praktische Umsetzung auftreten, möglicherweise bis hin zu dem Fehlverständnis, dass ein Referenzwert eine zwingend einzuhaltende Zielvorgabe wäre. Diskussionsbedarf kann insbesondere bei der Unterschreitung von Kennzahlvorgaben nicht völlig vermieden werden, wenn in der unternehmensinternen Entscheidungsfindung oder in der öffentlichen Diskussion, ggf. auch mit öffentlichen Einrichtungen oder Mandatsträgern, das Qualitätsniveau in einer Region oder eines Netzbetreibers beobachtet, dokumentiert und bewertet wird. Über- oder Unterschreitungen der Referenzwerte, die durch strukturelle Unterschiede begründet und damit auch gerechtfertigt sind, sollten bei der Ermittlung von gewichteten Durchschnittswerten als Kennzahlvorgabe berücksichtigt werden.

Darüber hinaus können Über- oder Unterschreitungen der Referenzwerte heute wie zukünftig in unternehmerischen Entscheidungen der Vergangenheit oder Gegenwart begründet sein.

Solche Abweichungen sind per se nicht zu beanstanden, sondern sollen in einer anreizorientierten Qualitätsregulierung gerade ermöglicht und durch einen unternehmerischen Optimierungsprozess gezielt erreicht werden. Die Anreizwirkung beruht ausschließlich auf der Höhe der Steigung der Qualitäts-Erlös-Funktion, die als Qualitätspreis, Monetarisierungsfaktor oder Anreizrate verstanden oder bezeichnet werden kann (näheres hierzu findet sich in Abschnitt 2.6). Dies verdeutlicht die nachstehende Darstellung in Bild 2.1.

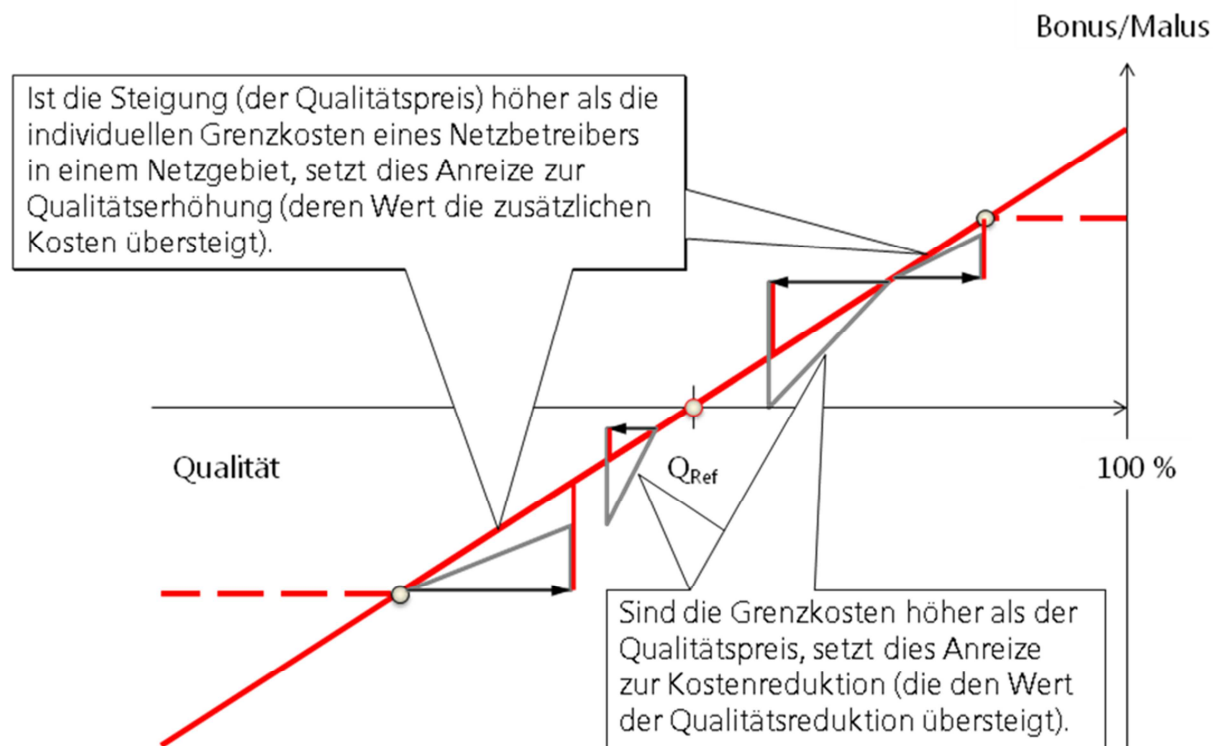


Bild 2.1: Anreizwirkung der Steigung der Qualitäts-Erlös-Funktion (schematisch)

In den in der Legende links oben gekennzeichneten Fällen ist die Steigung der roten Qualitäts-Erlös-Funktion (gleichbedeutend der Anreizrate oder dem Qualitätspreis) höher als die individuellen Grenzkosten eines Netzbetreibers in einem Netzgebiet (graue Dreiecke). Bei Durchführung einer Maßnahme entstehen ihm dadurch Mehrerlöse, die die Kosten der Maßnahme übersteigen, so dass der Anreiz wirkt, die Maßnahme der Qualitätserhöhung durchzuführen; dies ist auch volkswirtschaftlich sinnvoll, weil der Wert der Qualitätserhöhung die zusätzlichen Kosten übersteigt.

In den in der Legende unten rechts gekennzeichneten Fällen liegen hingegen die Kosten einer Maßnahme höher als die Zusatzerlöse für den Netzbetreiber (entsprechend dem Wert der Qualitätsverbesserung), so dass die Durchführung der Maßnahme weder einzelwirtschaftlich für den Netzbetreiber noch gesamtwirtschaftlich sinnvoll ist.

An diesen Anreizwirkungen ändert eine unterschiedliche Bestimmung des Referenzwertes, also eine Verschiebung des Nulldurchgangs der Erlös-Qualitäts-Funktion nichts, denn die Verhältnisse zwischen den jeweiligen Grenzkosten und den Grenzerlösen werden nur durch die Steigung (also Anreizrate oder Qualitätspreis) bestimmt und durch eine Veränderung des Referenzwertes nicht beeinflusst. Sie sind auch nicht abhängig von der aktuellen Qualität des Netzbetreibers, also der Lage seines Qualitätswertes entlang der Ordinate. Bei Über- oder Unterschreitung des Referenzwertes (und damit bei insgesamt entstehenden Mehr- oder Mindererlösen eines Netzbetreibers) kann bei Durchführung einer kostengünstigen Maßnahme ein Erlöszuwachs durch eine Qualitätsverbesserung erzielt werden.

Damit kommt der Monetarisierung (also der Bestimmung von Qualitätspreis oder Anreizrate aus Sicht der Kunden) eine wesentliche Bedeutung für die Anreizwirkung zu. Aus Sicht des Netzbetreibers kommt der Ermittlung der Grenzkosten der Qualitätsbereitstellung die gleiche Bedeutung zu, um die Qualität dem Anreizsystem entsprechend zu optimieren. Diese Grenzkosten sind stets von den individuellen Verhältnissen abhängig, zum Beispiel von gebietsstrukturellen Gegebenheiten, der individuellen Netzkonfiguration und der bestehenden Qualität, so dass die Festlegung eines allgemeingültigen Qualitätsniveaus ohne Betrachtung des Einzelfalls nicht erfolgen kann und soll. Der Qualitätspreis aus Sicht der Kunden ist hingegen zunächst – mangels Differenzierungsmöglichkeiten – einheitlich zu bestimmen, was gegenüber dem heutigen Zustand (Qualitätspreis null) eine deutliche Verbesserung darstellen würde. Eine detaillierte Erfassungsmethodik der Kundensicht, beispielsweise in Form einer Kundenbefragung, sollte nach Möglichkeit künftig entwickelt werden, um eine differenziertere Erfassung der Qualitätsbewertung bei unterschiedlichen Kundengruppen zu ermöglichen, die dann in gewissem Umfang auch eine mittelbare Wirkung gebietsstruktureller Merkmale auf die Qualitätsbewertung mit sich bringen können. Dies ist dann zu erwarten, wenn in bestimmten Gebieten solche Kundengruppen besonders stark vertreten sind, die eine ausgeprägte (hohe oder niedrige) Wertschätzung der Versorgungszuverlässigkeit aufweisen.

2.3 Kennzahlen

DISQUAL-Kenngröße

Zur Beschreibung und Bewertung der Zuverlässigkeit werden verschiedene Kenngrößen herangezogen. International üblich sind dabei die sogenannten DISQUAL-Kenngrößen¹. Diese Kenngrößen werden als Durchschnittskenngrößen über die innerhalb des Betrachtungszeitraums von üblicherweise einem Jahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen berechnet. Zur Durchschnittsberechnung wird dabei als Bezugsgröße entweder die Anzahl betroffener Kunden oder eine als Kundenäquivalent dienende Größe, wie z. B. die installierte Transformatorleistung verwendet.

So unterscheidet der IEEE-Standard 1366-2003 bei der Nichtverfügbarkeit je nach Wahl der Bezugsgröße die Kennzahlen System Average Interruption Duration Index SAIDI (bei Bezug auf die versorgte Kundenanzahl) und Average System Interruption Duration Index ASIDI (bei Bezug auf die gespeiste installierte Bemessungsscheinleistung der Transformatoren).

Die in Österreich seit vielen Jahren erhobenen und durch E-Control ausgewerteten Daten erlauben eine Berechnung der auf die installierte Leistung der Transformatoren bezogenen Kenngrößen. Eine Berechnung der auf die Kundenzahl bezogenen Kenngrößen ist hingegen nicht ohne weiteres möglich, da die Zahl der von einer Versorgungsunterbrechung betroffenen Kunden nicht in den bisher E-Control vorliegenden Daten enthalten ist und zudem von den Netzbetreibern üblicherweise auch gar nicht im einzelnen erfasst wird.

Die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit kann und sollte somit anhand von Kenngrößen erfolgen, die auf die installierte Transformatorleistung bezogen sind. In der Grundvariante

¹ DISQUAL: Distribution Study Committee, UNIPED Group of Experts 50.05.DISQUAL, Availability of Supply Indices. UNIPED, Ref. 05005Ren9733, Paris, 1997.

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

des Q-Elements sollte die kumulierte Dauer der Versorgungsunterbrechungen (genauer: Nichtverfügbarkeiten) herangezogen und in Form ASIDI² parametrisiert werden.

Weitere Kenngrößen wie die DISQUAL-Kenngrößen ASIFI³ und CAIDI⁴ sollten in der Grundvariante zunächst nicht verwendet werden, da – zumindest auf kürzere Sicht – auch die Häufigkeit der Versorgungsunterbrechungen durch die Kenngröße ASIDI mit abgedeckt wird. Denn jede (auch kurze) Versorgungsunterbrechung wird nicht nur durch ASIFI erfasst, sondern trägt auch zu einem höheren ASIDI bei.

Eine gezielte Einflussnahme des Netzbetreibers auf das Störungsgeschehen mit dem Ziel, eher kurze als lange VU aufzuweisen, ist bei einer Nichtberücksichtigung der Versorgungsunterbrechungshäufigkeit kurzfristig nicht zu erwarten, da keine technische Maßnahme erkennbar ist, die einen solchen Effekt mit deutlichen Kostenvorteilen für den Netzbetreiber kombinieren würde. Langfristig ist dies allerdings anders zu betrachten, da durch längerfristig zurückhaltende Ersatzinvestitionen und geringere Wartung und Instandhaltung das Auftreten von Störungen und in deren Folge auch die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen zunehmen könnte, deren Dauer dann wiederum durch andere Maßnahmen des Netzbetreibers begrenzt werden könnten. Daher sollte auf längere Sicht ASIFI in den Kreis der verwendeten Kenngrößen aufgenommen werden. Bei all diesen Betrachtungen handelt es sich jedoch nicht um Kurzunterbrechungen, da auch ASIFI nur solche Unterbrechungen erfasst, die die Mindestdauer für die Erfassung (heute drei Minuten) erreichen.

Ferner sollte danach unterschieden werden, ob eine Versorgungsunterbrechung mit oder ohne Ankündigung gegenüber den betroffenen Letztverbrauchern vorliegt.

² Die Nichtverfügbarkeit ASIDI beschreibt allgemein die mittlere kumulierte Dauer von Versorgungsunterbrechungen für einen Kunden in einem definierten Zeitraum, üblicherweise ein Jahr. Für die Berechnung wird die Summe aller Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen im Betrachtungszeitraum, gewichtet mit der installierten Bemessungsscheinleistung (der Transformatoren) der von der Versorgungsunterbrechung betroffenen Netzanschlüsse, durch die Summe der Bemessungsscheinleistung aller Netzanschlüsse dividiert.

