

Qualitätsregulierung – Theorie und internationale Erfahrungen

Working Paper

Nr. 16



Dr. Alfons Haber (alfons.haber@e-control.at)

Dr. Aria Rodgarkia-Dara (aria.rodgarkia-dara@e-control.at)

Dezember 2005

Qualitätsregulierung – Theorie und internationale Erfahrungen

Alfons Haber und Aria Rodgarkia-Dara*

Einleitung

Beginnend mit den Liberalisierungen und Privatisierungen im England der 1980er fand in den leitungsgebundenen Industriesektoren ein Paradigmenwechsel zu mehr Wettbewerb statt. Der verbleibende monopolistische Bereich wurde zwar weiterhin reguliert, jedoch war auch hier ein Paradigmenwechsel zu beobachten. Anstatt der damals in den USA üblichen *Rate-of-Return* Regulierung wurde in England eine *anreizorientierte* Regulierung eingeführt, die durch die Entkopplung der Regulierung von den Kosten der Unternehmen einen Anreiz zur Kosteneffizienz gab. Mittlerweile hat die *anreizorientierte* Regulierung, ausgehend von England, einen Siegeszug in Europa aber auch im traditionell renditenregulierten Amerika angetreten.

Ein mögliches Problem der *anreizorientierten* Regulierung ist jedoch, dass der Anreiz zu Kosteneffizienz zu Lasten der Qualität der Leistung gehen kann. Da jeder Stromnetzbetreiber ein lokales Monopol besitzt, können die Netzkunden darauf nicht oder nur beschränkt (z.B. durch eine Standortverlegung) reagieren. Es zeigt sich deshalb in der internationalen Regulierungspraxis, dass bei einer *anreizorientierten* Regulierung der Anreiz zur *Kosteneffizienz* zunehmend durch einen Anreiz für eine *optimale Qualität der Leistung* ergänzt wird.

In diesem Working Paper werden ausgehend von theoretischen Grundlagen internationale Beispiele der Qualitätsregulierung innerhalb eines anreizorientierten Regulierungssystems dargestellt und ein Überblick über Regulierungsansätze und Qualität geboten. Neben den Implementierungsphasen einer Qualitätsregulierung werden Fallbeispiele zu Norwegen, Großbritannien, den Niederlanden und Victoria (Australien) angeführt und die Ergebnisse abschließend zusammengefasst.

* Dr. Alfons Haber ist Mitarbeiter der Abteilung Strom der Energie-Control GmbH. Dr. Aria Rodgarkia-Dara ist Mitarbeiter der Abteilung Tarife der Energie-Control GmbH. Die Autoren geben ihre persönliche Meinung wieder, die sich nicht mit der der Energie-Control GmbH decken muss.

Theoretische Grundlagen

Entsprechend der ökonomischen Theorie bewirkt ein natürliches Monopol gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtsverluste, da der Monopolpreis höher und die Monopolmenge geringer ist als bei vollständiger Konkurrenz. Aufgrund hoher versunkener Kosten bei leitungsgebundenen Industrien weisen die Monopolgewinne eine zeitliche Stabilität auf, da auf den Monopolisten keine disziplinierende Wirkung durch tatsächlichen oder potentiellen Markteintritt wirkt.¹

In der ökonomischen Literatur wird deshalb ein regulatorischer Eingriff zur Beseitigung respektive zur Minderung der negativen Wirkungen eines natürlichen Monopols vorgeschlagen, wobei hier grob zwischen kostenorientierten und anreizorientierten Regulierungsmethoden unterschieden werden kann.

Kostenorientierte Regulierung

Die kostenorientierte Regulierung orientiert sich am Prinzip der Kostendeckung. Bei der Regulierung der Preise für den Zugang zu den Elektrizitätsnetzen bedeutet dies, dass jeder Netzbetreiber seine betriebsnotwendigen Kosten (inklusive einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals) ersetzt bekommt. Die bekanntesten beiden Methoden zur Umsetzung einer kostenorientierten Regulierung sind die Renditenregulierung und die Kostenzuschlagsregulierung.

Bei den kostenorientierten Ansätzen wird der mangelnde Anreiz für Kosteneffizienz kritisiert. Einerseits werden den Unternehmen fast alle anfallenden Kosten ersetzt und andererseits etwaige Kosteneinsparungen sofort abgeschöpft, das Unternehmen für Anstrengungen also nicht belohnt. Averch/Johnson (1962) wiesen weiters auf die regulierungsbedingte verzerrende Wirkung auf die Kapitalstruktur hin, da das Unternehmen einen Anreiz hat, zu viel und/oder zu teures Kapital im Produktionsprozess einzusetzen.

Zusammenfassend gilt, dass bei kostenorientierten Ansätzen die Erreichung von allokativer Effizienz im Vordergrund steht, selbst wenn diese durch eine nicht kostenoptimale Produktion und verzerrte Kapitalstruktur erkaufte wird.

¹ Eine allgemeine Übersicht zur „Regulierungsökonomie“ findet sich bei Borrmann/Finsinger (1999). Zu *sunk costs* als Markteintrittsbarrieren vgl. Baumol/Panzer/Willig (1982).

Anreizorientierte Regulierung

Bei anreizorientierten Regulierungsmethoden, wie der *Preisobergrenzenregulierung* oder *Erlösobergrenzenregulierung*, werden die Kosten für einen bestimmten Zeitraum von einem *ex ante* festgelegten Preis- oder Erlöspfad abgekoppelt. Dadurch besteht ein Anreiz zur Steigerung der *produktiven* Effizienz bzw. Kosteneffizienz. Gelingt es nämlich dem Unternehmen die Kosten unter den Preis- bzw. Erlöspfad zu senken, dann kann jeder eingesparte Euro zumindest für eine Regulierungsperiode als Gewinn einbehalten werden. Damit sich das Unternehmen *produktiv* effizient verhält, wird somit über einen bestimmten Zeitraum ein *allokativ* ineffizienter Zustand in Kauf genommen.

Bei der *Preisobergrenzenregulierung* bzw. *Erlösobergrenzenregulierung* ist der Anreiz zur *produktiven* Effizienz davon abhängig, wie Kostenreduktionen der Unternehmen bei der Festlegung der Regulierungsparameter in der nächsten Regulierungsperiode verwendet werden. Fließen heutige Kosteneinsparungen des Unternehmens direkt in die Abschläge des Unternehmens in der nächsten Regulierungsperiode ein, wird dadurch der Anreiz zur produktiven Effizienz geschwächt. Gleichzeitig hat das Unternehmen in diesem Fall einen Anreiz, sich am Ende der Regulierungsperiode ärmer zu machen, als es tatsächlich ist, um geringere Vorgaben für die Zukunft zu erhalten (*ratchet effect*).

Die Entkoppelung der zukünftigen Preisreduktionen von den eigenen Anstrengungen des Unternehmens liegt dem Konzept des *Yardstick Competition* (Shleifer, 1985) zugrunde. Shleifer (1985) schlägt vor, den regulierten Unternehmen eine exogene Preissenkungsrate vorzugeben, die sich am durchschnittlichen Produktivitätsfortschritt der *Branche* orientiert. Damit werden die Preise nicht an die Kosten des jeweiligen Unternehmens angeknüpft, sondern an die Kosten der *anderen* Unternehmen, wodurch Kostensenkungen eines Unternehmens heute keinen Einfluss auf die zukünftig erlaubte Preisobergrenze und die Gewinne dieses Unternehmens haben. Dadurch liefert *Yardstick Competition* optimale Kostensenkungsanreize für Unternehmen (Burns/Jenkins/Milzcarek /Riechmann, 2004; Kühn, 2005).

Regulierung und Qualität

Preis und Qualität sind eng miteinander verbunden. Höhere Qualität kann nur unter Aufwendung höherer Kosten und entsprechend höherer Preise erzielt wer-

den. Das Optimum ist dann erreicht, wenn der Grenznutzen der Qualitätssteigerung gleich den Grenzkosten dieser Qualitätssteigerung ist.

Die regulierungsökonomische Literatur beschäftigt sich ausführlich mit der Frage, ob ein Monopol eine sozial suboptimale Qualitätswahl trifft. Eng damit verbunden ist die Frage, wie sich ein Regulierungsregimewechsel auf die Qualität des vom Monopolisten angebotenen Produktes auswirkt. Eine Literaturübersicht findet sich bei Ajodhia/Petrov/Scarsi (2004). Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass die Auswirkung auf die Qualität bei einem Übergang von einer *kosten-* auf eine *anreizorientierte* Regulierung sehr stark von der Kapitalintensität der regulierten Industrie abhängt und bei kapitalintensiven Industrien ohne Berücksichtigung der Qualität in der Regulierung eher eine Verschlechterung der Qualität zu erwarten ist. Grund hierfür ist, dass die tendenzielle Verzerrung des Inputeinsatzes zugunsten von Kapital bei einem Übergang von einer *kosten-* auf eine *anreizorientierte* Regulierung wegfällt und der Einsatz von Kapital reduziert wird. Gleichzeitig bemängeln die Autoren jedoch, dass noch wenige empirische Studien vorliegen, die diesen theoretischen Zusammenhang bestätigen würden.

Herausforderung an die Regulierung

Aus der ökonomischen Literatur lässt sich somit die wesentliche Herausforderung für die praktische Ausgestaltung eines Regulierungssystems ableiten. Im Sinne eines gesamtwirtschaftlichen Optimums sollten vermieden werden:

- zu hohe Kosten/Investitionen für teilweise nicht zu rechtfertigende und damit monetär zu teure Versorgungsqualität und
- zu niedrige Versorgungsqualität wegen übersteigerter Anreize für Kosteneffizienz.

Wie wird Qualität definiert?

