

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
Albertus-Magnus-Platz
50923 Köln

EWI Working Paper, Nr. 08.01

Monetäre Bewertung der Netzzuverlässigkeit für eine effiziente Qualitätsanreizregulierung

von

Carina Merz

Januar 2008

*Für den Inhalt der EWI-Working Papers sind die jeweiligen Autorinnen und Autoren
verantwortlich, nicht notwendigerweise das Institut.*

Monetäre Bewertung der Netzzuverlässigkeit für eine effiziente Qualitätsanreizregulierung

von

Carina Merz

Abstract:

Ziel dieses Papers ist es, im Hinblick auf die in Deutschland geplante Einführung eines Qualitätsanreizsystems bei Elektrizitätsnetzbetreibern, eine geeignete Methode für die hierfür notwendige Bewertung der Netzzuverlässigkeit – gleichbedeutend mit den wohlfahrtswirksamen Stromausfallkosten - zu empfehlen. Hierfür wird zuerst die Bedeutung und Funktionsweise eines Qualitätsanreizsystems als notwendiger Bestandteil einer Erlösbergrenzenregulierung vorgestellt und des Weiteren ein kurzer Überblick über die international angewendeten Systeme gegeben. Der Fokus der Arbeit liegt in der Gegenüberstellung und Beurteilung möglicher Methoden zur monetären Bewertung der Netzzuverlässigkeit. Nach diesem theoretischen Vergleich wird eine Aufarbeitung der internationalen Erfahrungen bzw. Anwendungen dieser Methoden erfolgen, welche durch eine hierzu durchgeführte Expertenbefragung ergänzt wird.

Keywords:

Netzzuverlässigkeit, Anreizregulierung, Choice Experiment, Kontingente Bewertungsmethode, Stromausfall, Zahlungsbereitschaft, Ökonomische Bewertung, Qualitätsregulierung

JEL-classification:

C 25, Q41, D11, L51

ISSN 1862-3808

Adresse:

Carina Merz
Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln (EWI)
Albertus-Magnus-Platz
50923 Köln

Tel. +49 /221/170 918-20

Fax. +49 /221/ 44 65 37

Email: carina.merz@uni-koeln.de

1. Einleitung

Große Stromausfälle stellen in Deutschland bisher Einzelfälle dar. Nach einer Studie des VDN nimmt Deutschland im europäischen Vergleich den derzeitigen Spitzenplatz in puncto Netzzuverlässigkeit ein - durchschnittlich trifft jeden Kunden nur einmal im Jahr ein Stromausfall von 19,3 Minuten.¹ Verantwortlich für eine zuverlässige Stromversorgung sind die Elektrizitätsnetzbetreiber, deren monopolistische Stellung vor allem im Hinblick auf die Erhebung der Netznutzungsentgelte von der in Deutschland tätigen Regulierungsbehörde, der Bundesnetzagentur (BNetzA), überwacht bzw. reguliert wird.

Die BNetzA wird bezüglich der Stromnetznutzungsentgelte die in der Anreizregulierungsverordnung festgelegte Erlösobergrenzenregulierung einführen. Ziel ist, den Netzbetreibern durch eine Beschränkung der Erlöse einen Anreiz zur Kostensenkung zu geben. Mit der Einführung der Erlösobergrenzenregulierung steigt für die Netzbetreiber auch der Anreiz, notwendige Investitionsaufwendungen zu Gunsten eines höheren Gewinns zu unterlassen. Dies könnte – wie bspw. in den USA geschehen - zu einer Verschlechterung der Versorgungsqualität und damit zu einer Zunahme von Stromausfällen führen.² Um diesem Anreiz entgegenzuwirken ist daher die gleichzeitige Einführung der Regulierung der Netzzuverlässigkeit durch ein *Qualitätsanreizsystem* unerlässlich. Dieses Instrument wird im Zuge der Einführung einer Erlös- oder Preisobergrenzenregulierung bereits in einigen Ländern erfolgreich angewendet. Die Idee dabei ist, die Erlösobergrenze in Abhängigkeit der bereitgestellten Qualität durch Straf- und Bonuszahlungen anreizkompatibel nach oben oder unten anzupassen. Orientieren sich diese Zahlungen an den wohlfahrtswirksamen Kosten bzw. an dem Wert aus einer Veränderung der Netzzuverlässigkeit, stellt sich idealerweise ein effizientes Netzzuverlässigkeitsniveau ein.³

Der Wert der Netzzuverlässigkeit, der sich indirekt über die wohlfahrts-wirksamen, d.h. die monetären und nicht-monetären Kosten definiert, leitet sich aus der Nachfragefunktion bzw. der Zahlungsbereitschaft der Kunden für Netzzuverlässigkeit (Vermeidung von Stromausfällen) ab. Jedoch stellt sich hier das Problem, dass Netzzuverlässigkeit Merkmale eines beschränkten öffentlichen Gutes⁴ aufweist, wonach bspw. die Zahlungsbereitschaft unzureichend aus den Strompreisen differenziert nach verschiedenen Qualitätsniveaus abgeleitet werden kann.⁵ Daher muss auf besondere Methoden zurückgegriffen werden, um diese zu ermitteln. International werden

¹ Vgl. VDN, (2006a), S. 11f.