³ Der System Average Interruption Frequency Index SAIFI bzw. ASIFI beschreibt die Unterbrechungshäufigkeit als die mittlere Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen für einen Kunden in einem definierten Zeitraum, üblicherweise ein Jahr.

⁴ Der Customer Average Interruption Duration Index CAIDI beschreibt die Unterbrechungsdauer als die mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen in einem definierten Zeitraum, üblicherweise ein Jahr.

Netzebenen

Die Grundvariante sollte sich auf die Verwendung entsprechender Werte für die MS-Ebene (mit Ursache von Versorgungsunterbrechungen in den Netzebenen 4 und 5) beschränken. Die bisherige Datenerfassung lässt es derzeit nicht zu, ASIDI-Werte für die Netzebenen 6 und 7 zu berechnen. Eine Ausdehnung des Q-Elements auf NS-Netze sollte zu einem späteren Zeitpunkt erwogen werden, sofern absehbar ist, dass die NS-Ebene einen nicht vernachlässigbaren Anteil an der Gesamt-Unzuverlässigkeit hat.

Die Erwägung kann jedoch erst nach dem Vorliegen einer geeigneten Datenbasis getroffen werden, weshalb die Erfassungsmethodik im Rahmen der Ausfalls- und Störstatistik (ASS) zunächst in einem ersten Schritt auszuweiten wäre. Eine solche Ausweitung der Erfassung könnte sich im Zusammenhang mit der verpflichtenden Einführung von Smart-Metern anbieten, da davon auszugehen ist, dass die für eine solche Ausdehnung der Störungserfassung erforderlichen Daten (Zeitpunkt des Auftretens und Dauer einer Versorgungsunterbrechung/Spannungslosigkeit) dann ohnehin automatisch erfasst werden. Dies würde es dann auch ermöglichen, bei Bedarf die zunächst leistungsgewichteten Kenngrößen (ASIDI – s.o.) durch kundenzahlgewichtete Kenngrößen (SAIDI) zu ersetzen.

Dauer und Ursachen von Versorgungsunterbrechungen

Wie bereits erwähnt, werden Versorgungsunterbrechungen bislang einheitlich *ab drei Minuten* Unterbrechungsdauer erfasst. Dies soll auch für die Einführung der Grundvariante unverändert beibehalten werden. (Mittelfristig kann und sollte darüber nachgedacht werden, die Erfassung auch auf Versorgungsunterbrechungen mit kürzerer Dauer zu erstrecken; auch hier bietet sich an, eine solche Ausdehnung im Zuge der Einführung von Smart-Metern in Erwägung zu ziehen.) Dabei sind Versorgungsunterbrechungen für die Ermittlung des Q-Elements nach ihren Ursachen und der Sphäre ihres Entstehens abzugrenzen:

- Versorgungsunterbrechungen infolge Naturkatastrophen sollten nicht berücksichtigt werden. Eine Vermeidung solcher Versorgungsunterbrechungen ist je nach Ereignis entweder gar nicht oder nur unter einem unverhältnismäßigem Aufwand möglich.
- Ferner sollten Versorgungsunterbrechungen, die an „Major Event Days“ auftreten, ebenfalls nicht berücksichtigt werden. Wenngleich Versorgungsunterbrechungen aufgrund höherer Gewalt (z. B. Sturm) grundsätzlich zumindest teilweise vermeidbar sind (z. B. durch

Verkabelung), werden solche Ereignisse üblicherweise nicht bei der Netzauslegung berücksichtigt. Zu beachten ist, dass Naturkatastrophen in den Bundesländern und Netzgebieten unterschiedlich gehandhabt werden.

- Versorgungsunterbrechungen (VU) mit und ohne vorherige Ankündigung sollten differenziert werden, da davon auszugehen ist, dass die kundenseitigen Nutzeinbußen davon abhängen, ob eine VU vorab bekannt ist. Konkret wird vorgeschlagen zu differenzieren nach (s. a. Abschnitt 2.6):
 - ungeplanten (und damit zwangsläufig) unangekündigten VU
 - geplanten VU, die auch angekündigt werden sollten
 - „einvernehmlich“ geplanten VU
- Versorgungsunterbrechungen sind demjenigen Netzbetreiber und der entsprechenden Netzebene zuzuordnen, bei dem/in der ihre Ursache liegt.⁵
- Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Zählerwechseln sollten nicht berücksichtigt werden.

Durch die Nicht-Berücksichtigung von Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Zählerwechseln werden verzerrende Effekte ausgeschlossen, die ansonsten auftreten könnten. Solche Verzerrungen würden z. B. entstehen, wenn im Rahmen der Einführung von Smart Metern eine hohe Anzahl von Zählerwechseln durchgeführt würde und ein dadurch verursachter Anstieg der Versorgungsunterbrechungen im betroffenen Netzgebiet als Qualitätsverschlechterung gewertet werden würde.

⁵ Die Versorgungsunterbrechungen werden nur in der Netzebene ihres Entstehens berücksichtigt, das heißt in anderen Netzebenen, bei anderen Netzbetreibern oder durch Fehler in Kundenanlagen hervorgerufene Versorgungsunterbrechungen bleiben außer Betracht.

2.4 Referenzwerte

2.4.1 Einführung - 2 Ansätze

Wie bereits in Abschnitt 2.2 erwähnt, wurden im Verlauf des Projektes zwei verschiedene Ansätze zur Bestimmung der Referenzwerte betrachtet:

- Ansatz „Strukturabhängigkeit“: Bei diesem in Bild 2.2 dargestellten Ansatz (der dem in Deutschland eingeführten Q-Element zu Grunde liegt) werden die Referenzwerte in Abhängigkeit von der individuellen Versorgungsstruktur gemessen an der Lastdichte als dem derzeit bestgeeigneten Strukturparameter (siehe Abschnitt 3.2) bestimmt. Der Verlauf der Funktion zur Bestimmung der Referenzwerte wird dabei am branchenweiten gewichteten Durchschnitt orientiert, das heißt die Funktionsparameter werden derart bestimmt, dass die sich letztlich insgesamt ergebende Erlöswirkung über alle Netzbetreiber (näherungsweise) neutral ausfällt. Die so bestimmten Referenzwerte hängen nur zum Teil von der individuellen Qualität des jeweiligen Netzbetreibers ab und zwar im Ausmaß des Beitrags der Qualität des individuellen Netzbetreibers zum gewichteten Branchendurchschnitt.
- Ansatz „individuelle Historie“: Bei diesem in Bild 2.3 dargestellten Ansatz werden die Referenzwerte ausschließlich anhand der individuellen Zuverlässigkeit(s)historie bestimmt. Jedem Netzbetreiber wird (im Ausgangsjahr) ein Referenzwert zugeordnet, der exakt seinem Istwert (oder dem Durchschnitt der Istwerte der letzten Jahre) entspricht. Erlösneutralität ist somit im Ausgangsjahr für jeden einzelnen Netzbetreiber und damit auch insgesamt gegeben.

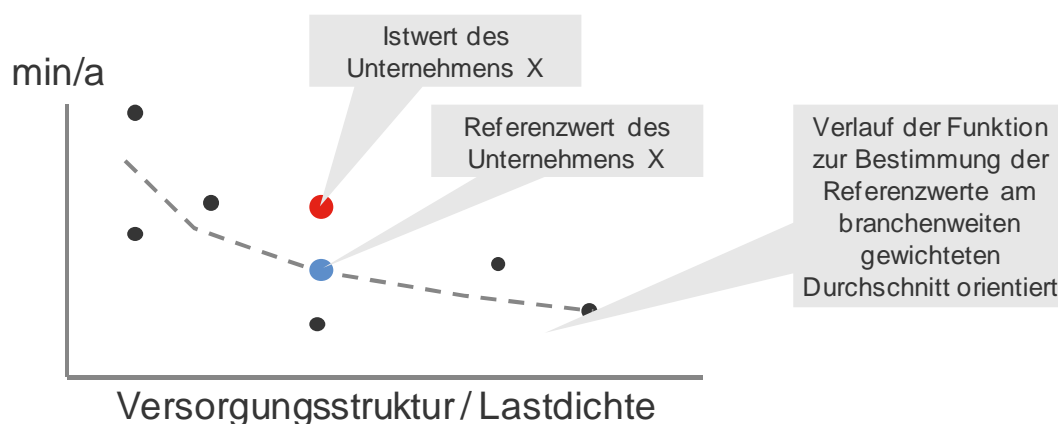


Bild 2.2 Ansatz „Strukturabhängigkeit“

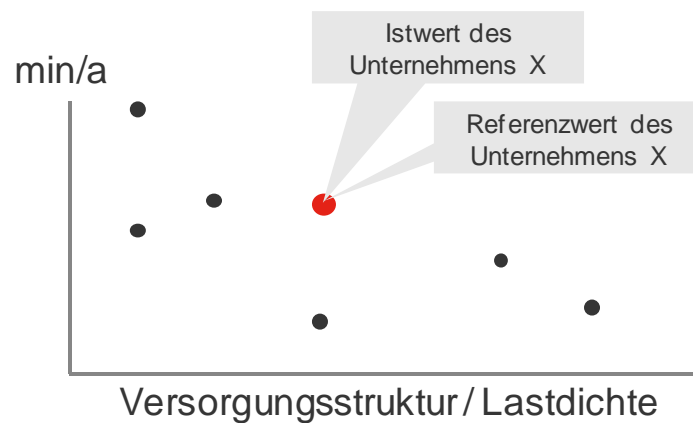


Bild 2.3 Ansatz „individuelle Historie“

2.4.2 Vergleich beider Ansätze

Der Vergleich der beiden Ansätze erfordert die Betrachtung folgender drei in Bild 2.4 dargestellter Elemente:

- Berücksichtigung der Historie
- Wirkungen zum Zeitpunkt der Einführung des Q-Elements und in naher Zukunft (z. B. 1 Regulierungsperiode)
- Zyklus und Wirkungen einer Aktualisierung der Referenzwerte (z. B. nach 1 oder 2 Regulierungsperioden)

Ferner sind bei der vergleichenden Beurteilung jeweils sowohl die Anreizwirkungen aus Netzbetreibersicht (Erlöswirkung) als auch die Wirkungen aus Kundensicht (Tarifwirkung) zu betrachten.

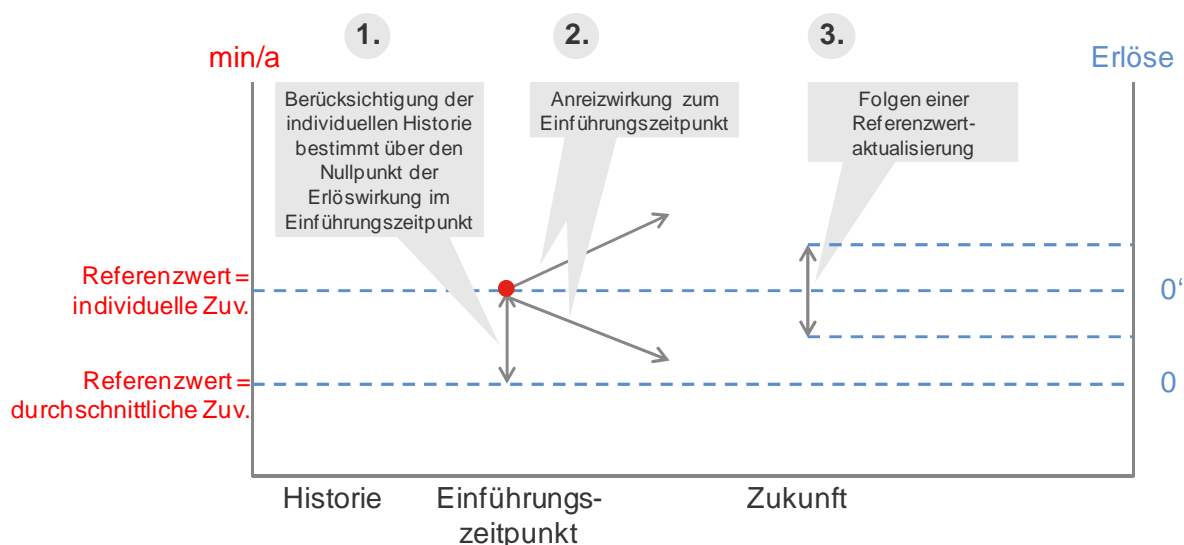


Bild 2.4 Übersicht über Betrachtungsbereiche zur Beurteilung verschiedener Ansätze zur Referenzwertbestimmung

Berücksichtigung der Historie

Bei der Berücksichtigung der Historie ist zu beurteilen, welche Wirkung mit dem bis zum Zeitpunkt der Einführung des Q-Elements erreichten Zuverlässigkeitsniveau verbunden ist.