Die Begriffe Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität werden oft ohne klare Unterscheidung verwendet und häufig mit der Netzqualität gleichgesetzt. Versorgungssicherheit ist üblicherweise dann gegeben, wenn Kraftwerke und Netze im gesamten System ausreichend vorhanden bzw. dimensioniert und zusätzlich so konstruiert sind, dass die Wahrscheinlichkeit von Ausfällen (Störungen) als gering eingestuft werden kann. Die Versorgungssicherheit wird auch durch Kun-

den beeinflusst. So können beispielsweise Kunden durch ihr Verbrauchsverhalten (Netzurückwirkungen) die Versorgungssicherheit beeinträchtigen.

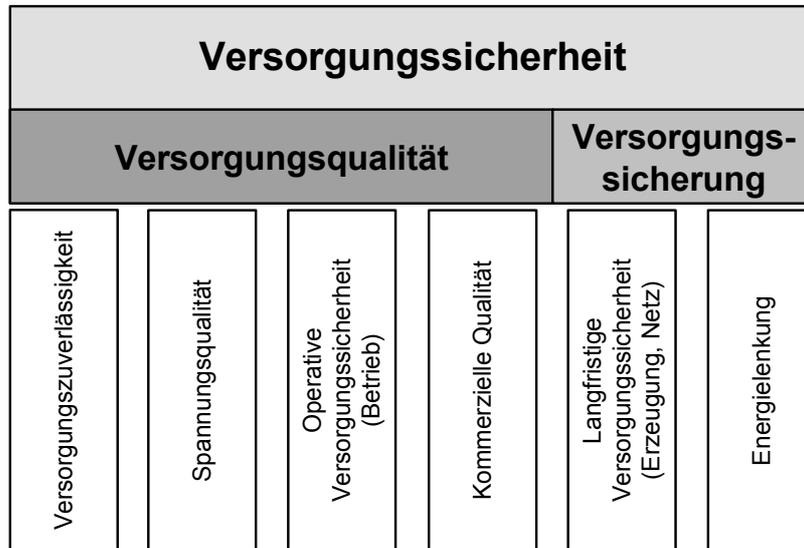


Abbildung 1: Übersicht des Begriffes Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität – „Säulenmodell“

Zur begrifflichen Abgrenzung des Überbegriffes der Versorgungssicherheit kann ein Säulenmodell (siehe Abbildung 1) verwendet werden. Unter Versorgungssicherheit versteht man somit

- die Versorgungszuverlässigkeit,
- die Spannungsqualität (oft auch als technische Versorgungsqualität bezeichnet),
- die operative (kurzfristige) Versorgungssicherheit, welche die Rahmenbedingungen und Sicherheitskriterien sowie die Netzplanung und den Netzbetrieb umfasst,
- die kommerzielle Qualität, welche die Dienstleistungen der Unternehmen beschreibt,
- die langfristige Versorgungssicherheit mit ausreichenden Netz- und Erzeugungskapazitäten und
- die Energielenkung, welche ausführlich im Energielenkungsgesetz geregelt ist.

Die Versorgungsqualität und die Versorgungssicherung stellen wichtige Teilgebiete der Versorgungssicherheit dar. In weiterer Folge wird im Zusammenhang mit Qualität von der Versorgungsqualität gesprochen. Diese umfasst die Versor-

gungszuverlässigkeit, die Spannungsqualität, die operative Versorgungssicherheit und die kommerzielle Qualität.

Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit wird meist über die mittlere Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen von Kunden gemessen. Die Bewertung liefert eine Reihe von Zuverlässigkeitskennzahlen, die dadurch auch eine internationale Vergleichbarkeit der Versorgungssituation ermöglichen.

Durchschnittliche Anzahl der Versorgungsunterbrechungen (SAIFI)

Die durchschnittliche Anzahl der Versorgungsunterbrechungen (Unterbrechungshäufigkeit) pro Jahr lässt sich mit dem international angewendeten Indikator SAIFI (System Average Interruption Frequency Index – [1/a]) beschreiben². Als Bezugsgrößen werden für diesen Indikator und auch die nachfolgenden Indikatoren wahlweise die Gesamtzahl der versorgten Kunden (Gleichung (1)), die gesamte installierte Scheinleistung (Gleichung (2) – siehe auch ASIFI Average System Interruption Frequency Index) oder die Gesamtzahl der Netzstationen (Gleichung (3)) herangezogen.

Customer Interruptions (CI) – Kundenunterbrechungen – werden häufig nach dem Schema von SAIFI (Bezugsgröße Kunden – Gleichung (1)) berechnet und sind hierdurch auch vergleichbar.

Bezugsgröße Kunden:

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum_j n_j}{N_s} \quad (1)$$

Bezugsgröße Leistung:

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum_j I_j}{L_s} \quad (2)$$

Bezugsgröße Netzstationen:

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum_j s_j}{S_s} \quad (3)$$

² IEEE Std 1366™-2003: Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, 14 May 2004

- SAIFI .. System Average Interruption Frequency Index [1/a]
 n_j Anzahl der unterbrochenen Kunden je Anlassfall
 N_s Gesamtzahl der versorgten Kunden
 I_j unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall [kVA]
 L_s gesamte installierte Scheinleistung [kVA]
 s_j Anzahl unterbrochener Netzstationen je Anlassfall
 S_s Gesamtzahl der Netzstationen

Durchschnittliche Unterbrechungsdauern (SAIDI)

Dieser Index beschreibt die durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechungen (Nichtverfügbarkeit) z.B. für die Gesamtzahl der versorgten Kunden während eines Jahr (SAIDI – System Average Interruption Duration Index – [min/a]) und lässt sich anhand der Gleichungen (4) und (5) ermitteln.

Customers Minutes Lost (CML) – Kundenunterbrechungsminuten – werden häufig nach dem Schema von SAIDI (Bezugsgröße Kunden – Gleichung (4)) berechnet und sind hierdurch auch vergleichbar.

Bezugsgröße Kunden:

$$SAIDI = \frac{\sum_j n_j \cdot t_j}{N_s} \quad (4)$$

Bezugsgröße Leistung (siehe auch ASIDI Average System Interruption Duration Index³):

$$SAIDI = \frac{\sum_j I_j \cdot t_j}{L_s} \quad (5)$$

- SAIDI.. System Average Interruption Duration Index [min/a]
 n_j Anzahl der unterbrochenen Kunden je Anlassfall
 N_s Gesamtzahl der versorgten Kunden
 I_j unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall [kVA]
 L_s gesamte installierte Scheinleistung [kVA]
 t_j Unterbrechungsdauer je Anlassfall [min]

³ IEEE Std 1366™-2003: Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, 14 May 2004

Durchschnittliche Unterbrechungsdauer je unterbrochenem Kunden (CAIDI)

Die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung (Unterbrechungsdauer – CAIDI – Customer Average Interruption Duration Index [min]) definiert sich anhand der Gleichung (6) über die unterbrochenen Kunden. Diese kann in Näherung aber auch mit der Bezugsgröße Leistung (Gleichung (7)) gerechnet werden.

Bezugsgröße Kunden:

$$\text{CAIDI} = \frac{\sum_j n_j \cdot t_j}{\sum_j n_j} = \frac{\text{SAIDI}_{\text{Kunden}}}{\text{SAIFI}_{\text{Kunden}}} \quad (6)$$

Bezugsgröße Leistung:

$$\text{CAIDI} = \frac{\sum_j I_j \cdot t_j}{\sum_j I_j} \quad (7)$$

CAIDI.. Customer Average Interruption Duration Index [min]

SAIDI.. System Average Interruption Duration Index – Bezugsgröße Kunden [min/a]

SAIFI .. System Average Interruption Frequency Index – Bezugsgröße Kunden [1/a]

n_j Anzahl der unterbrochenen Kunden je Anlassfall

I_j unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall [kVA]

t_j Unterbrechungsdauer je Anlassfall [min]

Spannungsqualität

Die Spannungsqualität beschreibt die technischen Spannungsqualitätsmerkmale. Diese definiert die messbaren Parameter wie u.a. Frequenz, Höhe der Versorgungsspannung, langsame und schnelle Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen, Flicker, Spannungseinbrüche, kurze und lange Versorgungsunterbrechungen, transiente Überspannungen, Spannungsunsymmetrie, Oberschwingungsspannung, Signalspannungen.

Operative Versorgungssicherheit

Die operative (kurzfristige) Versorgungssicherheit umfasst die Rahmenbedingungen und die Sicherheitskriterien für die Netzplanung sowie den Netzbetrieb. Diese Rahmenbedingungen sind beispielsweise in Normen aber auch in den techni-

schen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen festgeschrieben und umfassen z.B. den (n-1)-sicheren Betrieb.

Kommerzielle Qualität

Es stehen keine allgemein umfassenden Definitionen für Dienstleistungen der Unternehmen (Netzbetreiber) gegenüber Kunden zur Verfügung. Als Beispiel für Indikatoren der kommerziellen Qualität seien Anforderungen an definierte Dienstleistungen (z.B. Netzanschluss, Erreichbarkeit, Reaktionszeit von Telefonservice) genannt.

Qualitätsregulierung

Die Qualitätsregulierung soll auf das Gleichgewicht zwischen Kosten und Nutzen ausgerichtet sein, wobei zu beachten ist, dass sich die Kosten für die Qualität aufgrund der Heterogenität der Versorgungsaufgaben und der Nutzen der Endverbraucher (Industrie vs. Haushalt) unterscheiden. Das Grundprinzip der Qualitätsregulierung liegt somit in der Ermittlung und der objektiven Bewertung der Versorgungsqualität in einem vom Regulator vorgegebenen Regulierungssystem. In der internationalen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung ist vermehrt ein Aufsetzen der Regulierungsparameter auf Outputfaktoren – Qualitätskennzahlen – anstatt Inputfaktoren – z.B. Investitionspläne – erkennbar. Dadurch wird den Unternehmen selbst überlassen, mit welchen Inputkombinationen es die Outputs erreichen will.