² Vgl. Ter-Martirosyan, A., (2003), S. 20.

³ Vgl. BmWi, (2007).

⁴ Eine ausführliche Diskussion dieses Punktes finden Sie unter 2.1.2.

⁵ Vgl. Centre for International Economics, (2001), S. 2.

die Stromausfallkosten vorwiegend über Kundenumfragen, die auf unterschiedlichen Bewertungsmethoden und Vorgehensweisen basieren, ermittelt.

Vor diesem Hintergrund zielt diese Arbeit darauf ab, eine geeignete Methode für die Ermittlung der wohlfahrtswirksamen Stromausfallkosten durch Kundenumfragen zu empfehlen. Hierfür werden in Frage kommende Methoden⁶ zur Ermittlung von Stromausfallkosten gegenübergestellt und Vor- und Nachteile gegeneinander abgewägt. Nach diesem theoretischen Vergleich wird eine Aufarbeitung der internationalen Erfahrungen bzw. Anwendungen dieser Methoden erfolgen, welche durch eine hierfür durchgeführte Expertenbefragung ergänzt wird.

2. Rahmenbedingungen und Informationserfordernis für eine effiziente Qualitätsanreizregulierung

Im folgenden Kapitel wird zunächst der Begriff der Netzzuverlässigkeit näher definiert. Anschließend wird im zweiten Teil das Konzept der Erlösobergrenzenregulierung vorgestellt und die sich daraus ergebenden Anreizeffekte für die Netzbetreiber aufgezeigt. In dieser Darstellung wird die Notwendigkeit einer Qualitätsanreizregulierung deutlich und es wird aufgezeigt, wie nach dem Konzept der BNetzA ein effizientes Qualitätsniveau bei gleichzeitiger Kosteneffizienz erreicht werden soll. Nach dieser Darstellung erfolgen in einer Gegenüberstellung die international bereits angewendeten Konzepte und Erfahrungen.

2.1 Definitionen von Netzzuverlässigkeit und –indikatoren

Netzzuverlässigkeit „ist die Fähigkeit eines elektrischen Systems, seine Versorgungsaufgaben unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen“.⁷ Zur Messung der Netzzuverlässigkeit werden international⁸ folgende Kennzahlen genutzt, die wie folgt definiert sind:⁹

- *Unterbrechungshäufigkeit* (SAIFI):¹⁰ Diese Kenngröße gibt an, wie oft die Stromversorgung pro angeschlossenem Kunde im Jahresdurchschnitt unterbrochen wird.

- *Unterbrechungsdauer* (CAIDI):¹¹ Diese Kenngröße gibt die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro unterbrochenem Kunden an.

⁶ Die indirekten Methoden der Stromausfallkostenermittlung werden hier nicht betrachtet, da sich die ermittelten Kosten auf bestimmte Stromausfallkostenszenarien beziehen und nicht für beliebige Szenarien – wie es für die Anreizregulierung notwendig ist – verwendet werden können. Siehe S.11.

⁷ Vattenfall, (2006).

⁸ Die Verwendung der Qualitätskenngrößen im europäischen Ausland ist in Tabelle 1 gegeben.

⁹ Vgl. E-Bridge, (2006), S. 22.

¹⁰ SAIFI steht für die Abkürzung „System Average Interruption Frequency Index“.