Bei dem Ansatz „Strukturabhängigkeit“ (Bild 2.5) hat die Zuverlässigkeitshistorie einen Einfluss auf die Höhe der durch das Q-Element im Einführungszeitpunkt bestimmten Erlöse. Unternehmen mit einer im Vergleich zum – am Durchschnitt orientierten strukturell bereinigten Referenzwert – hohen Zuverlässigkeit erhalten einen Erlöszuschlag und Unternehmen mit einer vglw. niedrigen Zuverlässigkeit entsprechend einen Erlösabschlag. Somit ist dieser Ansatz prinzipiell dafür geeignet, einen zumindest teilweisen Ausgleich zu schaffen für Zuverlässigkeitsbedingte Kostenunterschiede (die bei der Effizienzbeurteilung nicht abgebildet werden). Die wesentliche Herausforderung dieses Ansatzes besteht insbesondere in Österreich in Anbetracht der vglw. geringen Zahl von Unternehmen bei gleichzeitig vglw. großer Spreizung der Zuverlässigkeitshistorie in einer sachgerechten Referenzwertbestimmung.

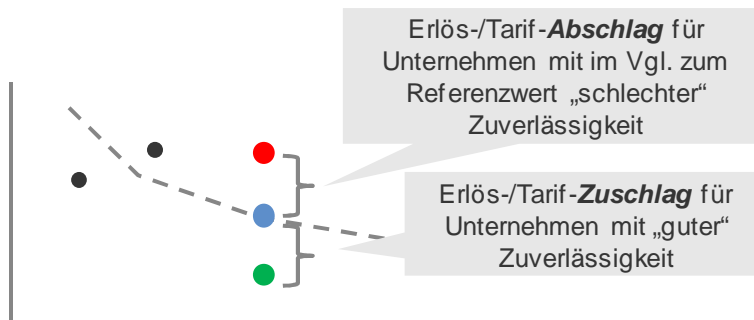


Bild 2.5 Wirkung der Zuverlässigkeitshistorie beim Ansatz „Strukturabhängigkeit“

Bei dem Ansatz „individuelle Historie“ (Bild 2.6) ist demgegenüber die Referenzwertbestimmung ansatzinhärent sehr einfach. Die Zuverlässigkeitshistorie hat (zum Zeitpunkt der Einführung des Q-Elements) keinerlei Einfluss auf die Erlöse, da die Historie selbst den Referenzwert zum Einführungszeitpunkt determiniert. Somit ergibt sich bei diesem Ansatz auch kein Ausgleich für etwaige Kostenunterschiede (im Ausgangsjahr), die auf Zuverlässigkeitsunterschiede zurückzuführen sind.

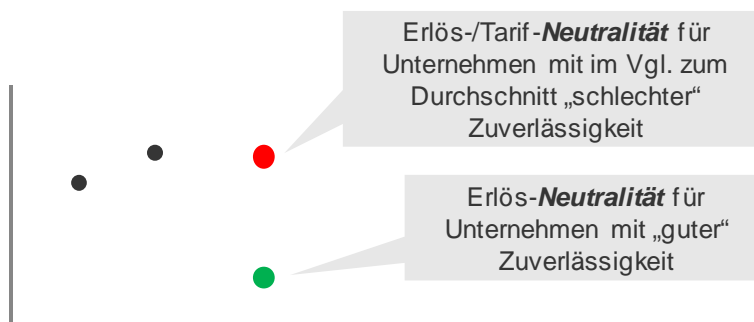


Bild 2.6 Wirkung der Zuverlässigkeitshistorie beim Ansatz „individuelle Historie“

Verteilungs-/Tarifwirkungen zum Einführungszeitpunkt

Beim Ansatz „Strukturabhängigkeit“ gleichen sich (sofern – wie empfohlen – die Referenzwertbestimmung am gewichteten Durchschnitt orientiert ist) die Erlöszu- und -abschläge über alle Unternehmen aus. Dabei gibt es keine Transferzahlungen der Unternehmen untereinander, sondern die Erlösveränderungen werden über entsprechende unternehmensindividuelle (von der Relation der Istzuverlässigkeit zum Referenzwert abhängige) Tarifveränderungen realisiert. Über das Q-Element ermittelte Erlöszuschläge bei Unternehmen mit überdurchschnittlicher Zuverlässigkeit führen zu entsprechenden Tarifsteigerungen, und umgekehrt führen Erlösabschläge bei unterdurchschnittlicher Zuverlässigkeit zu entsprechenden Ta-

rifsenkungen. Somit führt dieser Ansatz dazu, dass Netzkunden von Unternehmen mit hoher Zuverlässigkeit höhere Netztarife zahlen als solche von Unternehmen mit niedriger Zuverlässigkeit. Folglich kann dieser Ansatz einen wichtigen Beitrag zu leistungsgerechten Tarifen leisten, sofern Zuverlässigkeit als Leistungsmerkmal angesehen wird, was aus unserer Sicht sachgerecht wäre.

Der Ansatz „individuelle Historie“ entfaltet anfänglich keinerlei Erlöswirkung, da der Referenzwert jedes Unternehmens gleich seinem Istwert ist. Somit zahlen Kunden von strukturell vergleichbaren Unternehmen mit niedriger Zuverlässigkeit genau so hohe Netztarife wie solche von Unternehmen mit hoher Zuverlässigkeit (sofern nicht andere außerhalb des Q-Elements zu findende Gründe zu unterschiedlich hohen Netztarifen führen).

Sofern die beobachteten Zuverlässigkeitskennzahlen zwischen den Netzbetreibern nicht gänzlich durch strukturelle Unterschiede erklärbar sind (wovon auszugehen ist), stellt sich insbesondere aus Kundensicht als auch aus Unternehmenssicht die Frage der Verteilungsgerechtigkeit beim Ansatz der „individuellen Historie“ im Einführungszeitpunkt. Unternehmen mit vergleichbar geringer Versorgungszuverlässigkeit könnten ihre jeweiligen Kennzahlen wohl durch ein Bündel von kostengünstigeren Maßnahmen verbessern, als Unternehmen mit einer bereits hohen Versorgungszuverlässigkeit. Erstere würden bei Einführung eines dementsprechenden Qualitätselements für Maßnahmen monetär belohnt werden (Boni), die andere Unternehmen in der Vergangenheit bereits getroffen haben und nun nicht mehr davon profitieren.

Verteilungs-/Tarifwirkungen im Zeitverlauf

Beide Ansätze entfalten nach Einführung für die nähere Zukunft, das heißt insbesondere vor einer etwaigen Referenzwertanpassung (nach z.B. 1 oder 2 Regulierungsperioden) gleiche Tarifwirkungen. Erlöszuschläge bei Unternehmen, die ihre Zuverlässigkeit verbessern, führen zu entsprechenden Tarifsteigerungen, und Erlösabschläge bei Unternehmen, deren Zuverlässigkeit absinkt, zu entsprechenden Tarifsenkungen. Netzkunden von Unternehmen, die ihre Zuverlässigkeit verbessern, zahlen ceteris paribus folglich künftig höhere Netztarife, und solche von Unternehmen, deren Zuverlässigkeit absinkt, zahlen künftig niedrigere Netztarife.

Somit ist die Wirkung aus Kundensicht bei beiden Ansätzen gleich, solange die Referenzwerte nicht angepasst werden (s. nachfolgende Abschnitte).

Anreizwirkung zum Einführungszeitpunkt

Die Anreizwirkung zum Einführungszeitpunkt des Q-Elements ergibt sich ausschließlich aus der Steigung der Monetarisierungsfunktion und ist insbesondere unabhängig von der Festlegung des Referenzwertes im Startjahr. Somit können beide Ansätze zum Startzeitpunkt prinzipiell die gleiche Wirkung entfalten. Im Idealfall führen beide Ansätze (bei sachgerechter Parametrierung des Monetarisierungsfaktors) langfristig zum gleichen Zuverlässigkeitsniveau – dem aus Kundensicht optimalen.

Anreizwirkung im Zeitverlauf

Die Anreizwirkung bleibt bestehen, solange die Referenzwerte konstant bleiben. Erst wenn die Referenzwerte angepasst werden, was – wie die nachfolgenden Betrachtungen zeigen – unabdingbar ist, verändern sich die Anreizwirkungen und es treten deutliche Unterschiede zwischen beiden Ansätzen auf.

Der Ansatz „Strukturabhängigkeit“ soll sich – wie weiter oben ausgeführt - am gewichteten strukturbereinigten Branchendurchschnitt orientieren. Da davon auszugehen ist, dass sich dieser verändern kann (wird), sollten die Referenzwerte regelmäßig (z. B. alle 3-5 Jahre) angepasst werden. Somit verändern sich die Referenzwerte in dem Maße wie sich das gewichtete durchschnittliche Zuverlässigkeitsniveau der gesamten Branche verändert. Die Erlöswirkung jedes einzelnen Unternehmens hängt einerseits davon ab, wie sich das Zuverlässigkeitsniveau der gesamten Branche verändert und wie hoch der Beitrag des einzelnen Unternehmens selbst zum gewichteten Durchschnitt ist.

Eine besondere Herausforderung ergibt sich dabei – wie unsere quantitativen Analysen (s. a. Abschnitt 3.3) gezeigt haben – aus einer Besonderheit der österreichischen Branchenstruktur. Anders als z. B. in Deutschland wird das Durchschnittsniveau der Zuverlässigkeit in Österreich von wenigen großen Unternehmen dominiert. Der Einfluss der einzelnen Unternehmen auf den Durchschnitt ist somit stark ungleich verteilt.

Die Effekte der stark ungleich verteilten Unternehmensgrößen seien an den Beispielen in den folgenden Bildern veranschaulicht. In Bild 2.7 ist zunächst die Erlöswirkung im Zeitverlauf dargestellt, wie sie sich infolge einer 10% ASIDI-Verbesserung bei einem mittelgroßen Unternehmen (NB1) ergibt; die ASIDI-Werte der übrigen Unternehmen werden als konstant angenommen. Ab dem Zeitpunkt der ASIDI-Verbesserung (Zeitpunkt $t_{1/2}$) erhält NB1 einen

zur ASIDI-Verbesserung proportionalen Erlöszuschlag. Für alle anderen Unternehmen bleiben die Erlöse zunächst unverändert. Sobald die Referenzkurve angepasst wird, z. B. zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode (hier t_2), erhält jedes Unternehmen einen neuen Referenzwert. In diesem Beispiel wäre davon auszugehen, dass die Referenzwerte für alle Unternehmen infolge der Zuverlässigkeitsverbesserung bei NB1 sinken. Dies wiederum hat zur Folge, dass die über das Q-Element bestimmten Erlöse für alle Unternehmen nach Referenzwertanpassung geringfügig sinken würden. Die sich in diesem Beispiel ergebenden Erlöswirkungen sind plausibel.