Der Prozess der Implementierung einer Qualitätsregulierung kann grob in drei Phasen unterteilt werden (vgl. Adjohia/Franken/Keller/Petrov, 2005):

- **Phase 1:** Definition und Erfassung der Qualitätsfaktoren;
- **Phase 2:** Standards und Veröffentlichungspflichten von Qualitätskennzahlen;
- **Phase 3:** integrierte Preis- und Qualitätsregulierung, Standards.

Phase 1: Definition und Erfassung der Qualitätsfaktoren

Soll sich die Qualitätsregulierung an Outputs – Qualitätsfaktoren – ausrichten, bedarf es robuster, belastbarer und transparenter Kenngrößen. Dadurch wird verhindert, dass nicht die unterschiedliche Erfassung von Qualitätsfaktoren das Resultat der Qualitätsregulierung verzerrt. In diesem Zusammenhang müssen

zusätzlich Kontrollmechanismen für die Datenqualität und mögliche Ausschließungsgründe für die Zuverlässigkeitsbewertung diskutiert werden. Ein Beispiel eines Ausschließungsgrundes wäre der Ausfall der überlagerten Spannungsebene. Bei der Definition möglicher Ausschließungsgründe ist jedoch äußerste Präzision notwendig, um so mögliche Fehlinterpretationen und zu weite Interpretationen zu vermeiden.

Die Datenerfassung beinhaltet die Datenerhebung, Datenaufbereitung, Datenbereinigung und Datenauswertung der vorab standardisierten Qualitätsfaktoren.

Phase 2: Standards und Veröffentlichungspflichten

In der Phase 2 werden für die unterschiedlichen Aspekte der Versorgungsqualität Standards⁴ definiert. In diesem Zusammenhang kommt es zu einem fließenden Übergang von Phase 1 zu Phase 2. Diese Standards werden vom Regulator vorgegeben und kontrolliert. Für die Berücksichtigung der Versorgungsqualität in der Qualitätsregulierung kommen grundsätzlich zwei Arten von Standards zum Einsatz: (1) *Garantierte Standards (Mindeststandards)* und (2) *Generelle Standards (Gesamtstandards)*.

Garantierte Standards (Mindeststandards) legen Mindestanforderungen für die Versorgungsqualität einzelner Kunden fest. Bei einer Unterschreitung dieser Mindeststandards muss der Netzbetreiber Zahlungen an die betroffenen Kunden entrichten. Der Vorteil der Mindeststandards liegt in ihrer möglichen Ausrichtung auf individuelle Kundengruppen. Es besteht dadurch die Möglichkeit, unterschiedliche Eigenschaften der Kunden und Strukturen der Netze bei der Festlegung zu berücksichtigen (z.B. ländliche vs. städtische Versorgungsgebiete). Garantierte Standards können beispielsweise durch Bestimmung der maximalen Dauer von Versorgungsunterbrechungen (Wiederversorgungszeit), der maximalen Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen je Kunde oder der maximalen Dauer für die Erstellung von Kostenvoranschlägen definiert werden.

Generelle Standards (Gesamtstandards) stellen einen Maßstab für die durchschnittlich bereitgestellte Qualität dar. Sie beziehen sich auf die Versorgungsqualität des gesamten Systems. Durch sie wird den Kunden ein Recht auf ein bestimmtes Qualitätsniveau zugesprochen. Standards können durch die Vorgabe

⁴ Die Bezeichnung „Standard“ wird hier nicht nur für Normen oder Vorschriften sondern auch im Zusammenhang mit den definierten Qualitätsanforderungen verwendet.

eines Indikatorwertes bestimmt werden. Während generelle Standards nicht zwangsläufig an Belohnungs- und Bestrafungsschemen gebunden sind, ist dies bei den garantierten Standards immer der Fall. Generelle Standards werden z.B. durch die Ermittlung einer durchschnittlichen Anzahl oder durchschnittlichen Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen pro Kunde aber auch z.B. für die Bearbeitung von Kundenanfragen festgelegt.

Durch standardisierte Veröffentlichungspflichten zur Versorgungsqualität wird eine wichtige Basis für die Einhaltung von Standards aber auch für die Beibehaltung und gegebenenfalls für die Verbesserung eines bestehenden Qualitätsniveaus gelegt, indem durch die Öffentlichkeit und Medien ein gewisser Druck auf die Unternehmen aufgebaut wird. Dadurch kann erheblich zur Imagebildung des Netzbetreibers beigetragen werden. Weiters kann durch Kundeninformationen ein besseres Verständnis, z.B. für Versorgungsunterbrechungen, und raschere Wiederversorgungszeiten erzielt werden.

Der Vorteil von Veröffentlichungspflichten und deren bloßem Monitoring ist, dass das optimale Qualitätsniveau nicht festgelegt werden muss, sondern dies der öffentlichen Meinung und der Interaktion von Konsumenten und Netzbetreibern überlassen bleibt. Allerdings mag die Macht der Nachfrage im Vergleich zur Monopolmacht eines Netzbetreibers relativ schwach sein, sodass die Erfolgsaussichten dieses Instruments in Frage gestellt werden können. Veröffentlichungspflichten werden deshalb in der Regel als Übergangslösungen bis zur integrierten Preis- und Qualitätsregulierung verwendet.

Phase 3: Integrierte Preis- und Qualitätsregulierung

Durch eine integrierte Preis- und Qualitätsregulierung wird das regulierte Unternehmen durch monetäre Anreize zur Bereitstellung eines optimalen Qualitätsniveaus veranlasst. Das Optimum ist theoretisch dann erreicht, wenn die Grenzkosten für eine Einheit zusätzlicher Qualität gleich dem Grenznutzen des Endverbrauchers für diese zusätzliche Einheit sind. Bei der *outputorientierten* Qualitätsregulierung müssen deshalb in einem vorgelagerten Schritt die Grenzkosten des Unternehmens und/oder der Grenznutzen des Endverbrauchers für eine zusätzliche Einheit „Qualität“ ermittelt werden. Dies erweist sich bei der praktischen Ausgestaltung als höchst komplexe Aufgabe.

Unternehmen haben generell einen Anreiz, die Kosten für Qualitätsverbesserungen zu überschätzen, da sie dadurch die Belohnung für diese Verbesserungen erhöhen können. Will der Regulator deshalb Kostendaten der Unternehmen zur Parametrisierung der Qualitätsregulierung verwenden, wird er zur Abschwächung der Informationsasymmetrie die Kostendaten der Unternehmen einer umfangreichen Analyse unterziehen und gegebenenfalls Korrekturen vornehmen müssen.

Ein Informationsproblem besteht weiters beim Endverbraucher. Dieser hat zunächst einmal ein Informationsproblem über seine Zahlungsbereitschaft für das optimale Qualitätsniveau. Auf die Frage „Wieviel würden Sie für eine Unterbrechungsminute mehr zahlen?“ wird ein Großteil der Endverbraucher nur schwer verwertbare Antworten geben können. Diesem Problem kann durch bestimmte Befragungsmethoden (z.B. Conjoint Analysen) begegnet werden.

Aufgrund der Charakteristiken eines Versorgungsnetzes ist es in der Regel nur eingeschränkt möglich, den unterschiedlichen Kunden verschiedene Qualitätsniveaus abhängig von deren Zahlungsbereitschaft anzubieten. Für „sensible“ Kunden, d.h. Kunden, welche bei Versorgungsunterbrechungen mit hohen Ausfallkosten konfrontiert sind, kann selbst ein überdurchschnittlicher Grad der Versorgungsqualität unzureichend sein, während Haushaltskunden mit diesem Grad mehr als zufrieden sind.⁵

Folglich ergeben sich unterschiedliche Beurteilungen über die Bedeutung der Stromversorgung. Das optimale Qualitätsniveau des gesamten Versorgungsnetzes kann somit vom individuellen Optimum der einzelnen Endverbraucher abweichen. Dies kann anhand von Abbildung 2 dargestellt werden, wo die Zahlungsbereitschaft zweier Kunden abgetragen ist. Kunde 2 bewertet die Versorgungssicherheit höher als Kunde 1 und ist dementsprechend auch bereit mehr dafür zu bezahlen. Hieraus ergeben sich zwei unterschiedliche Optima der Versorgungssicherheit für Kunde 1 und 2, die jedoch im Rahmen einer Qualitätsregulierung mit einem *durchschnittlichen* Qualitätsniveau, das wohl zwischen den beiden individuellen Optima liegen wird, nicht zu implementieren sind.

⁵ Neben der Kundengruppe ist auch noch die Uhrzeit, die Ursache (geplant, ungeplant), die Dauer und der Ort der Versorgungsunterbrechung zu berücksichtigen.

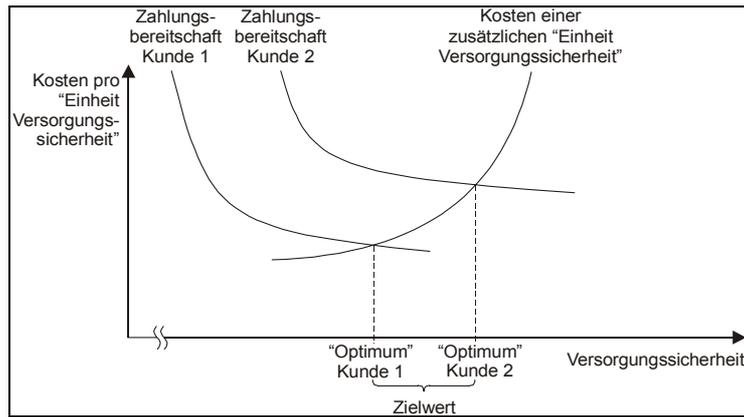


Abbildung 2: Ermittlung der „optimalen“ Versorgungssicherheit für zwei Kunden

Eine Differenzierung nach individuellen Präferenzen ist jedoch beschränkt durch eine Kategorisierung in Kundengruppen mit ähnlichen Eigenschaften, z.B. Haushalte, Gewerbe und Industrie, möglich.