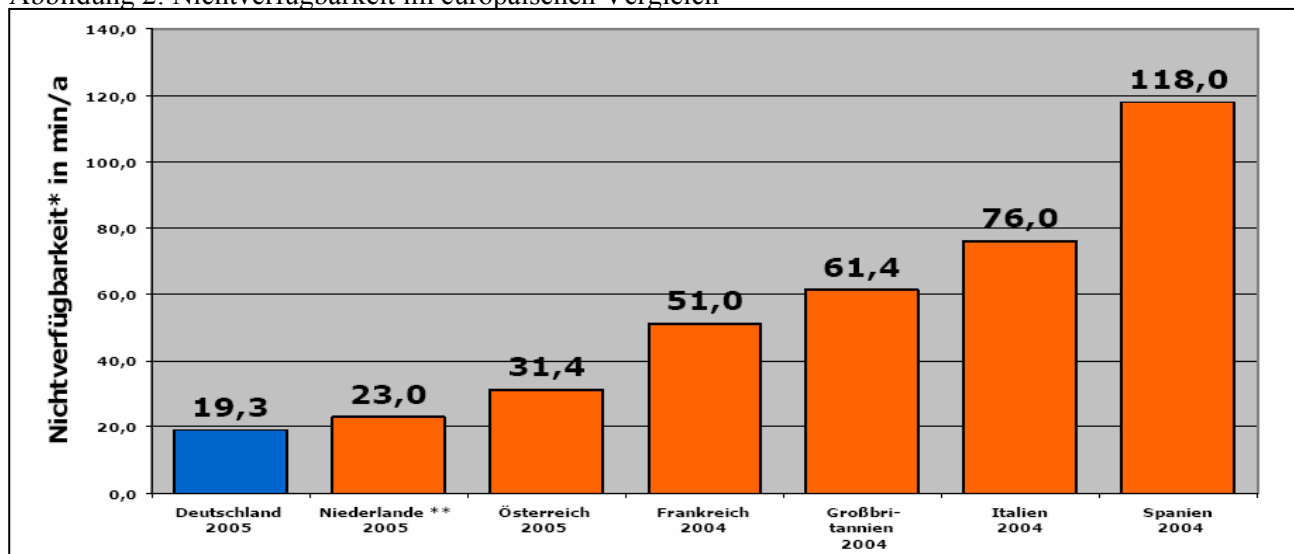
¹¹ CAIDI steht für die Abkürzung „Customer Average Interruption Duration Index“.

- *Nichtverfügbarkeit* (SAIDI):¹² Diese Kenngröße setzt sich aus dem Produkt von Unterbrechungshäufigkeit und -dauer zusammen. Sie gibt die durchschnittlich kumulierte Unterbrechungsdauer je angeschlossene Kunde pro Jahr an.¹³

Des Weiteren werden - jedoch international von geringerer Bedeutung - die Kennzahlen „nicht gelieferte Energie“ (ENS) sowie die „nicht gedeckte Last“ (VOLL) genutzt.¹⁴

Die Nichtverfügbarkeit lässt sich europaweit folgendermaßen vergleichen:

Abbildung 2: Nichtverfügbarkeit im europäischen Vergleich



Quelle: Vgl. VDN, (2006b), S. 4.

Bei diesem Ländervergleich ist zwar der Netztarif in Deutschland als einer der höchsten einzuschätzen, jedoch nimmt Deutschland auch den Spitzenplatz bei der Bereitstellung einer zuverlässigen Stromversorgung ein.¹⁵ Die Nichtverfügbarkeit hat sich 2005 von 22,9 auf 19,3 Minuten (SAIDI) verbessert. Dies entspricht einer Dauer von 57,4 Minuten (CAIDI) bei einer Häufigkeit von 0,336 pro Jahr (SAIFI).¹⁶

2.2 Netzzuverlässigkeit und Preis bei monopolistischen Netzbetreibern

Unter Wettbewerbsbedingungen spiegelt sich die Qualität eines Gutes im Preis wider, wobei eine höhere Qualität in der Regel zu höheren Kosten und somit zu höheren Preisen führt. Entscheidet sich ein Kunde für ein Gut, zeigt dies die Präferenz des Kunden für eine bestimmte Qualitäts-Preis-

¹² SAIDI steht für die Abkürzung „System Average Interruption Duration Index“.

¹³ Diese Zuverlässigkeitsindikatoren werden des Weiteren nach geplanten bzw. ungeplanten, nach kurzen bzw. langen Unterbrechungen und nach der Ursache der Unterbrechung unterschieden. Vgl. CEER, (2005), S. 3f.

¹⁴ ENS steht für die Abkürzung „Energy Not Supplied“ und VOLL für „Volume of Lost Load“.

¹⁵ Vgl. Schneider, F./Kollmann, A./Tichler, R., (2005), S. 5ff.

¹⁶ Vgl. VDN, (2006a), S. 11ff.