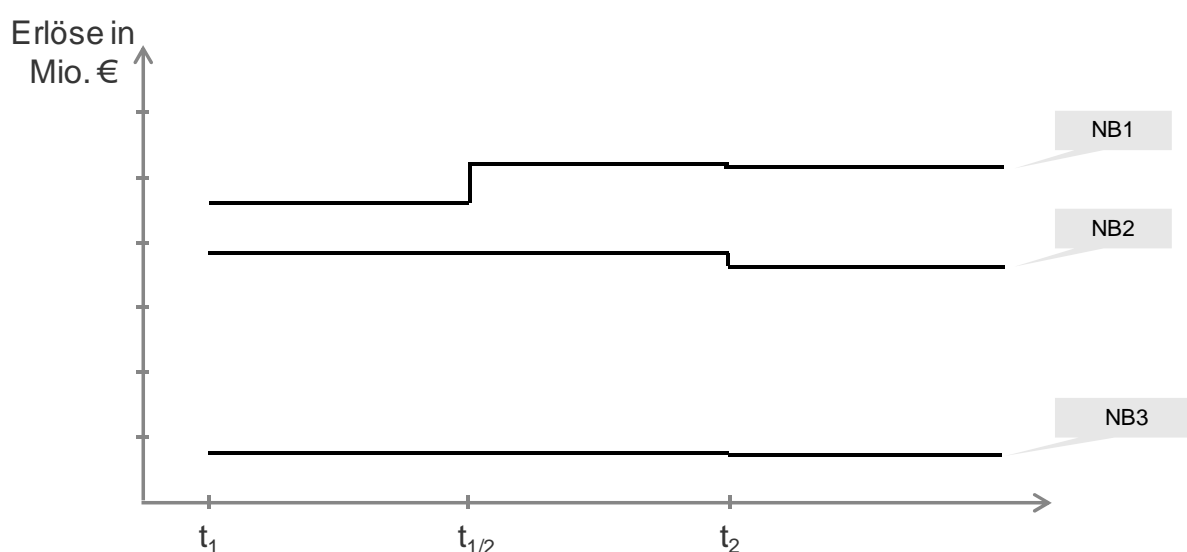


Bild 2.7 Erlöswirkung im Zeitverlauf bei 10% ASIDI-Verbesserung bei einem mittelgroßen Unternehmen (NB1)

In Bild 2.8 ist demgegenüber die Erlöswirkung im Zeitverlauf dargestellt, wie sie sich infolge einer 10% ASIDI-Verbesserung bei einem *sehr großen* Unternehmen (NB1) ergibt; die ASIDI-Werte der übrigen Unternehmen werden auch hier als konstant angenommen. Ab dem Zeitpunkt der ASIDI-Verbesserung (Zeitpunkt $t_{1/2}$) erhält NB1 auch hier einen zur ASIDI-Verbesserung proportionalen Erlöszuschlag (im Bild als sinkender Erlösabschlag dargestellt). Für alle anderen Unternehmen bleiben die Erlöse ebenfalls zunächst unverändert. Sobald die Referenzkurve angepasst wird und somit jedes Unternehmen einen neuen Referenzwert erhält, zeigen sich allerdings fragliche Wirkungen. Da NB1 den Durchschnitt so stark beeinflusst, werden infolge der ASIDI-Verbesserung von NB1 die Referenzwerte aller Unternehmen so stark verändert, dass nicht mehr von einer stabilen Anreizwirkung die Rede sein kann. In diesem Beispiel wäre davon auszugehen, dass die monetäre Wirkung für NB 1 nach Refe-

renzwertanpassung nahezu halbiert würde. NB 2 müsste, obwohl die eigene Zuverlässigkeit unverändert ist, eine deutliche Reduktion des Erlöszuschlags hinnehmen und zwar einzig als Folge einer Zuverlässigkeitsverbesserung bei einem großen Unternehmen.

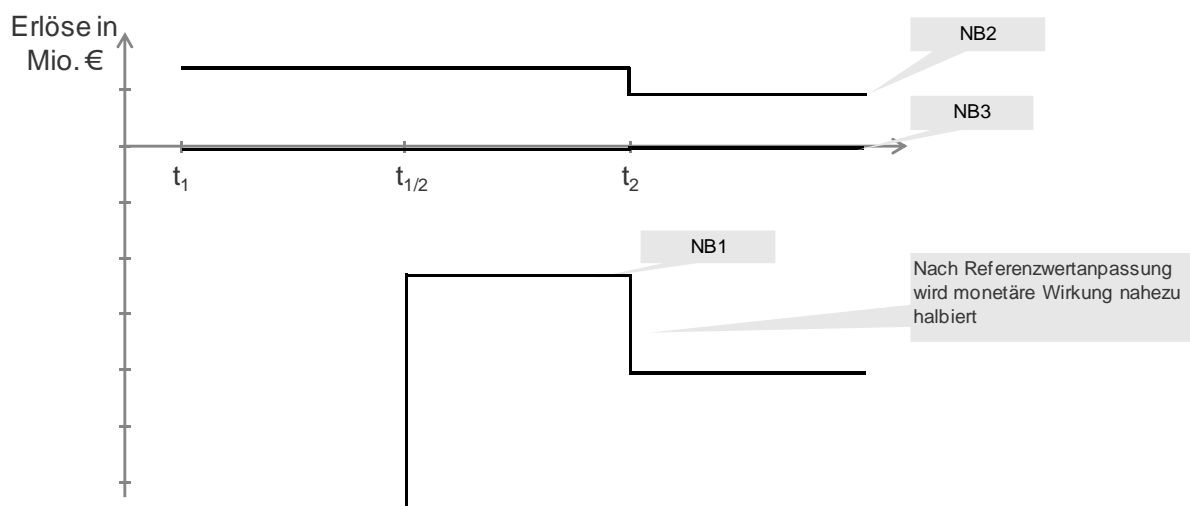


Bild 2.8 Erlöswirkung im Zeitverlauf bei 10% ASIDI-Verbesserung bei einem großen Unternehmen (NB1)

Somit ist festzustellen, dass beim Ansatz „Strukturabhängigkeit“ die Anreizwirkung für große Unternehmen nur kurzzeitig (bis zur Referenzwert-Aktualisierung) Bestand hat, da die Erlöswirkung aufgrund einer Zuverlässigkeitsveränderung nach der Aktualisierung des Referenzwertes (der am Durchschnitt orientiert ist und damit von dem Verhalten einiger weniger großer Unternehmen abhängt) stark reduziert wird. Für kleine Unternehmen ist die Erlöswirkung zudem wenig verlässlich, da in hohem Maße vom Verhalten weniger großer Unternehmen abhängig.

Beim Ansatz „individuelle Historie“ ist die mit einer Referenzwert-Aktualisierung verbundene Wirkung in hohem Maße abhängig davon, in welchen Zyklen eine solche Aktualisierung vorgenommen wird. Zur Diskussion der Wirkungen seien nachfolgend die beiden Extremfälle jährliche Anpassung vs. keine Anpassung betrachtet (s. Bild 2.6).

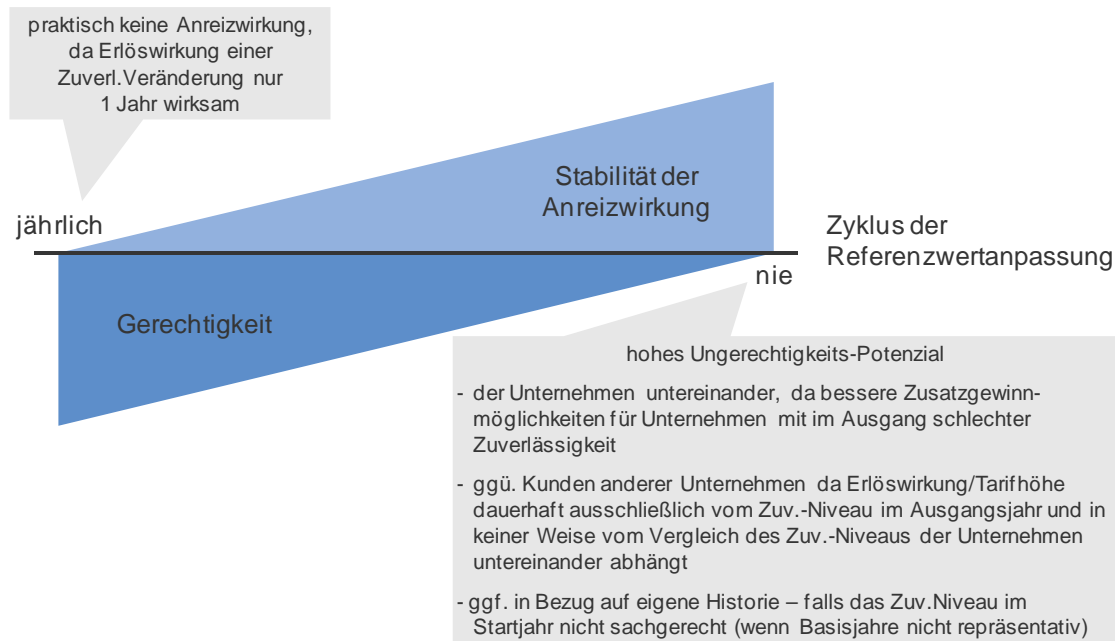


Bild 2.9 Wirkungen einer Referenzwertanpassung beim Ansatz „individuelle Historie“

Eine sachgerechte Austarierung ist bei diesem Ansatz besonders schwierig: Werden die Referenzwerte in sehr kurzen Zyklen (z. B. jährlich) angepasst, entfaltet dieser Ansatz praktisch keine Anreizwirkung, da die Erlöswirkung infolge einer Zuverlässigkeitsveränderung nur kurzzeitig (z. B. 1 Jahr) wirksam ist. Werden die Referenzwerte nur in sehr langen Zyklen (z. B. erst nach einigen Regulierungsperioden) angepasst, so ist hiermit ein hohes Ungerechtigkeitspotenzial verbunden, und zwar

- der Unternehmen untereinander, da bessere Zusatzgewinnmöglichkeiten für Unternehmen mit im Ausgang schlechter Zuverlässigkeit bestehen,
- gegenüber Kunden anderer Unternehmen, da die Erlöswirkung und damit die Tarifhöhe dauerhaft ausschließlich vom Zuverlässigkeitsniveau im Ausgangsjahr und in keiner Weise vom Vergleich des Zuverlässigkeitsniveaus der Unternehmen untereinander abhängt, und zudem
- ggf. in Bezug auf die eigene Zuverlässigkeitshistorie, und zwar insbesondere in den Fällen, in denen das Zuverlässigkeitsniveau im Startjahr nicht sachgerecht ist, z. B. wenn die Basisjahre nicht repräsentativ für das Zuverlässigkeitsniveau eines Unternehmens sind.

2.4.3 Lösungsansatz

Wie obige Betrachtungen zeigen, können beide Ansätze – sofern Abweichungen vom Referenzwert monetarisiert werden – grundsätzlich den Anreiz setzen, langfristig das aus Kundensicht optimale Zuverlässigkeitsniveau anzustreben.

Unterschiede zwischen den Ansätzen bestehen vor allem hinsichtlich

- der Erlöswirkung zum Einführungszeitpunkt:
 - beim Ansatz „Strukturabhängigkeit“ treten Erlössprünge auf
 - der Ansatz „individuelle Historie“ ist (zunächst) erlösneutral
- der Verteilungswirkung:
 - Zum Einführungszeitpunkt ist beim Ansatz „Strukturabhängigkeit“ in Anbetracht der hier relevanten Eigenschaften der Branchen-Struktur (stark ungleich verteilte Unternehmensgrößen bei gleichzeitig – auch bei Unternehmen mit ähnlicher Versorgungsstruktur – großer Zuverlässigkeitsbandbreite) eine stabile Anreizsetzung schwierig.
 - Im Zeitverlauf birgt der Ansatz „Individuelle Historie“ ein hohes Ungerechtigkeitspotenzial, da für Unternehmen mit anfänglich schlechter Zuverlässigkeit bessere Zusatzgewinnmöglichkeiten bestehen, als für Unternehmen mit bereits anfänglich hoher Zuverlässigkeit.

Die quantitative Bedeutung der verschiedenen Vor- und Nachteile hängt in hohem Maße von der Datenlage ab. Eine eindeutige Vorzugsvariante gibt es nicht.

Ein aus unserer Sicht plausibler Lösungsansatz kann in einer Kombination beider Ansätze bestehen. Der Ansatz „individuelle Historie“ könnte insbesondere zur Dämpfung vorübergehend erwogen werden, erscheint allerdings aufgrund der benannten Ungerechtigkeiten nicht als alleinige dauerhafte Lösung sinnvoll.

Eine sinnvolle Kombination könnte darin bestehen, die Referenzwerte aus einer Gewichtung beider Ansätze zu bestimmen und im Zeitverlauf die Gewichtung in Richtung einer Orientierung am Ansatz „Strukturabhängigkeit“ zu verschieben.

2.5 Toleranzband und Kappungsgrenzen

Toleranzband

Das Ziel der Einführung eines Toleranzbandes könnte darin bestehen, die stochastischen Zuverlässigkeits-Schwankungen zu dämpfen, indem Bandbreiten von Abweichungen vom Referenzwert definiert werden, innerhalb derer Zuverlässigkeitsveränderungen ohne Erlöswirkungen bleiben, also keinen Bonus oder Malus nach sich ziehen.

Toleranzbänder sind allerdings mit verschiedenen Nachteilen verbunden. Ein Toleranzband verkompliziert die Struktur der Zuverlässigkeits-Erlös-Funktion; jedes Totband zieht an seinen Grenzen unweigerlich Knickstellen des Funktionsverlaufs nach sich, die zu deutlichen Ergebnisänderungen des Q-Elements führen könnten, je nachdem ob ein Netzbetreiber die Grenzwerte eines Totbandes gerade überschreitet oder nicht. Eine eindeutige Bestimmungsmöglichkeit für die Grenzen eines Totbandes ist nicht erkennbar.

Wesentlich spricht gegen ein Toleranzband auch, dass seine Dämpfungswirkung nur unter zwei Voraussetzungen gegeben wäre:

- Ein sehr breites Toleranzband, das mit hoher Wahrscheinlichkeit die typische Schwankungsbreite der Qualitätskenngrößen überdecken würde, hätte eine dämpfende Wirkung, würde allerdings den gewünschten Anreizeffekt eines Q-Elementes ebenso – bis zur Wirkungslosigkeit – dämpfen.
- Ein engeres Toleranzband könnte um die historische individuelle Qualität eines jeden Netzbetreibers definiert werden; ein solches Toleranzband hat keine sinnvolle Wirkung, wenn unternehmensindividuelle Referenzwerte (wie beim Ansatz „Strukturabhängigkeit“) als gewichtete Durchschnittswerte bestimmt werden; beim Ansatz „individuelle Historie“ hingegen würde ein enges Totband eine gewisse dämpfende Wirkung entfalten.