Die Belohnungen/Bestrafungen für die Über-/Untererfüllung von Qualitätszielen erfolgt durch monetäre Anreize (z.B. Berücksichtigung in der Tariffestsetzung durch die Regulierungsbehörde). Besonders die Höhe der monetären Auswirkungen ist ausführlich und nachvollziehbar zu bestimmen und leitet sich unmittelbar aus der Analyse der Grenzkosten der Unternehmen und/oder der Zahlungsbereitschaft der Kunden für Qualität ab. Hierbei ist zu beachten, dass eine zu hohe/geringe Belohnung suboptimale Unternehmensentscheidungen verursachen kann. Für die Ausgestaltung des Belohnungs- bzw. Bestrafungsschemas stehen unterschiedliche Anreizschemen zur Verfügung, die in ihrer Wirkung leicht von einander abweichen. In Abbildung 3 werden schematisch vier mögliche Anreizschemen zur Sicherung der Versorgungsqualität dargestellt (vgl. Ajodhia/Hakvoort, 2005).

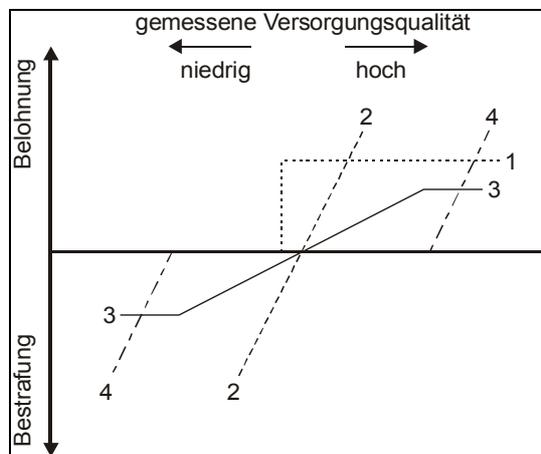


Abbildung 3: verschiedene Anreizschemen zur Sicherung der Versorgungsqualität

Bei Schema 1 erhält der Netzbetreiber eine pauschale Belohnung, wenn ein Referenzwert erreicht oder übertroffen wird. Dieses Schema kann auch im umgekehrten Sinne angewandt werden, wobei der Netzbetreiber bei Nichterreichen oder Unterschreiten der vorgegebenen Versorgungsqualität eine Bestrafung erfährt. Bei Schema 1 ist die Höhe der Belohnung nicht vom Ausmaß der Überschreitung abhängig.

Bei Schema 2 ist die Erlössteigerung oder –verringering des Netzbetreibers direkt von der Versorgungsqualität abhängig. Qualitätsverluste haben eine sofortige (monetäre) Auswirkung auf die Erlöse des Unternehmens. Bei diesem Schema wirkt sich der Grad der Versorgungsqualität direkt über eine proportionale Belohnung bzw. Bestrafung auf den Erlös aus und hängt in der Höhe von der Abweichung der vorgegebenen Versorgungsqualität ab. Die Steigung der Geraden richtet sich nach dem Anreizfaktor für die Sicherung der Qualität – selbiges gilt auch für Schema 3 und 4.

Bei Schema 3 ist im Unterschied zu Schema 2 die Belohnung/Bestrafung gedeckelt. Dadurch wird verhindert, dass ein Netzbetreiber durch eine finanzielle Bestrafung in wirtschaftliche Schwierigkeiten gerät. Die Höhe der Deckelung und die Steigung der Geraden richten sich nach der gewünschten Anreizwirkung für die Qualitätssicherung.

Bei Schema 4 wird für die Versorgungsqualität anstelle eines bestimmten Niveaus eine Bandbreite definiert, innerhalb derer keine Belohnung und keine Bestrafung erfolgt, wodurch dem Netzbetreiber ein gewisser Spielraum eingeräumt wird. Ein solcher Mechanismus ist in der Einführungsphase z.B. einer Qualitätsregulierung von Vorteil, insbesondere wenn der optimale Grad der Qualität noch nicht klar definiert ist. Dieses Schema hat jedoch auch den Vorteil, dass exogene Einflüsse, welche die Versorgungsqualität stark beeinflussen, berücksichtigt werden können und somit die Volatilität der Tarifentwicklung reduziert wird.

Ein weiterer monetärer Anreizmechanismus zur Qualitätssicherung, der zudem den Vorteil aufweist, dass die Zahlungsbereitschaft der Kunden nicht unmittelbar ermittelt werden muss, ist ein direktes Kompensationsschema. Ein solches Kompensationsschema funktioniert ähnlich wie eine Versicherung. Die einzelnen Kunden können den gewünschten Grad an Versorgungsqualität wählen und werden entsprechend diesem, im Fall einer Versorgungsunterbrechung, monetär kompensiert. Die „Versicherungsprämie“ ist dabei z.B. im Preis enthalten, sodass

Kunden mit höheren Qualitätsansprüchen einen höheren Preis bezahlen. Ein solcher Mechanismus erlaubt es den Netzbetreibern, Vorkehrungen in Gebieten mit höheren Sicherheitsansprüchen zu treffen.

Bei einer solchen „Versicherungslösung“ legt bei einer optimalen Gestaltung von Preis-Qualität-Menüs – zumindest in der Theorie – jeder Kunde seine wahre Zahlungsbereitschaft offen. Würde ein Kunde nämlich eine niedrigere Zahlungsbereitschaft angeben als er in Wirklichkeit hat, bezahlt er zwar niedrigere Preise, er würde aber bei einer Versorgungsunterbrechung weniger kompensiert werden als sein Verlust ausmacht. Würde er hingegen eine höhere Zahlungsbereitschaft angeben, erhält er zwar bei einer Versorgungsunterbrechung eine Kompensation, die über seinem wahren Verlust liegt, er müsste dafür aber auch höhere Preise bezahlen.

In der Praxis ist die Anwendbarkeit von Preis-Qualität-Menüs jedoch dadurch eingeschränkt, dass (v.a. bei kleineren Kunden) aufgrund von externen Effekten ein Trittbrettfahrer-Problem besteht. Wenn zum Beispiel ein Netzbetreiber sein Netz vermascht aufbaut, profitieren alle angeschlossenen Kunden, unabhängig davon, wieviel sie für ihre Versorgungsqualität bezahlen. Dadurch besteht für die Kunden kein Anreiz mehr, ihre wahre Zahlungsbereitschaft zu offenbaren. Für größere Kunden mit einer eigenen Anspeisung (Netzanschluss) könnte dieses Prinzip der „Versicherung“ zur Anwendung kommen, wobei hier die Art des Netzanschlusses (z.B. Doppelleitung, Stichleitung) zu berücksichtigen ist.

Internationale Beispiele für Qualitätsregulierung

Bei der internationalen praktischen Ausgestaltung der Qualitätsregulierung werden verschiedene Ansätze verfolgt, die sich zum Teil durch die Verfügbarkeit von robusten Datenreihen erklären lassen. So verfolgt beispielsweise Norwegen hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit den Weg über *Energy Not Supplied* (ENS) basierend auf *Customer Minutes Lost* (CML) und *Customer Interruptions* (CI), während andere Länder wie z.B. die Niederlande den *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) wählen. Es kommen sowohl monetäre Belohnungen/Bestrafungen als auch garantierte Standards (Mindeststandards) und generelle Standards zur Anwendung.

Tabelle 1 gibt einen Überblick zu Zuverlässigkeitserhebungen und die dabei verwendeten Indikatoren für ausgewählte europäische Länder.

	Ursache der Versorgungsunterbrechung	Dauer der Versorgungsunterbrechung	betrachtete Spannungsebenen	Indikator
Belgien	ungeplant	„lang“ (> 1 Minute)	HS, MS	CML, CI
Großbritannien	geplant, ungeplant	„kurz“ (< 1 Minute) „lang“ (> 1 Minute)	HS, MS, NS	CML, CI
Italien	geplant, ungeplant	kurz ¹ lang ²	HS, MS, NS	CML, CI
Niederlande	geplant, ungeplant	lang ²	> 1 kV bis 50 kV	SAIDI, SAIFI, CAIDI
Norwegen	geplant, ungeplant	lang ²	HS, MS	CML, CI
Portugal	geplant, ungeplant	„lang“ (> 1 Minute) lang ²	HS, MS	TIEPI, NIEPI (CML, CI, SAIDI, SAIFI)
Spanien	geplant, ungeplant	lang ²	HS, MS	TIEPI, NIEPI (CML, CI)
Ungarn	geplant, ungeplant	lang ²	HS, MS, NS	CML, CI (SAIDI, SAIFI)

Tabelle 1: auszugsweiser Überblick von internationalen Zuverlässigkeitserhebungen und Zuverlässigkeitsbewertungen der Versorgung (¹...kurz: 1 Sekunde < Dauer ≤ 3 Minuten; ²...lang: Dauer > 3 Minuten) [7]; Quelle: CEER, Tersztzyanszky, T

In der Folge werden die unterschiedlichen Regulierungsansätze in Norwegen, den Niederlanden, Großbritannien und Victoria (Australien) dargestellt.