Aus unserer Sicht sollte das „Q-Element“ kein Toleranzband enthalten. Eine Mittelwertbildung über mehrere Jahre in Verbindung mit einer möglichst linearen Zuverlässigkeits-Erlös-Funktion ist (zum Umgang mit Stochastik) vorzuziehen.

Kappungsgrenzen

Auch bei einer Durchschnittsbildung über mehrere Jahre besteht die Möglichkeit, dass der Zuverlässigkeitswert eines Netzbetreibers stochastisch bedingt stark absinkt. Diese Gefahr besteht umso mehr, je kleiner der Netzbetreiber ist. Dies soll nicht zu einer existenziellen Bedrohung des Unternehmens durch das Q-Element führen. Um diese Gefahr zu begrenzen, sollte der durch das Q-Element bestimmte Malus begrenzt werden. Aus Symmetriegründen und zur (weitgehenden) Sicherstellung der Gesamt-Erlösneutralität sollte der Bonus analog begrenzt werden.

Hinsichtlich der Höhe der Kappungsgrenze zeigt der Blick ins Ausland, dass Malus-Kappungen in einer Höhe von 3 bis 5 % der Erlöse üblich sind, wobei als Bezugswert in der Regel die „Benchmarking-relevanten“ Kosten angesetzt werden. Eine Kappung in dieser Größenordnung halten wir für plausibel.

Kappungsgrenzen sollten aus unserer Sicht erwogen werden, wenn ansonsten existenzielle Risiken für die Unternehmen durch das Q-Element zu befürchten wären.

2.6 Monetarisierung

Hinsichtlich der Monetarisierung der Zuverlässigkeitskenngrößen (oder genauer ihres Abstands von den Referenzwerten) ist neben der bereits in den obigen Abschnitten diskutierten Form der Qualitäts-Erlös-Funktion die Vorgehensweise zur Ermittlung der als „Qualitätspreis“ interpretierbaren Steigung dieser Funktion festzulegen. Ferner ist festzulegen, inwieweit ungeplante und geplante (und angekündigte) Versorgungsunterbrechungen differenziert bewertet werden sollen.

Anreizrate

Für die Ermittlung des Qualitätspreises können verschiedene Ansätze verfolgt werden, die sich hinsichtlich der Datengrundlage und des Ermittlungsaufwands erheblich voneinander unterscheiden. Das Ziel sollte in jedem Fall darin bestehen, eine Orientierung an den Kundenpräferenzen oder vielmehr an den Kosten oder den monetarisierten Nutzeneinbußen von Stromausfällen aus Kundensicht zu erreichen.

Ansätze, die hohen Aufwand verursachen und die von E-Control (zunächst) nicht verfolgt werden sollten, sind etwa die Ermittlung der Zahlungsbereitschaft für Zuverlässigkeit auf

Basis umfangreicher Kundenbefragungen oder die Abschätzung der Kosten von Versorgungsunterbrechungen aus fundamentalen Daten über die Produktionsprozesse industrieller Kunden und das Freizeitverhalten von Privatkunden. Ein weitaus weniger aufwendiger Ansatz, der auch in Deutschland angewandt wurde, besteht in der „Top-down“-Ermittlung des Wertes nichtgelieferter Energie auf Basis aggregierter makroökonomischer Daten.

Diesen Ansatz⁶ haben wir auch hier verfolgt und für Österreich ausgeprägt. Wesentliche Annahmen dieses Ansatzes sind:

- Annahme eines linearen Zusammenhangs zwischen VOLL (Value of lost load) und dem Verhältnis BIP zu Stromverbrauch
- Für Haushalte Schätzung des aufgrund von Stromausfällen entgangenen Freizeitnutzens; dabei Approximation über Nettostundenlohn (mit 100% Wichtung für Erwerbstätige und 50% Wichtung für Nicht-Erwerbstätige); die Menge der Freizeit wird aus OECD-Daten abgeschätzt.

Wie in den beiden nachfolgenden Tabellen aufgeführten, können die hierfür benötigten Angaben im wesentlichen den von Statistik-Austria im Internet veröffentlichten Daten entnommen werden. Letztlich ergibt sich somit für Österreich ein VOLL aus entgangener Bruttowertschöpfung / BIP in Höhe von ca. 10 €/kWh.

Sektor	Bruttowertschöpfung [Mrd. €]	Stromverbrauch [TWh]	VOLL [€/kWh]
Nicht-Haushalte	287	43	6,7
Haushalte (Freizeitwert)	351	17	20,7
Gesamt	638	60	10,6

Quelle: Statistik Austria (zwei Einträge)

siehe nächste Tabelle

Tabelle 2.1 Ableitung des VOLL für Österreich

⁶ Eine detaillierte Beschreibung dieses Ansatzes ist nachzulesen in „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze“, Abschlussbericht für die Bundesnetzagentur, Consentec et. al., 2010

	Erwerbstätige	Nicht-Erwerbstätige	Total
Anzahl Personen [Mio.]	4,0	4,4	8,4
Freizeit [h/a]	2400	4129	
Gesamt Freizeit [Mrd. h/a]	9,6	18,2	
Gesamtarbeitszeit [Mio. h/a]	6970		
Nettoeinkommen [Mrd. €/a]	130,84		
Nettostundenlohn [€/h]	18,77		
Freizeitwert [€/h]	18,77	9,38 (50%)	
Gesamt Freizeitwert [Mrd. €/a]	180,2	171	351,2

Quelle: Statistik Austria

Abschätzung aus OECD-Angaben

Quelle: Statistik Austria (2009)

Tabelle 2.2 Ableitung des Freizeitwerts für Österreich

Wie in Abschnitt 2.3 ausgeführt, sollte das Q-Element auf eine Monetarisierung der Kenngröße ASIDI abstellen. Folglich muss der genannte VOLL in eine Anreizrate umgerechnet werden, die auf ASIDI bezogen werden kann, also letztlich in der Einheit € pro kVA und min/a angegeben werden.

Die hierzu notwendige Umrechnung ergibt sich wie folgt:

- Jahreshöchstlast der Netzebene 5 der 43 Unternehmen: ca. 9500 MW
- Summe der installierten MS/NS-Trafoleistung: ca. 23.900 MVA
- Hieraus ergibt sich ein: Verhältnis von Höchstlast zu Trafoleistung in Höhe von 0,397 MW/MVA
- Somit ergibt sich bei einem VOLL von 10 €/kWh eine auf die installierte bzw. unterbrochene MS/NS-Trafoleistung bezogene Anreizrate in Höhe von 0,07 €/kVAmin (10 €/kWh geteilt durch 60 min/h multipliziert mit 0,397 MW/MVA)

Differenzierung geplanter und ungeplanter Versorgungsunterbrechungen

Die internationalen Erfahrungen mit empirischen Erhebungen zur Qualitätspräferenz zeigen, dass die Kosten von (bzw. der entgangene Nutzen durch) Versorgungsunterbrechungen davon abhängen, ob die Störungen angekündigt oder unangekündigt erfolgen. Bei geplanten und angekündigten Versorgungsunterbrechungen können die Netzkunden zum Beispiel Vorsorge treffen bzw. auf die Unterbrechung einstellen (zum Beispiel alternative Lagerung zu kühlender Güter), so dass angekündigte Versorgungsunterbrechungen in der Regel mit geringeren

Kosten für die Kunden einhergehen als nicht geplante und nicht angekündigte Unterbrechungen. Im Sinne der Schaffung effizienter Anreize sollte daher ebenfalls eine Differenzierung der Monetarisierungsfaktoren zur Unterscheidung von nicht angekündigten und angekündigten Unterbrechungen vorgenommen werden; letztere sollten in Österreich entsprechend der bisherigen (Erfassungs-)Praxis ferner unterschieden werden nach „geplanten“ und „einvernehmlich geplanten“ Unterbrechungen.

Da derzeit keine belastbaren quantitativen Analysen für Österreich vorliegen, schlagen für den ersten Schritt folgenden pragmatischen Ansatz vor:

- Ungeplante (und damit zwangsläufig) unangekündigte Versorgungsunterbrechungen (VU) sollten mit einem Gewichtungsfaktor von 100% gewertet werden
- Geplante und angekündigte VU sollten mit einem Gewichtungsfaktor von 50% gewertet werden
- „Einvernehmlich“ geplante VU (z. B. solche in Skigebieten außerhalb der Skisaison) sollten mit einem Gewichtungsfaktor von 0% gewertet werden

In einem späteren Schritt sollte ggf. eine Neubewertung der Gewichtung oder eine weitere Differenzierung (zum Beispiel auch hinsichtlich verschiedener Kundengruppen, Unterbrechungsdauern, CAIDI/SAIFI etc.) bei Vorliegen weiterer Informationen – beispielsweise aus einer künftigen Kundenbefragung – vorgenommen werden.

3 Quantitative Aspekte

3.1 Einführung

Im Rahmen der Studie haben wir zahlreiche quantitative Untersuchungen durchgeführt. Unsere Betrachtungen haben wir dabei mehrfach aktualisiert, u.a.

- da die erforderlichen Daten zunächst nur für einen Teil der Unternehmen (20 von 43) vollständig vorlagen, und
- da die Angaben zu den (effektiven) Versorgungsflächen zwischenzeitig aktualisiert wurde.

Nachfolgend stellen wir die Ergebnisse dar, die sich auf Basis der uns Ende Oktober 2012 vorliegenden Daten ergeben haben. Hier sei betont, dass insbesondere die Daten zu den Versorgungsflächen auch zu diesem Zeitpunkt noch nicht zwischen E-Control und Branche abgestimmt waren, so dass auch die nachfolgend dargestellten Ergebnisse noch unter Vorbehalt zu sehen sind. Die Ergebnisse vorangegangener Analysen sind in Form von Foliensätzen (die E-Control vorliegen) dokumentiert.

Die durchgeführten Analysen umfassen im Wesentlichen folgende zwei Untersuchungsschritte:

- analytische Betrachtungen zu den grundsätzlichen Zusammenhängen zwischen Versorgungsstruktur und Versorgungszuverlässigkeit, die in einer Auswahl der zu berücksichtigenden Strukturvariable münden
- Bestimmung der Referenzwerte und der sich ergebenden Erlöse im Einführungszeitpunkt wie auch nach einer etwaigen Referenzwertanpassung (fiktive Betrachtungen)

3.2 (Strukturelle) Einflüsse auf Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit wird von zahlreichen Einflüssen bestimmt. Bild 3.1 gibt eine Übersicht über wesentliche exogene und endogene Einflussbereiche.

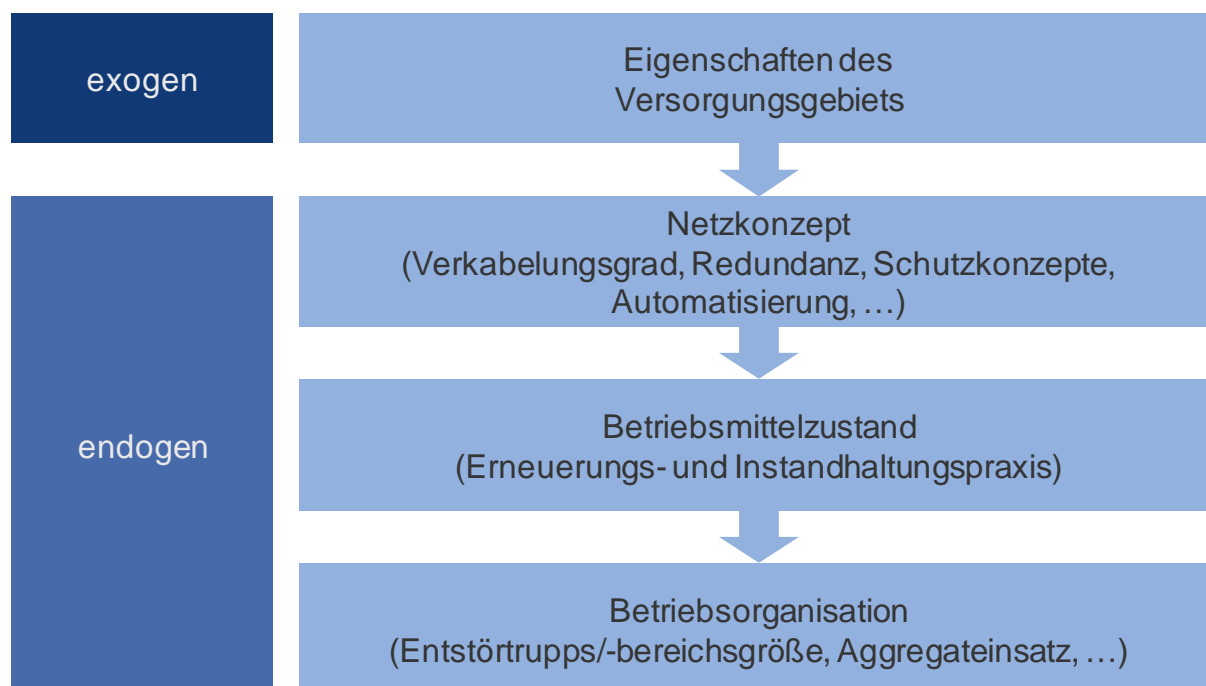


Bild 3.1 Übersicht über Einflüsse auf die Versorgungszuverlässigkeit

Entscheidend im Hinblick auf die Gestaltung und Parametrierung des Q-Elements sind natürlich die exogenen – nicht vom Netzbetreiber beeinflussbaren – Treiber. Hier sind vor allem Witterung und die räumliche Verteilung und Erreichbarkeit der Netzanschlüsse, zu denen grundsätzlich sowohl Verbrauchs- als auch Einspeiseanschlüsse gehören, zu nennen.