Revenue-Cap-Qualitätsregulierung in Norwegen⁶

In Norwegen wurde die Erlösobergrenzenregulierung ab dem Jahr 2001 mit einer Qualitätsregulierung, CENS (CENS – *Compensation for Energy Not Supplied*), ergänzt. Seither wird die Erlösobergrenze abhängig vom Niveau der Versorgungsqualität festgesetzt, wobei die Versorgungsqualität als unterbruchsfreie Stromversorgung definiert wird. Dazu werden bei allen Netzen mit einer Betriebsspannung von mehr als 1 kV die Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von mehr als drei Minuten erfasst. Für vier Kundengruppen (Haushalts- und Landwirtschaftskunden sowie Industrie- und Gewerbekunden) werden spezifische mit der Versorgungsunterbrechung (geplant und ungeplant) verbundene

⁶ Heggset/Kjölle (2001)

Kosten ermittelt. Ausschlaggebend für die Veränderung der Erlösobergrenze ist die Differenz zwischen den erwarteten und den tatsächlichen Versorgungsunterbrechungskosten der Kunden im Versorgungsgebiet des Netzbetreibers. Regionale Unterschiede werden berücksichtigt, indem das Zuverlässigkeitsniveau der einzelnen Netze unabhängig von der Leistung der anderen Netzbetreiber bewertet wird.

Bei CENS wird für die Ermittlung der nicht zeitgerecht gelieferten Energie (ENS – *Energy Not Supplied*) die anerkannte Lastkurve zum Zeitpunkt der Unterbrechung berücksichtigt. Dies erfolgt über den durchschnittlichen Stundenwert der Last, woraus folgt:

$$ENS_j = \sum_{i=1}^n P_{G,ji} \cdot t_i \quad (8)$$

ENS.... nicht zeitgerecht gelieferte Energie (Energy Not Supplied – ENS) [kWh]

$P_{G,ji}$ durchschnittliche Last im Intervall i der Kundengruppe G [kW]

t_i Dauer des Intervalls i [h]

n Anzahl der Intervalle

Die Versorgungsunterbrechungen werden für jeden betroffenen Anschlusspunkt von Kunden auf der Hoch- und Mittelspannung sowie auf den Verteiltransformatoren (Niederspannungsversorgung) erfasst. Ein Beispiel für einen Anschlusspunkt (Verteiltransformator) mit angeschlossenen Lasten ist in Abbildung 4 dargestellt. Die Lasten repräsentieren Kunden bzw. 4 Kundengruppen, wobei 26 Kundenkategorien definiert und in 6 Kostenkategorien unterteilt sind.

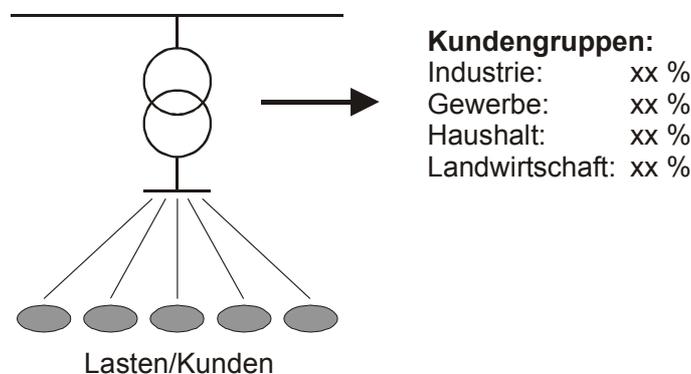


Abbildung 4: Anschlusspunkte mit angeschlossenen Lasten/Kunden

Gleichung (8) für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie (ENS) gilt für Einzellasten. Für einen Anschlusspunkt mit unterschiedlichen angeschlossenen Kundengruppen kann diese über individuelle Lastkurven bestimmt werden.

Zu Beginn der Unterbrechung mit dem Zeitpunkt j für die Kundengruppe G , welche am Anschlusspunkt (DP – Delivery Point) angeschlossen ist, kann die geschätzte ENS laut Gleichung (9) bestimmt werden.

$$ENS_{DP, G, j} = \sum_{i=1}^n P_{G, j, i} \cdot t_i \quad (9)$$

$ENS_{DP, G, j}$...nicht zeitgerecht gelieferte Energie (ENS) pro Anschlusspunkt DP und Kundengruppe G [kWh]

$P_{G, j, i}$durchschnittliche Last im Intervall i der Kundengruppe G [kW]

t_iDauer des Intervalls i [h]

n Anzahl der Intervalle

Die nicht zeitgerecht gelieferte Energie für die Versorgungsunterbrechung am Anschlusspunkt (DP) mit der Beginnzeit j wird über die Summenbildung der ENS der einzelnen individuellen Kundengruppen gebildet (siehe Gleichung (10)).

$$ENS_{DP, j} = \sum_{G=1}^k ENS_{DP, G, j} \quad (10)$$

$ENS_{DP, j}$Summe nicht zeitgerecht gelieferte Energie (ENS) pro Anschlusspunkt DP mit der Beginnzeit j [kWh]

$ENS_{DP, G, j}$...nicht zeitgerecht gelieferte Energie (ENS) pro Anschlusspunkt DP und Kundengruppe G [kWh]

kKundenkategorien

Für alle Berechnungen der nicht zeitgerecht gelieferten Energie sind Zeit und Dauer, die individuelle Lastkurve während des Unterbrechungsintervalls und eine aktuelle Lastmessung für die Kalibrierung notwendig.

Das Hauptproblem bei dieser Methode ist das Fehlen von Messungen der individuellen Lasten im Verteilernetz. In Norwegen werden bei einem Jahresstromverbrauch von > 400 MWh kontinuierlich Stundenlastkurven gemessen, diese repräsentieren 50% der norwegischen Kunden. Für den Hauptteil der Lasten ist es notwendig, durchschnittliche Lastkurven für die unterschiedlichen Lastkatego-

rien der Kunden zu haben. Hierfür stehen zurzeit elf solcher Profile im FASIT-System⁷ zur Verfügung.

Die norwegischen Netzbetreiber müssen dem Regulator jährlich einen Bericht über die Versorgungsunterbrechungen bzw. deren Indikatoren übermitteln. Diese „bottom-up“ kalkulierten Indikatoren beginnen beim Anschlusspunkt. Weiters sind die Indikatoren nach den Netzstrukturen zu unterscheiden in:

- Übertragungsnetz
- Verteilernetz
- Verteilernetz mit > 90% Freileitungslängenanteil
- Verteilernetz mit > 90% Kabellängenanteil
- Gemischtes Verteilernetz

Diese Indikatoren weichen von den systembezogenen Indikatoren (z.B. SAIDI, SAIFI, CAIDI) ab, denn diese beziehen sich allgemein auf das ganze betrachtete Netz bzw. System (z.B. einer Region) und gewichten sich z.B. über die Anzahl der Kunden.

Die Unterbrechungskosten berechnen sich wie folgt:

$$IC = \sum_{n,m} ENS_{n,m} \cdot c_{n,m} \quad (11)$$

IC..... gesamte Unterbrechungskosten (Interruption Costs) [Euro]

ENS.... nicht zeitgerecht gelieferte Energie (Energy Not Supplied – ENS) [kWh]

c..... durchschnittliche Unterbrechungskosten pro Kundengruppe [Euro/kWh]

n Kundengruppe

m geplante, ungeplante Unterbrechung

Aufgrund der klimatischen Unterschiede variieren die erfassten Daten der einzelnen Netzbetreiber sehr stark. Um die durchschnittlichen Unterbrechungskosten für die Kunden und somit die Zahlungsbereitschaft zu ermitteln wurden zwischen 1989 und 1991 sowie 2003 verschiedene Untersuchungen durchgeführt. Für die berücksichtigten Kundengruppen ergaben sich gemäß Tabelle 2 folgende Kosten:

⁷ FASIT – Fault And Supply Interruption Information Tool

Kundengruppe	geplante Unterbrechungskosten [€/kWh]	ungeplante Unterbrechungskosten [€/kWh]
Haushalt / Landwirtschaft	0,40	0,53
Industrie / Gewerbe	4,67	6,67

Tabelle 2: Durchschnittliche Unterbrechungskosten je nicht zeitgerecht gelieferter Energie [Euro/kWh] für unterschiedliche Kundengruppen, Quelle: NVE⁸

Für jeden Netzbetreiber wird ein prognostizierter Wert der nicht zeitgerecht gelieferten Energie (siehe Gleichung (12)) für die Zukunft berechnet. Dazu wurde einerseits die individuelle Unterbrechungshäufigkeit während der letzten fünf Jahre untersucht und andererseits ein Regressionsmodell mit Paneldaten, das Strukturvariablen mitberücksichtigt, für alle Netzbetreiber eingesetzt. Das Ergebnis dieser Untersuchung ist kein optimales Qualitätsniveau sondern eine Prognose der zukünftigen Entwicklung. Anschließend werden für jeden Netzbetreiber die erwarteten Unterbrechungskosten, die sich aus der erwarteten Menge der nicht zeitgerecht gelieferten Energie und den durchschnittlichen spezifischen Unterbrechungskosten ergeben, berechnet. Am Ende des Jahres wird die Differenz zwischen erwarteten und effektiven Unterbrechungskosten ermittelt. Ist die Differenz positiv, so ist die Qualität besser als erwartet und die Erlösobergrenze wird um diesen Betrag erhöht und umgekehrt.

$$E_H(IC) = \sum_{n,m} E(ENS)_{n,m} \cdot c_{n,m} \tag{12}$$

- $E_H(IC)$ prognostizierte gesamte Unterbrechungskosten (IC) [Euro]
- IC gesamte Unterbrechungskosten (Interruption Costs) [Euro]
- $E(ENS)$.. prognostizierte nicht zeitgerecht gelieferte Energie (ENS) [kWh]
- c durchschnittliche Unterbrechungskosten pro Kundengruppe [Euro/kWh]
- n Kundengruppe
- m geplante, ungeplante Unterbrechung

Im CENS-Modell sind keine direkten Kompensationszahlungen an die Kunden vorgesehen. Bei Großkunden (mit mehr als 400 MWh Jahresstromverbrauch) ist aber ein individuelles Abkommen zwischen Netzbetreiber und Kunde möglich, hierfür müssen jedoch Schätzungen der kundenspezifischen Unterbrechungskos-

⁸ Trengereid (2002)

ten vorliegen. Dieser Wert ersetzt die sonst vom Regulator vorgegebenen durchschnittlichen Unterbrechungskosten der Kundengruppe. In diesem Fall werden dem betroffenen Kunden die Kosten direkt erstattet. Diese Versorgungsunterbrechungen gehen dann nicht mehr in die Berechnung des allgemeinen Unterbrechungsniveaus für den jeweiligen Netzbetreiber ein.