Im Hinblick auf witterungsbedingte Einflüsse ist zunächst festzustellen, dass die Häufigkeit von Gewittern und Stürmen regional unterschiedlich ist und damit Netzbetreiber in unterschiedlichem Maße diesen potenziellen Ursachen für Versorgungsunterbrechungen ausgesetzt sind. Die Ursache ist dabei als rein exogen anzusehen, sie kann vom Netzbetreiber nicht beeinflusst werden. Die Auswirkungen üblicher Witterungsereignisse auf die Zuverlässigkeit der Stromversorgung können aber sehr wohl vom Netzbetreiber durch Wahl des Netzkonzepts beeinflusst werden (offensichtlich ist z. B., dass in Netzen mit hohem Kabelanteil weniger witterungsbedingte Störungen auftreten als in Netzen mit hohem Freileitungsanteil). Folglich empfehlen wir, wie bereits in Abschnitt 2.3 diskutiert, die Herausnahme außergewöhnlicher Ereignisse (Naturkatastrophen / Major Event Days), ansonsten aber keine weitere gesonderte Behandlung von witterungsbedingten Versorgungsunterbrechungen.

Der räumliche Abstand und die Leistungshöhe der Kundenanschlüsse, also Anschluss- und Leistungsdichte, sind regional stark unterschiedlich. Kundenanschluss- und Leistungsdichte können vom Netzbetreiber nicht beeinflusst werden, bestimmen aber in hohem Maße die sich

bei üblichen Netzkonzepten ergebenden Abgangs- /Schutzbereichslängen, die wiederum maßgeblichen Einfluss auf die Häufigkeit und in gewissem Umfang auch auf die Dauer von Versorgungsunterbrechungen haben.

Folglich empfehlen wir, derartige Strukturparameter im Q-Element und hier speziell bei der Bestimmung der Referenzwerte zu berücksichtigen. Die Bestimmung gut geeigneter Strukturparameter auf Basis statistischer Analysen gestaltet sich dabei schwierig, was vor allem daran liegt, dass die Istzuverlässigkeitswerte mindestens ebenso stark von endogenen Einflüssen bestimmt werden wie von exogenen Einflüssen. Im Rahmen der Gestaltung des in Deutschland eingeführten Q-Elements wurden sehr umfangreiche statistische Analysen durchgeführt. Diese haben zu dem Schluss geführt, dass der Parameter „Lastdichte“ (also Höchstlast bezogen auf die effektive Versorgungsfläche) am besten geeignet ist, den Zusammenhang zwischen Versorgungsstruktur und Zuverlässigkeit im Q-Element zu berücksichtigen⁷. Eine Kombination mehrerer Parameter ergibt kein signifikant verbessertes Bestimmtheitsmaß und damit auch keine verbesserte Abbildung der gebietsstrukturellen Einflüsse. Der Grund für die nicht erreichbare Verbesserung des Bestimmtheitsmaßes liegt in der starken Korrelation der signifikanten Parameter untereinander. Die im Rahmen des vorliegenden Gutachtens durchgeführten quantitativen Untersuchungen haben bestätigt, dass die Lastdichte am besten geeignet ist, gebietsstrukturelle Unterschiede in der Mittelspannungsebene zu erfassen.

Weitere anhand von Modellnetzüberlegungen durchgeführte Betrachtungen untermauern die grundsätzliche Eignung des Parameters Lastdichte, wie nachfolgend ausführlich diskutiert wird.

Am Ausgangspunkt wird ein stilisiertes Verteilungsnetz betrachtet (Bild 3.2). Es weist in einer quadratischen Versorgungsfläche homogen verteilte Anschlusspunkte mit jeweils identischen Anschlusslasten (Elementarlasten) auf. Die Leitungsverbindungen haben ihren Ausgangspunkt in einer Ortsnetzstation (Niederspannung) oder einem Umspannwerk (Mittelspannung). Für die Länge der Leitungen wird die maximale Stromtragfähigkeit als maßgeb-

⁷ Eine detaillierte Beschreibung dieser Analysen ist nachzulesen in „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze“, Abschlussbericht für BNetzA, Consentec et. al., 2010

lich angesehen⁸; Spannungshaltungsaspekte werden hier vereinfachend nicht betrachtet. Ferner werden hier vereinfachend nur die reinen Abgangslängen betrachtet und Querverbindungen zwischen den Abgängen sowie Anschlussleitungen werden vollständig vernachlässigt.

Für die Abschätzung der Proportionalitäten ist jeweils auf ein vergleichbares Kundenkollektiv abzustellen, da genau dieser Effekt durch die Indexdefinitionen für SAIDI bzw. ASIDI und andere Kenngrößen erreicht wird. Bei einer Veränderung des Kundenkollektivs würde sich auch die Bezugsgröße der Indexwerte verändern, so dass eine direkte Interpretation erschwert würde.

⁸ Dies bedeutet, dass so viele Anschlusspunkte mit einem Abgang versorgt werden, bis die maximale Stromtragfähigkeit der Leitungsverbindung erreicht ist.

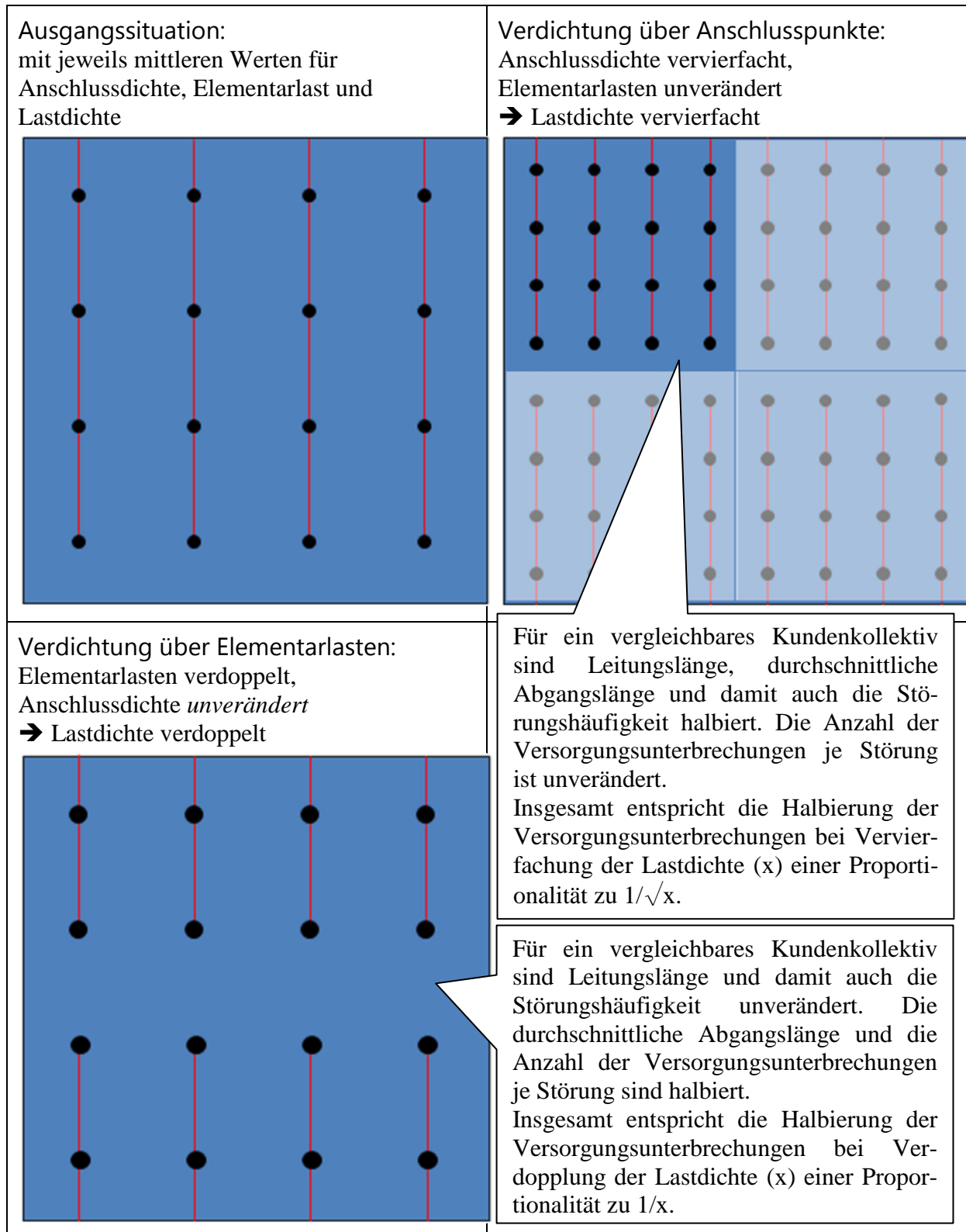


Bild 3.2: Schematische Darstellung wesentlicher Einflussfaktoren auf die Zuverlässigkeit

Aus den schematischen Darstellungen in Bild 3.2 kann eine funktionale Abhängigkeit der Zuverlässigkeit von Veränderungen der Lastdichte in zwei Richtungen abgeleitet werden:

- Gegenüber der Referenz (oben links) mit 16 Anschlusspunkten entsprechend 16 Kunden wird die Lastdichte durch eine *Veränderung der Anschlussdichte* (**nach rechts**) erhöht, wobei die einzelne Elementarlast unverändert bleibt. Anschaulich würde das einer engeren Besiedlung mit ansonsten gleichen Einzelobjekten entsprechen. Im stilisierten Beispiel oben rechts ergibt sich mit einer Halbierung der Abstände in beiden geographischen Richtungen insgesamt eine Vervierfachung der Anschlussdichte und damit auch der Lastdichte. Oben rechts in Bild 3.2 gibt es daher statt 16 nunmehr insgesamt 64 Anschlusspunkte auf einer vergleichbaren Fläche. Da die maßgeblichen Zuverlässigkeitskennzahlen (insbesondere SAIDI bzw. ASIDI) auf die Anzahl der Kunden (bzw. die dazu proportionale Größe installierte Transformatorleistung) bezogen sind, muss die Anzahl der Kunden (das betrachtete Kundenkollektiv) mit den ursprünglichen Verhältnissen oben links vergleichbar gemacht werden, was bei einem Viertel der Fläche mit wiederum 16 Anschlusspunkten der Fall ist. Wie in der Abbildung veranschaulicht, werden diese 16 Anschlusspunkte mit der halben Leitungslänge versorgt; auch die durchschnittliche Abgangslänge wird halbiert. Damit wird auch die Häufigkeit von Störungen halbiert. Das Verhältnis der Störungen zu dadurch verursachten Versorgungsunterbrechungen bleibt unverändert, zum Beispiel verursacht eine Störung am Beginn des Abgangs weiterhin vier Versorgungsunterbrechungen (VU). Damit resultiert aus der Halbierung der Störungen auch eine Halbierung der Versorgungsunterbrechungen. Bei unveränderter Störungsdauer folgt hieraus eine Halbierung der Nichtverfügbarkeit, die – unter sonst unveränderten Bedingungen – bei Vervierfachung der Lastdichte (x) im Wege der Anschlussverdichtung einer Proportionalität $VU \sim 1/\sqrt{x}$ entspricht.
- Wird hingegen die Lastdichte gegenüber der Referenz oben links erhöht, indem (**nach unten**) die *Last je Anschlusspunkt* (Elementarlast) erhöht wird, wobei die Anschlussdichte unverändert bleibt, so bleibt das Kundenkollektiv mit 16 Anschlüssen im betrachteten Flächenelement unverändert. Im stilisierten Beispiel unten links ergibt sich bei einer Verdoppelung der Elementarlasten eine Verkürzung der durchschnittlichen Abgangslängen, weil die Stromtragfähigkeit der Leitungen bereits mit zwei anstatt mit vier Anschlusspunkten erreicht wird. Die gesamte Leitungslänge und damit die Störungshäufigkeit bleibt im Wesentlichen unverändert, während die Auswirkungen einer Störung auf die Anschlusspunkte abnimmt: Die Versorgungsunterbrechungen je Störung werden im Durchschnitt halbiert, so dass auch insgesamt die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen und bei unveränder-

ter Störungsdauer die Nichtverfügbarkeit halbiert wird. Insgesamt ergibt sich so bei Verdoppelung der Lastdichte (x) über die Erhöhung der Elementarlasten und Halbierung der Nichtverfügbarkeit eine Proportionalität $VU \sim 1/x$.

Mit diesen Betrachtungen zu Bild 3.2 wird auch ein systematischer Vorteil des Parameters Lastdichte (zum Beispiel gegenüber der Anschlussdichte als Strukturparameter) deutlich, da die Lastdichte sowohl Effekte aus der Veränderung der Elementarlast als auch aus der Veränderung der Anschlussdichte erfasst.

Hieraus lässt sich also der Schluss ziehen, dass sich

- bei einer Veränderung der Lastdichte nur durch Veränderung der Anschlussdichte (also ohne Veränderung der Last je Anschlusspunkt) die Versorgungsunterbrechungen umgekehrt proportional zur Wurzel der Lastdichte

$$VU \sim \frac{1}{\sqrt{\text{Lastdichte}}}$$

und

- bei einer Veränderung der Lastdichte nur durch Veränderung der Elementarlasten (Last je Anschlusspunkt, ohne Veränderung der Anschlussdichte) umgekehrt proportional zur Lastdichte

$$VU \sim \frac{1}{\text{Lastdichte}}$$

verändern.

Auch diese Betrachtung zeigt somit, dass der Parameter Lastdichte gut geeignet ist, um wesentliche Einflüsse der Versorgungsstruktur auf die Zuverlässigkeit abzubilden.

3.3 Referenzwertbestimmung und Erlöswirkung

Eine Grundlage der nachfolgend dargestellten Analysen sind die Zuverlässigkeitswerte der 43 österreichischen Unternehmen, die potenziell von einem Q-Element betroffen wären. In Bild 3.3 sind die ASIDI-Werte der einzelnen Unternehmen jeweils als Durchschnitt über die Jahre 2007 bis 2011 dargestellt. Gemäß unseren Empfehlungen in Kapitel 2 sind hierin nicht enthalten Versorgungsunterbrechungen (VU) aufgrund von Naturkatastrophen, VU an Major-Event-Days und VU infolge Rückwirkungen aus vorgelagerten Netzen. Ferner ist hierin berücksichtigt, dass geplante VU zu 50% berücksichtigt werden.

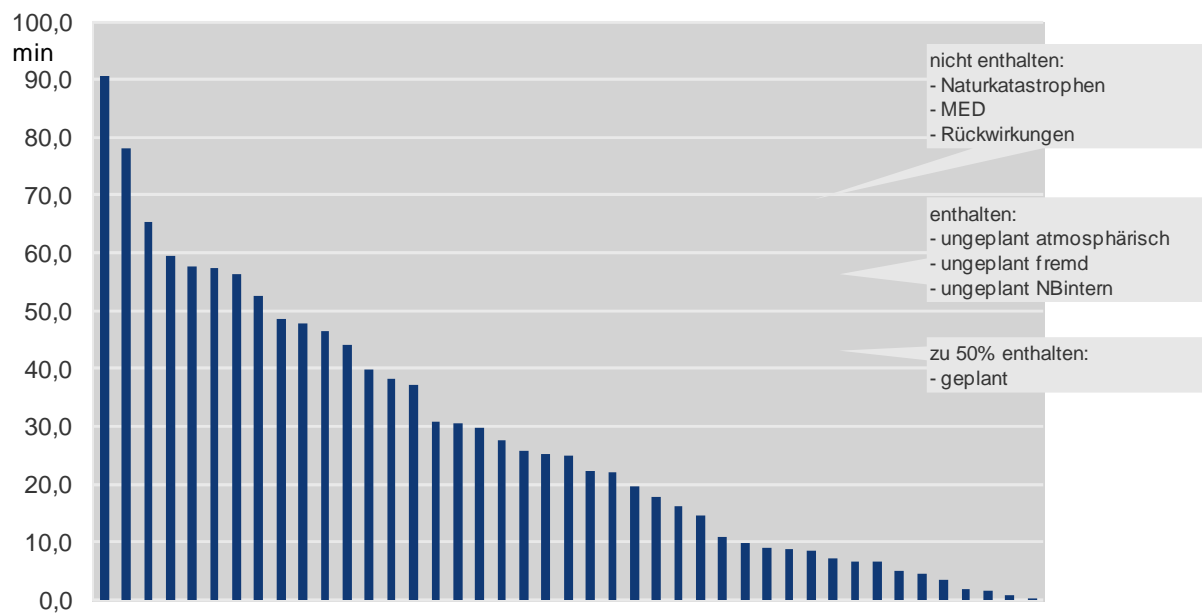


Bild 3.3 ASIDI_Q, Durchschnitt 2007-2011

Eine weitere wesentliche Grundlage sind die Lastdichte-Werte der Unternehmen, die hier dazu dienen, die exogenen strukturellen Unterschiede zwischen den Netzbetreibern abzubilden. Den in Bild 3.4 dargestellten Werten liegen zu Grunde die Höchstlast der Netzebene 5 angenähert über die Angaben „Netzhöchstlast N_{sp} = Summe(NE6-NE7)“ zzgl. „Abgabe an Endverbraucher Ebene 5 LP“ aus den Erhebungsbogen (Spalte C15+I64) sowie Angaben zur effektiven Versorgungsfläche, die uns von E-Control zur Verfügung gestellt wurden.

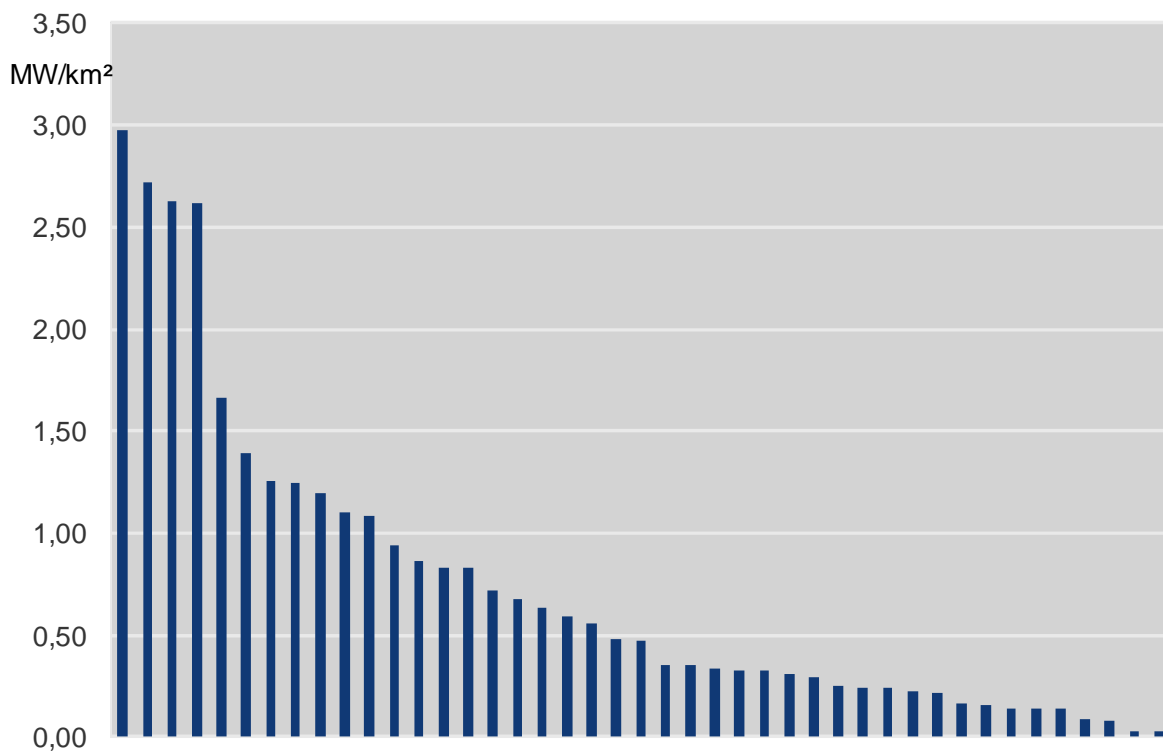


Bild 3.4 Lastdichte der Netzebene 5

Die dritte wesentliche Eingangsgröße stellen die installierten Transformatorleistungen (als Bezugsgröße für die Kenngröße ASIDI) dar. Die in Bild 3.5 aufgetragenen Werte sind der Angabe „Umspannung Mittel-/Niederspannung MVA Transformatoren“ des Erhebungsboogens (Spalte L83) entnommen.

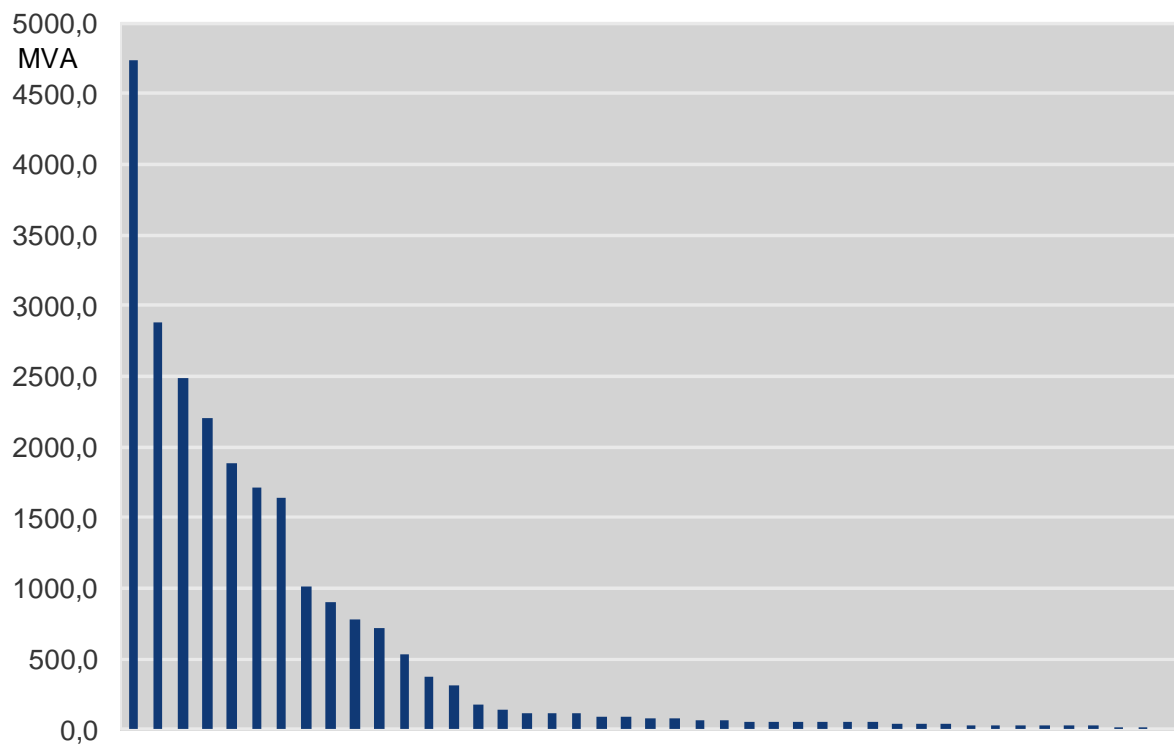


Bild 3.5 Summe der installierten MS/NS-Transformatorleistung

Auf dieser Datengrundlage haben wir für den Ansatz „Strukturabhängigkeit“ die Parameter der Referenzwertkurve bestimmt. Bei der näheren Betrachtung der vorliegenden ASIDI-Werte in Abhängigkeit der Lastdichte ist zu erkennen, dass der Verlauf für die Referenzkurve einen nichtlinearen Zusammenhang aufweist. Auf Basis dieser Datengrundlage stellt eine Hyperbelfunktion, als Ausgangsfunktion für die Definition der Referenzwertkurve, den bestmöglichen Ansatz dar. Die Grundform für eine Hyperbel ist in Gleichung 3.1 aufgezeigt. Anhand dieser Funktion haben wir mittels einer gewichteten nichtlinearer Regression die Funktionsparameter derart bestimmt, dass die Fehlerquadrate unter Berücksichtigung der Unternehmensgröße, gemessen an der installierten Transformatorleistung, minimal werden⁹¹⁰.