1995 lag die gesamte nicht zeitgerecht gelieferte Energie bei 0,044% der gesamten gelieferten Energie. Dieser Wert betrug im Jahr 2001, nach einer nahezu kontinuierlichen Abwärtsbewegung, 0,018%. Der Vergleich mit anderen Ländern ist aufgrund der beschriebenen Erfassungsannahmen, z.B. individuelles Abkommen zwischen Netzbetreibern und Großkunden, nur eingeschränkt möglich. Diese Ergebnisse zeigen jedoch den Erfolg der Qualitätsregulierung.

Yardstick-Qualitätsregulierung in den Niederlanden⁹

Im niederländischen Modell der Qualitätsregulierung, welches seit 1. Jänner 2005 implementiert ist (effektive Umsetzung ab 2006), führt eine überdurchschnittliche Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit (Qualitätsübererfüllung) zu einer Erhöhung der zulässigen Erlösobergrenze, während eine Unterschreitung des Zuverlässigkeitsniveaus eine Reduktion der zulässigen Erlösobergrenze bewirkt. Dieses Anreizschema wird mittels den Zuverlässigkeitskenngrößen SAIDI, SAIFI und CAIDI bestimmt, welche zur Ermittlung eines q-Faktors herangezogen werden. Der Qualitätszielwert, an dem der Netzbetreiber gemessen wird, ist die durchschnittliche Qualität aller Netzbetreiber („Yardstickregulierung“). Die Umsätze des Netzbetreibers werden gemäß Gleichung (13) berechnet.

$$TI_{i,t} = \left(1 + \frac{cpi_t - x + q}{100} \right) \cdot TI_{i,t-1} \quad (13)$$

$TI_{i,t}$ Umsätze des Netzbetreibers i im Betrachtungsjahr t

cpi_t Verbraucherpreisindex im Betrachtungsjahr t

x Effizienzfaktor

q q-Faktor (Qualitätsfaktor)

Zur Ermittlung des Qualitätsfaktors q werden Netze mit einer Betriebsspannung von mehr als 1 kV bis 50 kV berücksichtigt. Die Berechnung erfolgt mittels der Zuverlässigkeitskenngrößen SAIDI, SAIFI und CAIDI, wobei eine Mittelwertbil-

⁹ DTe (2004)

derung dieser über einen dreijährigen Zeitraum erfolgt. Die Zuverlässigkeitskenngrößen liegen flächendeckend erst ab dem Jahr 2004 vor, für die Jahre davor werden diese auf Null gesetzt.

Die niederländische Qualitätsregulierung nimmt eine Unterscheidung nach den angeschlossenen Kundengruppen (Haushalt, Betriebe) vor. Über eine Bewertungsfunktion, welche die durchschnittliche jährliche Unterbrechungshäufigkeit (F) und Unterbrechungsdauer (D) sowie Haushalte (H) und Betriebe (B) erfasst, werden die Faktoren $C^H(F,D)$ und $C^B(F,D)$ ermittelt. Diese werden in den Faktor $W_{T-2M-1,\dots,T-M-2}$ überführt, der die Faktoren $C^H(F,D)$ und $C^B(F,D)$, den durchschnittlichen SAIFI und CAIDI sowie den durchschnittlichen Anteil der Haushalte und der Betriebe in den Niederlanden berücksichtigt. Schlussendlich wird zur Bestimmung der jährlichen Kosten pro Unterbrechungsminute, $\varphi_{T-M-1,\dots,T-2}$, der Faktor $W_{T-2M-1,\dots,T-M-2}$ mit dem durchschnittlichen nationalen SAIDI in Verhältnis gesetzt.

Zusätzlich wird eine Kompensation anerkannt, welche sich über die Summe der versorgten Kunden, den gewichteten Faktoren $C^H(F,D)$, $C^B(F,D)$ und den durchschnittlichen Anteilen von Haushalt und Betrieben errechnet.

Die Höhe des q-Faktors hängt somit von der Veränderung der Versorgungszuverlässigkeit, unterschieden nach Kundengruppen, der Unterbrechungshäufigkeit und der Unterbrechungsdauer bzw. Nichtverfügbarkeit ab.

Die Erfüllung der Qualität π für den Netzbetreiber i für die Jahre T-M-1 bis T-2 wird nach Gleichung (14) ermittelt.

$$\begin{aligned} \pi_{i,T-M-1,\dots,T-2} &= \\ &= \sum_{k=T-M-1}^{T-2} AK_{i,k} \cdot \varphi_{T-M,\dots,T-2} \cdot \left(\overline{SAIDI}_{T-2M-1,\dots,T-M-2} - \overline{SAIDI}_{i,T-M-1,\dots,T-2} \right) + CV_{i,T-M-1,\dots,T-2} \end{aligned} \quad (14)$$

π Qualitätserfüllung des Netzbetreibers i

AK Anzahl der angeschlossenen Kunden des Netzbetreibers i

φ jährliche Kosten pro Unterbrechungsminute

\overline{SAIDI} ... durchschnittlicher System Average Interruption Duration Index für Niederlande

\overline{SAIDI}_i ... durchschnittlicher System Average Interruption Duration Index für Netzbetreiber i

CV Kompensationsfaktor

T Betrachtungsjahr

M Dauer der Regulierungsperiode

Ergebnis der Berechnungsschritte sind individuelle Qualitätsfaktoren für jeden Netzbetreiber, welche entsprechend Gleichung (13) in die Tariffestsetzung einfließen. Der q-Faktor wird nach oben und unten mit 5% begrenzt.

Die Innovation bei der niederländischen Qualitätsregulierung besteht in der Anwendung des *Yardstick-Competition* Ansatzes. Die Zielwerte für den Netzbetreiber werden nicht isoliert aus – vergangenen – Qualitätskennzahlen des betroffenen Netzbetreibers, wie beispielsweise in Norwegen, sondern aus dem Verhältnis zum nationalen Durchschnitt ermittelt. Das bedeutet, dass „gute“ Netzbetreiber nicht mit den eigenen „guten“ Werten gebenchmarkt werden, sondern mit einem Durchschnitt aus „guten“ und „schlechten“ Werten und somit auch einen monetären Vorteil aus dem System erzielen können. Im niederländischen Ansatz fehlt jedoch eine Differenzierung in städtische und ländliche Unternehmen, sodass auf regionale Unterschiede nicht explizit Rücksicht genommen wird. Gleiches gilt auch bei der Ausgestaltung der Preisobergrenzenregulierung. Der niederländische Regulator arbeitet jedoch derzeit an einem Projekt zum Thema „Regionale Unterschiede“.

Qualitätsregulierung in Großbritannien¹⁰

In Großbritannien wird die Preisobergrenzenregulierung verbunden mit der Qualitätsregulierung angewandt. Die Versorgungsqualität, welche der Kunde vom lokalen Verteilernetzbetreiber erhält, wird vom Regulator (OFGEM) bewertet. Bei dieser monetären Bewertung wird auf die Anzahl der Versorgungsunterbrechungen, deren Dauer und die kommerzielle Qualität (telefonische Kundenanfragen, Herstellung von Kundenanschlüssen, usw.) geachtet. Grundsätzlich wird zwischen den garantierten Standards für jeden einzelnen Kunden, welche sich z.B. auf die Wiederversorgungszeit nach Versorgungsunterbrechungen beziehen, und den anderen Qualitätsstandards, welche über ein Anreizsystem reguliert sind, unterschieden. Diese Standards beschreiben spezifische Indikatoren, z.B. die Anzahl und Dauer von Versorgungsunterbrechungen, die Qualität der telefonischen Kundenanfragen, usw.

In Tabelle 3 werden die Qualitätsanforderungen und deren monetäre Bewertung seitens OFGEM für die Stromverteilernetzbetreiber dargestellt.

¹⁰ OFGEM (2004) und OFGEM (2005)

	2000 - 2005	2005 - 2010
Versorgungsunterbrechungen	+ 2% bis - 1,75%	+/- 3%
Sturmschadensvergütungen	- 1%	- 2%
andere Standards und Anforderungen	Unbegrenzt	unbegrenzt
Qualität der Beantwortung von telefonischen Kundenanfragen	+/- 0,125%	+ 0,05% bis - 0,25%
Qualität der Beantwortung von telefonischen Kundenanfragen bei außergewöhnlichen Störungen (z.B. großflächige Sturmschäden)	nicht angewandt	0% (bis 2006) +/- 0,25% für 3 Jahre (ab 2007)
beliebiges Belohnungsschema	nicht angewandt	Bis zu + £ 1 Mio.
Generelle Grenze (exklusive andere Standards und beliebiges Belohnungsschema)	+ 2% bis - 2,875%	4% nach unten, keine Grenze nach oben

Tabelle 3: Qualitätsanforderungen und deren monetäre Bewertung – Prozentwerte bezogen auf die jährlichen Erlöse; Quelle: OFGEM

Mit 1. April 2005 wurden neue Richtlinien für die Kundenunterbrechungen und die Kundenanfragen eingeführt. Diese sollen stärkere Anreize für die Verteilernetzbetreiber darstellen, um so z.B. die Wiederversorgungszeiten so rasch und effizient wie möglich zu gestalten und die Qualität der Beantwortung von telefonischen Kundenanfragen zu verbessern.