⁹ Da die in MS-Excel implementierten Regressionsfunktionen (bisher) keine direkte Berücksichtigung einer Wichtung der einzelnen Datenpunkte ermöglichen, haben wir eine hierfür geeignete wissenschaftliche online-Plattform genutzt (www.zunzun.com)

¹⁰ Bei statistischen Auswertungen wird eine Wichtung vielfach verwendet, um dafür zu sorgen, dass die Regressionsfunktion nur in geringem Umfang von Ausreißern bestimmt wird. Dies ist hier allerdings nicht das Ziel der Wichtung. Vielmehr dient die Wichtung hier dazu, großen Unternehmen einen höheren Beitrag bei der Bestimmung der Regressionskoeffizienten zu geben als kleinen Unternehmen. Dies ist erforderlich, um die

Formel:
$$f(x) = \frac{a}{x^c} + b \quad (3.1)$$

Nach tiefgreifender Untersuchung der Hyperbelfunktion und den vorliegenden Daten hat sich diese Form der Gleichung jedoch als nicht stabil herausgestellt, da sich negative Werte, bei hohen Lastwerten, für die Referenzwertkurve ergeben haben. Da dieses Phänomen für die Anwendung in der Praxis nicht zu vertreten ist, haben wir nach weiteren Untersuchungen eine Sonderform der Hyperbelfunktion gewählt, indem der Parameter b zu Null gesetzt wird. Auf dieser Grundlage ergibt sich bei Verwendung der Wurzel aus der Transformatorleistung, als Gewichtunggröße, die Referenzwertkurve in Bild 3.6. Der gewählte Gewichtungsfaktor ermöglicht weitestgehend die gewünschte Erlösneutralität (siehe auch Abschnitt 2.1) über die gesamte Branche.

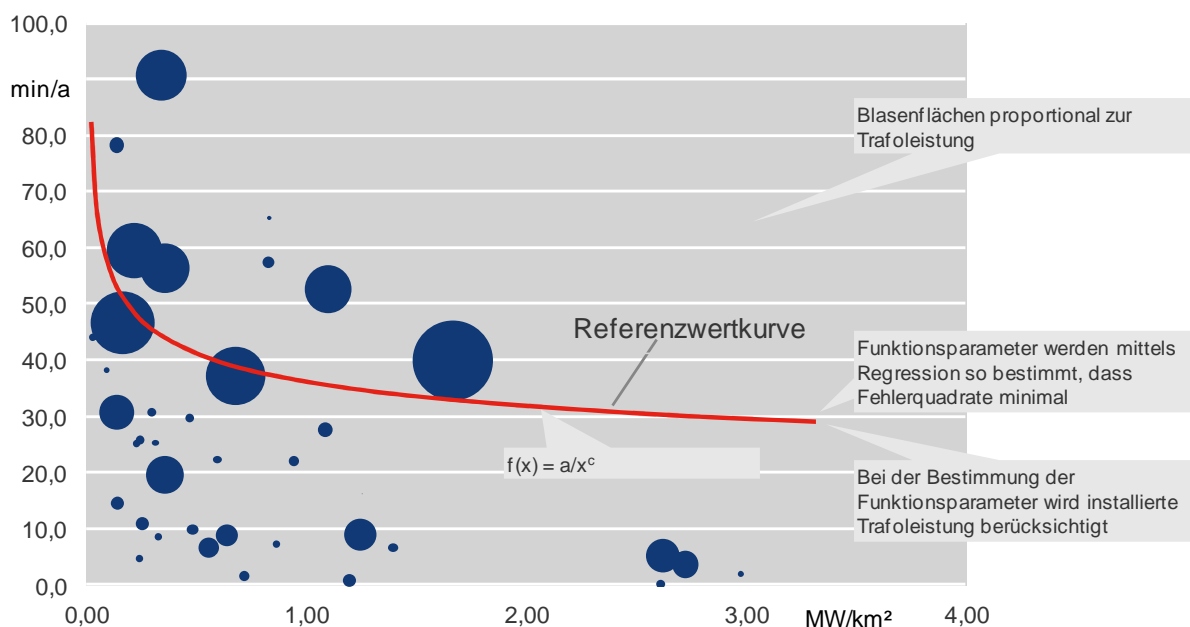


Bild 3.6 ASIDI, Lastdichte und Größe der Unternehmen sowie Referenzwertkurve gemäß Ansatz „Strukturabhängigkeit“

Auf Basis eines Monetarisierungsfaktors von 0,1 €/kVA*min/a ergeben sich die in Bild 3.7 dargestellten Erlöszu- und Erlösabschläge, in dem der jeweilige Istwert der einzelnen Unter-

gewünschte Erlösneutralität zu gewährleisten, da großen Unternehmen ein im Vgl. zu kleinen Unternehmen höherer (absoluter) Erlös-zu- oder -abschlag zugeordnet wird. Ein großer Abstand zwischen dem Istwert eines Unternehmens und der Regressionsfunktion ist hier nicht als Ausreißer zu verstehen.

nehmen mit dem jeweiligen Referenzwert (gemäß obiger Referenzwertkurve) verglichen und die Abweichung unter Berücksichtigung der installierten Transformatorleistung monetarisiert wird.

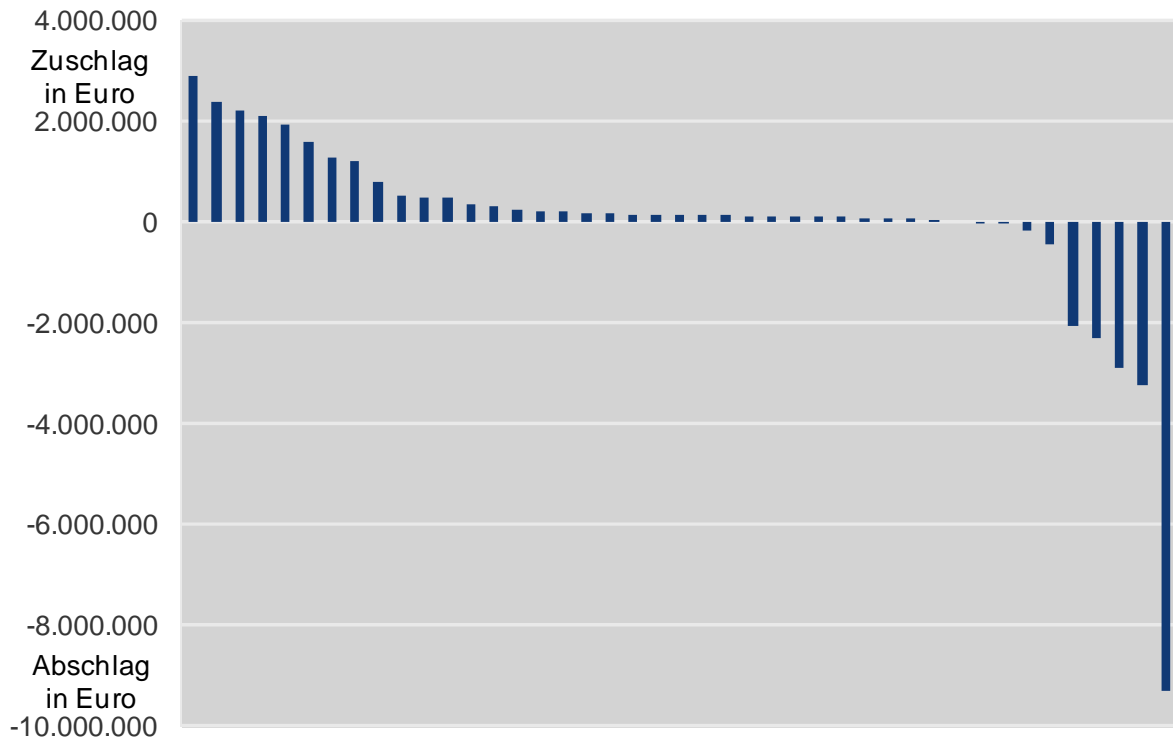


Bild 3.7 Erlöszu- und Erlösabschläge (im Ausgangsjahr)

4 Zusammenfassung

Nachfolgend seien die Empfehlungen für eine Gestaltung des Q-Elements zusammengefasst:

- In der Grundvariante des Q-Elements sollte die kumulierte Dauer der Versorgungsunterbrechungen (genauer: Nichtverfügbarkeiten) herangezogen und in Form ASIDI parametrisiert werden.
- Die Grundvariante sollte sich auf die Verwendung entsprechender Werte für die MS-Ebene (mit Ursache von Versorgungsunterbrechungen in den Netzebenen 4 und 5) beschränken.
- Es sollten Versorgungsunterbrechungen mit einer Unterbrechungsdauer ab drei Minuten berücksichtigt werden.
- Versorgungsunterbrechungen infolge Naturkatastrophen sollten nicht berücksichtigt werden. Ferner sollten Versorgungsunterbrechungen, die an „Major Event Days“ auftreten, ebenfalls nicht berücksichtigt werden.
- Versorgungsunterbrechungen (VU) mit und ohne vorherige Ankündigung sollten differenziert werden. Ungeplante (und damit zwangsläufig) unangekündigte VU sollten mit einem Gewichtungsfaktor von 100% gewertet werden. Geplante und angekündigte VU sollten mit einem Gewichtungsfaktor von 50% gewertet werden.
- Zur Bestimmung der Referenzwerte wurden zwei Ansätze näher betrachtet, der Ansatz „Strukturabhängigkeit“ und der Ansatz „individuelle Historie“. Beide Ansätze können grundsätzlich den Anreiz setzen, langfristig das aus Kundensicht optimale Zuverlässigkeitsniveau anzustreben. Unterschiede zwischen den Ansätzen bestehen vor allem hinsichtlich der Erlöswirkung zum Einführungszeitpunkt und hinsichtlich der Verteilungswirkung. Die quantitative Bedeutung der verschiedenen Vor- und Nachteile hängt in hohem Maße von der Datenlage ab. Eine eindeutige Vorzugsvariante gibt es nicht. Ein aus unserer Sicht plausibler Lösungsansatz kann in einer Kombination beider Ansätze bestehen. Eine sinnvolle Kombination könnte darin bestehen, die Referenzwerte aus einer Gewichtung beider Ansätze zu bestimmen und im Zeitverlauf die Gewichtung in Richtung einer Orientierung am Ansatz „Strukturabhängigkeit“ zu verschieben.

- Das „Q-Element“ sollte kein Toleranzband enthalten. Eine Mittelwertbildung über mehrere Jahre in Verbindung mit einer möglichst linearen Zuverlässigkeits-Erlös-Funktion ist (zum Umgang mit Stochastik) vorzuziehen.
- Kappungsgrenzen in einer Höhe von 3 bis 5 % der Erlöse sollten aus unserer Sicht erwogen werden, wenn ansonsten existenzielle Risiken für die Unternehmen durch das Q-Element zu befürchten wären.
- Hinsichtlich der Monetarisierung der Zuverlässigkeitskenngrößen (oder genauer ihres Abstands von den Referenzwerten) wird eine auf die installierte bzw. unterbrochene MS/NS-Trafoleistung bezogene Anreizrate in Höhe von 0,07 €/kVAmin empfohlen.

Im Hinblick auf spätere Anpassungen und Erweiterungen des Q-Elements ergeben sich folgende Empfehlungen:

- Eine Ausdehnung des Q-Elements auf NS-Netze sollte zu einem späteren Zeitpunkt erwogen werden, sofern absehbar ist, dass die NS-Ebene einen nicht vernachlässigbaren Anteil an der Gesamt-Unzuverlässigkeit hat.
- Hierfür ist zunächst eine geeignete Datenbasis zu schaffen; konkret bedeutet dies, dass die Erfassungsmethodik im Rahmen der Ausfalls- und Störstatistik (ASS) zunächst auszuweiten wäre. Eine solche Ausweitung der Erfassung könnte sich im Zusammenhang mit der verpflichtenden Einführung von Smart-Metern anbieten.
- Mittelfristig kann und sollte darüber nachgedacht werden, die Erfassung auch auf Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer unterhalb von 3 Minuten zu erstrecken; auch hier bietet sich an, eine solche Ausdehnung im Zuge der Einführung von Smart-Metern in Erwägung zu ziehen.