Werden die garantierten Standards, z.B. für die Wiederversorgungszeit unterschritten, kann direkt an die betroffenen Kunden eine Zahlung erfolgen, oder, wenn dies nicht möglich ist, die Zahlung über den Lieferanten an den Kunden erfolgen. Eine monetäre Bewertung der generellen Standards im Allgemeinen, mit Ausnahme der beschriebenen Standards in Tabelle 3, ist aktuell nicht mehr vorgesehen. Die Überprüfung erfolgt über die Berichterstattung. Wenn diese jedoch Verschlechterungen erkennen lässt, behält sich OFGEM eine Wiedereinführung dieser Standards vor.

Auszugsweise seien folgende Anforderungen an die Qualität beschrieben.

- *Versorgungsunterbrechungen*: Das Anreizschema berücksichtigt jährliche symmetrische Zahlungsflüsse, d.h. es sieht Belohnungen und Bestrafungen der Netzbetreiber vor. Basis für die Bewertung ist die Anzahl der Ver-

sorgungsunterbrechungen pro 100 Kunden (CI – Customer Interruption) und die Unterbrechungsminuten pro Kunden (CML – Customer Minutes Lost). Die maximale Höhe dieser monetären Bewertung ist mit 3% (bezogen auf die jährlichen Erlöse des Netzbetreibers) vorgesehen, wobei sich dieser Prozentsatz aus maximal 1,2% für CI und 1,8% für CML zusammensetzt. Weiters ist dieser Anteil nach den Ursachen (z.B. geplant, ungeplant, Versorgungsunterbrechung) gewichtet. Für jeden Netzbetreiber ist eine individuelle Zielvorgabe definiert, welche jährlich erfüllt werden muss. Für die Berechnung der Belohnungen und Bestrafungen für CML und CI gibt es wiederum individuelle Anreizraten, welche mit der Differenz aus den Vorgaben und den tatsächlichen Werten multipliziert werden. Hierbei werden aber definierte schwere witterungsbedingte Störungen ausgenommen. Für die Bestimmung der individuellen Anreizraten werden die Kosten für die notwendigen Maßnahmen und z.B. der Verkabelungsgrad berücksichtigt. Ähnliches gilt für die Bewertung der Wiederversorgungszeiten nach Versorgungsunterbrechungen. Bei diesen Bewertungen wird eine Reihe von externen Störungsursachen nicht berücksichtigt, welche nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers liegen, z.B. Beschädigungen durch Vandalismus, wobei diese Ursachen in einer sehr geringen Anzahl auftreten – z.B. für CML im Durchschnitt bei 1%.

- *Wiederversorgungszeit:* Die Zeit der längsten Versorgungsunterbrechung von Kunden ist mit 18 Stunden vorgegeben. Wird diese Zeit überschritten, fallen Kompensationszahlungen in der Höhe von £ 50,- für Haushaltskunden und von £ 100,- für die anderen Kunden an. Nach weiteren 12 Stunden wird dieser Betrag um £ 25,- erhöht. Er ist nach oben nicht begrenzt und fällt daher jeweils für weitere kumulative 12 Stunden an. Ausgenommen hiervon sind lediglich definierte Witterungseinflüsse.
- *Telefonische Kundenanfragen:* Das Augenmerk wird auf die Qualität und die Geschwindigkeit der Beantwortung von telefonischen Kundenanfragen gelegt. Die Bewertung wird über eine Skala von 1 bis 5 durchgeführt. Wenn der jährliche Durchschnitt der Bewertung unter 3,6 fällt, gibt es eine Bestrafung von 0,25% bezogen auf die Erlöse. Wenn jedoch der Wert von 4,5 überschritten wird, kann eine Belohnung von 0,05% des Erlöses beansprucht werden. Die Ergebnisse der Bewertungen, welche auf Kundenbe-

fragungen basieren, sollen auch im Internet und im „Quality of Service Report“ veröffentlicht werden.

Seit der Einführung der monetären Bewertung der Versorgungsqualität im Jahr 2002 konnten in Großbritannien die durchschnittliche Anzahl der Kundenunterbrechungen pro 100 Kunden um 7% und die Kundenunterbrechungsminuten um 6% gesenkt werden.

Dieses Beispiel der Qualitätsregulierung zeigt die positiven Auswirkungen auf die Versorgungsqualität. Die Höhe der monetären Bewertungen der letzten Jahre wurde im Jahr 2005 für die nächsten fünf Jahre angepasst, teilweise in positiver und negativer Richtung ausgeweitet. Weiters sei zu erwähnen, dass die maximale Erlösreduktion auf 4% beschränkt ist, während für die hieraus erzielten Gewinne keine Grenze vorgesehen ist. Die Erfassung und die Bewertung sind sehr umfangreich. Für die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit werden die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben (z.B. Versorgungsgebiet) der Netzbetreiber durch individuelle Zielvorgaben berücksichtigt.

Neben der *output*orientierten findet sich in Großbritannien – im Unterschied zu Norwegen und den Niederlanden – auch eine *input*orientierte Qualitätsregulierung. Im Rahmen der Preisfestsetzungsverfahren werden die Investitionspläne der Unternehmen auch im Hinblick auf ihre Auswirkung auf die Versorgungsqualität genau analysiert.

Price-Cap-Qualitätsregulierung in Victoria (Australien)

Die explizite Berücksichtigung von Qualitätsfaktoren in der Regulierungsformel erfolgte in Victoria (Australien) erstmals in der Regulierungsperiode 2001-2005¹¹, indem einerseits die Regulierungsformel um einen Qualitätsfaktor (S-Faktor) erweitert und andererseits Strafzahlungen bei Nichterfüllung von Mindeststandards eingeführt wurden.

Die Regulierungsformel für die Periode 2001-2005 lautet:

¹¹ Office of the Regulator-General (2000)

$$\frac{\sum_{i=1}^n p_{i,t} \cdot q_{i,t-2}}{\sum_{i=1}^n p_{i,t-1} \cdot q_{i,t-2}} \leq \frac{(1 + \text{CPI}_t) \cdot (1 - X) \cdot (1 + S_t)}{(1 + S_{t-6})} \quad (15)$$

$p_{i,t}$ Tarif für die Tarifkomponente i im Jahr t

$q_{i,t}$ Abgabemenge für die Tarifkomponente i im Jahr t

CPI ... Verbraucherpreisindex

X Produktivitätsfaktor

S_t Qualitätsfaktor für das Jahr t

Der S-Faktor selbst berechnet sich wie folgt:

$$S_t = \sum_{r,n} s_{r,n} \cdot (\text{GAP}_{t-2}^{r,n} - \text{GAP}_{t-3}^{r,n}) \quad (16)$$

r bezieht sich auf die drei Indikatoren, ungeplante SAIFI, ungeplante CAIDI und geplante SAIDI

n bezieht sich auf die Kundenkategorie *central business district*, städtisch und ländlich

$s_{r,n}$ incentive rate für Indikator r und Kundenkategorie n

$\text{GAP}_{t-2}^{r,n}$... Abweichung vom Zielwert für Indikator r und Kundenkategorie n im Jahr $t-2$

$$(\text{GAP}_{t-2}^{r,n} = \text{TAR}_{t-2}^{r,n} - \text{ACT}_{t-2}^{r,n})$$

$\text{TAR}_{t-2}^{r,n}$... Zielwert für Indikator r und Kundenkategorie n im Jahr $t-2$

$\text{ACT}_{t-2}^{r,n}$... Aktueller Wert für Indikator r und Kundenkategorie n im Jahr $t-2$

$\text{GAP}_{t-3}^{r,n}$... Abweichung vom Zielwert für Indikator r und Kundenkategorie n im Jahr $t-3$

$$(\text{GAP}_{t-3}^{r,n} = \text{TAR}_{t-3}^{r,n} - \text{ACT}_{t-3}^{r,n})$$

$\text{TAR}_{t-3}^{r,n}$... Zielwert für Indikator r und Kundenkategorie n im Jahr $t-3$

$\text{ACT}_{t-3}^{r,n}$... Aktueller Wert für Indikator r und Kundenkategorie n im Jahr $t-3$

Die Bestimmung der Zielwerte, $\text{TAR}^{r,n}$, für 2001-2005 erfolgt durch den Regulator und basiert auf Vorschlägen der Unternehmen. Bei der Bestimmung der Zielwerte werden die Qualitätsindikatoren, SAIDI, SAIFI und CAIDI, ungleich gewichtet. Die Zielwerte wurden so festgelegt, dass die Versorgungszuverlässigkeit über die Periode 2001-2005 für städtische Kunden um 25% und für ländliche Kunden um 17% verbessert wird.

Die *incentive rates* für die einzelnen Qualitätsfaktoren entsprechen den Grenzkosten der Versorgungszuverlässigkeit¹² und werden vom Regulator festgelegt, der dabei Kostendaten der Unternehmen verarbeitet. Der Regulator hat weiters überlegt die Zahlungsbereitschaft der Endverbraucher zur Bestimmung der *incentive rates* heranzuziehen, dies aber abgelehnt, da aus den verfügbare Daten die Werte für die Zahlungsbereitschaften weit über den Grenzkosten für Versorgungszuverlässigkeit gelegen sind. Weiters findet keine Differenzierung nach Kundengruppen, z.B. Haushalt, Industrie, statt. Die *incentive rates* bleiben für die Jahre 2001-2005 konstant.

Der S-Faktor wird nicht schon zu Beginn der Regulierungsperiode wirksam, sondern erstmals bei der Tariffestsetzung im Jahr 2003, wobei $GAP_{t-3}^{r,n}$ gleich Null gesetzt wird.

Die Regulierung ist so ausgerichtet, dass sich der S-Faktor des Jahres t über sechs Jahre in den Tarifen auswirkt und danach eine entsprechende Bereinigung durch $(1 + S_{t-6})$ erfolgt. Dies bedeutet, dass S_{t-6} in den Jahren 2003 bis einschließlich 2008 einen Wert von Null annimmt.

Übertrifft ein Unternehmen seine Zielwerte, so nimmt der S-Faktor einen positiven Wert an und das Unternehmen wird mit höheren Tarifen belohnt. Gleiches gilt für den umgekehrten Fall. Die Qualitätsregulierung in Victoria erfasst inkrementelle Verbesserungen (Verschlechterungen) der Versorgungszuverlässigkeit. Was bedeutet dies für den S-Faktor bei einer (i) dauerhaften Verbesserung und (ii) temporären Verschlechterung?

- *Dauerhafte Verbesserung:* Gelingt es dem Unternehmen den aktuellen Wert, $ACT^{r,n}$, dauerhaft im Verhältnis zum Zielwert, $TAR^{r,n}$, zu reduzieren, bewirkt dies für das Jahr der Reduktion einen positiven S-Faktor. Bleibt der aktuelle Wert in der Folge auf diesem neuen Niveau, nimmt der S-Faktor in Ermangelung weiterer inkrementeller Verbesserungen in den Folgejahren einen Wert von Null an. Der S-Faktor bewirkt somit eine einmalige Erhöhung des Tarifniveaus.

¹² Dadurch unterscheidet sich die Qualitätsregulierung in Victoria gegenüber der in Norwegen und den Niederlanden, wo nicht auf die Grenzkosten der Unternehmen sondern auf die Zahlungsbereitschaft der Kunden abgestellt wird.

- *Temporäre Verschlechterung*: Fällt der aktuelle Wert, $ACT^{r,n}$, aufgrund eines einmaligen Ereignisses, z.B. Unwetter, unter den Zielwert, $TAR^{r,n}$, so bewirkt dies zwar einen negativen S-Faktor. Bleibt das Ereignis jedoch einmalig, wird die Versorgungszuverlässigkeit im Folgejahr wieder auf ein normales Niveau zurückkehren und das Unternehmen eine entsprechende inkrementelle Verbesserung der Zuverlässigkeit verzeichnen. Somit reduziert sich das Tarifniveau durch einen negativen S-Faktor für ein Jahr, kehrt jedoch im nächsten Jahr durch einen positiven S-Faktor auf sein anfängliches Niveau zurück.

Für die Regulierungsperiode 2006-2010¹³ wurde die Systematik der Qualitätsregulierung, S-Faktor und Strafzahlungen bei Nichterfüllung von Mindeststandards, beibehalten. Es wurden jedoch einige Adaptionen vorgenommen.

Anstatt des ungeplanten SAIFI, ungeplanten CAIDI und geplanten SAIDI werden als Qualitätsindikatoren der ungeplante SAIFI und der ungeplante SAIDI verwendet. Weiters werden die Qualitätsindikatoren um den MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index – $[1/a]$, beschreibt die durchschnittliche Anzahl der kurzen Versorgungsunterbrechungen pro Jahr) und einen Faktor für die kommerzielle Qualität, *Call Center Performance*, ergänzt. Die Zielwerte basieren weiterhin auf Vorschlägen der Unternehmen, die vom Regulator analysiert werden. Einige Unternehmen haben angeregt, die Zielwerte als Bandbreiten zu definieren, um die Volatilität der Tarifentwicklung zu reduzieren. Dies wurde jedoch nicht umgesetzt.

Die *incentive rates* werden zwar weiterhin auf Basis von Grenzkosten ermittelt, jedoch bleiben diese nicht über die gesamte Regulierungsperiode konstant. Es werden *incentive rates* für 2006-2007 und 2008-2010 festgelegt. Im Vorfeld wurden weiters Überlegungen angestellt, die Zahlungsbereitschaften der Kunden mit zu berücksichtigen. Dies wurde jedoch nicht weiter umgesetzt.

Erste Zahlen zur Auswirkung der Qualitätsregulierung in Victoria lassen eine Verbesserung der Qualitätsindikatoren erkennen. Weiters liegen die aktuellen Qualitätsindikatoren der Unternehmen – mit Ausnahme eines Unternehmens – unter den korrespondierenden Zielwerten. Inwieweit dies zum Teil durch inflationäre

¹³ Essential Service Commission (2004), Essential Service Commission (2005).

Vorschlägen für die Zielwerten durch die Unternehmen selbst liegt, kann bis dato nur schwer beurteilt werden.

Zusammenfassung

Sowohl die Theorie als auch die internationale Erfahrung zeigt, dass die Entwicklung eines Systems zur Qualitätsregulierung eine hoch komplexe Aufgabe darstellt. Als besondere Herausforderung muss in diesem Zusammenhang die Bewertung des Produktes „Qualität“ genannt werden, welche eine Grundlage für die monetäre Erfassung von Qualitätsaspekten bildet. Gleichzeitig ist es auch notwendig die Leistungen des Netzbetreibers standardisiert zu erfassen und zu überwachen.

Die international angewandten Regulierungsansätze verwenden unterschiedliche Regulierungsinstrumente bezüglich der Versorgungsqualität. Es werden sowohl garantierte Standards (Mindeststandards) als auch generelle Standards in den Regulierungen verwendet. Gleichzeitig werden unterschiedliche Ziele verfolgt. Diese Diversifikation begründet sich u.a. in der unterschiedlichen Verfügbarkeit der Daten und der unterschiedlichen Akzentuierung der Regulierung.

Die Wirkung der Qualitätsregulierung spiegelt sich in Zahlen wider. So sind beispielsweise in Großbritannien seit der Einführung der monetären Bewertung der Versorgungsqualität im Jahr 2002 die durchschnittliche Anzahl der Kundenunterbrechungen pro 100 Kunden um 7% und die Kundenunterbrechungsminuten um 6% gesenkt worden.

Die internationalen Erfahrungen der Qualitätsregulierung zeigen somit deren positive Aspekte auf. Besonders hervorzuheben ist, dass unterschiedliche Ansätze der Qualitätsregulierung in der Wahl und Vorgabe der Qualitätskenngrößen, im Speziellen bei der Versorgungszuverlässigkeit gewählt werden, um nationale Spezifika zu berücksichtigen. Gleichzeitig ist für die Umsetzung der Qualitätsregulierung ein umfassendes, qualitativ hochwertiges Datenpool notwendig. Dieses muss im Sinne aller Marktteilnehmer möglichst schnell aufgebaut und laufend erweitert werden, denn nur dadurch kann die Grundlage für die Berücksichtigung der Versorgungsqualität in der Regulierung geschaffen werden, die eine Planungssicherheit für die Netzbetreiber sowie eine garantierte Versorgungsqualität für die Kunden gewährleistet.

Literatur

Ajodhia, V. und R. Hakvoort (2005), Economic Regulation of Electricity Distribution Network Quality, *Utilities Policy*, Vol. 13, Iss. 3: 211-223.

Ajodhia, V., B. Franken, K. Keller und K. Petrov (2005), *Versorgungssicherheit und Netzqualität – Erfahrungen mit integrierter Preis- und Qualitätsregullierung*, Beitrag zur IEWT 2005, Wien.

Ajodhia, V., K. Petrov und G.C. Scarsi (2004), Quality, Regulation and Benchmarking – An Application to Electricity Distribution Networks, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 29 (2004) 2: 107-120.

Averch, H. und L. L. Johnson (1962), Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint, *American Economic Review*, 52, 1052-1069.

Baumol, W. J., J. C. Panzer und R. D. Willig (1982), *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, New York, 1982.

Borrmann, J. und J. Finsinger (1999), *Markt und Regulierung*, Vahlen, München, 1999.

Burns, P., C. Jenkins, J. Milzcarek und Ch. Riechmann (2004), *Yardstick competition – a win-win Setting?*, Beitrag zur Conference on Applied Infrastructure Research, 2004.

CEER – Council of European Energy Regulators (2001), *Quality of Electricity Supply: Initial Benchmarking on Actual Levels, Standards and Regulatory Strategies*, www.ceer-eu.org

DTe (2004), *Annex A to the decision q-factor*, www.dte.nl.

Essential Service Commission (2004), *Electricity Distribution Price Review 2006, Service Incentive Arrangements*, Consultation Paper No. 2, Melbourne.

Essential Service Commission (2005), *Electricity Distribution Price Review 2006-2010, Final Decision, Volume I: Statement of Purpose and Reasons*, Melbourne.

Heggset, J. und G.H. Kjölle (2001), *Quality of supply in the deregulated Norwegian power system*, www.nve.no.

IEEE Std 1366TM-2003: *Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, 14 May 2004.

Kühn, Ch. (2005), Ein Vorschlag für eine Yardstick Regulierung der Verteilnetz-entgelte für Strom, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 29 (2005) 2: 125-134.

Langset T., F. Trengereid, K. Samdal und J. Heggset (2004), *Quality Dependent Revenue Caps – A Model for Quality of Supply Regulation*, www.nve.no.

Office of the Regulator-General (2000), *Electricity Distribution Price Determination 2001-2005, Volume I: Statement of Purpose and Reasons*, Melbourne.

OFGEM (2004), *Electricity Distribution Price Control Review, Final Proposals*, November 2004, 265/04, www.ofgem.gov.uk.

OFGEM (2005), *Quality of Service Regulatory, Instructions and Guidance version 5*, March 2005, www.ofgem.gov.uk.

Shleifer, A. (1985), A theory of yardstick regulation, *RAND Journal of Economics*, Vol.16, 3: 319-327.

Tersztyanszky, T. (2003), *Methods and Procedures Requirements for Monitoring and Improvement of Supply Quality in Hungary*, Paper No. 311, www.eh.gov.hu.

Trengereid, F. (2002), *Quality of Supply Regulation in Norway*, www.nve.no.