Relation.¹⁷ Funktionsfähige Märkte führen dazu, dass Angebot und Nachfrage gemäß der Zahlungsbereitschaft der Nachfrager und der Kosten der Anbieter zum Ausgleich gebracht werden und sorgen somit für eine größtmögliche Wohlfahrt.¹⁸

Bei der Bereitstellung einer zuverlässigen Stromversorgung ist es aus technischen Restriktionen nicht möglich, Strom innerhalb eines Versorgungsgebietes entsprechend der Präferenzen bzw. der Zahlungsbereitschaft der Kunden zu unterschiedlicher Qualität anzubieten. Eine Differenzierung nach verschiedenen Netzzuverlässigkeitsniveaus ist nur sehr eingeschränkt bei Industriekunden und zwischen Gebietsmonopolen möglich.¹⁹ Netzzuverlässigkeit lässt sich daher insbesondere im Hinblick auf die Haushaltskunden als ein beschränktes, öffentliches Gut bezeichnen.²⁰ Kunden, die das private Gut Strom beziehen und somit an das Stromnetz angeschlossen sind, können nicht von dem vorherrschenden Zuverlässigkeitsniveau ausgeschlossen werden. Bspw. sehen sich benachbarte Kunden der gleichen Wahrscheinlichkeit von Stromausfällen gegenüber und haben somit das gleiche Netzzuverlässigkeitsniveau. Außerdem ist Nichtrivalität gegeben, wenn man den Grenzfall einer Überlastung des Stromnetzes ausschließt,²¹ denn jeder Kunde kann Strom zum gegebenen Zuverlässigkeitslevel nutzen ohne die Zuverlässigkeit der Stromversorgung eines anderen zu beeinträchtigen.²²

Durch den fehlenden Wettbewerb auf Grund der monopolistischen Strukturen haben die Netzbetreiber kaum Anreize zur Bereitstellung eines Netzzuverlässigkeitsniveaus, das zumindest der durchschnittlichen Zahlungsbereitschaft der Kunden entspricht oder wie es Arndt (1989) sagte: „*As a monopolist has no competition to fear (...), he does not make his good as perfect as would otherwise be the case*“.²³ Der unregulierte Netzbetreiber wählt den Preis und die Qualität für die Durchleitung des Stroms so, dass der Gewinn maximal ist.²⁴ Bezüglich der Qualität ist sein privates Optimum dann erreicht, wenn die Qualitätsgrenzkosten den Qualitätsgrenzerlösen entsprechen.²⁵ Dies führt bei nicht-regulierten Monopolen *theoretisch* zu überhöhten Preisen und zu einer Qualitäts-Preis Relation, die in der Regel nicht mit den Präferenzen des Kunden übereinstimmt.

¹⁷ Vgl. Ajodhia, V., (2003), S. 1.

¹⁸ Eine ausführliche Darstellung der wohlfahrtstheoretischen Grundlagen finden Sie bei Donges, J.B./Freytag, A., (2004), S. 75-145.

¹⁹ Vgl. Haber, A./Rodgarkia-Dara, A., (2005), S. 13.

²⁰ Vgl. NERA, (2002), S. 25f; Lammers, G., (1992), S. 38f; Singh, B., (2006), S. 3; Lawton, L. et al., (2003), S. 1.

²¹ Ist das Stromnetz jedoch überlastet, kann jede weitere marginale Nachfrage nach Strom die Wahrscheinlichkeit von Stromausfällen erhöhen und den Netzzuverlässigkeitslevel beeinträchtigen.

²² Vgl. NERA, (2002), S. 25f; Lammers, G., (1992), S. 38f.

²³ Vgl. Arndt, H., (1984), S. 49.

²⁴ Vgl. Ajodhia, V., (2003), S. 2.

²⁵ Vgl. Mühlkamp, H., (2005), S. 11.

2.3 Das Konzept der Erlösobergrenzenregulierung

Die Einführung der Erlösobergrenzenregulierung bedeutet für die Netzbetreiber in Deutschland, dass für den Zeitraum einer Regulierungsperiode, die voraussichtlich vier Jahre dauert, ein Erlösobergrenzenpfad für die Netzzugangsentgelte im Voraus festgelegt ist. Somit sind die Erlöse von den Kosten entkoppelt. Die Erlösobergrenze berechnet sich nach folgender vereinfachter Formel:²⁶

$$EO_t = EO_{t-1} (1 + \Delta PI - X_{allg} - X_{ind}) + Z \quad (1)$$

Die Erlösobergrenze zum Zeitpunkt t (EO_t) ergibt sich im Wesentlichen aus der angepassten Erlösobergrenze des Vorjahres (EO_{t-1}). Diese Erlösobergrenze wird dabei so angepasst, dass die allgemeine Inflationsrate (ΔPI)²⁷ sowie die prognostizierten Kostenentwicklungen berücksichtigt werden. Die prognostizierten Kostenentwicklungen der Netzbetreiber setzen sich aus einem allgemeinen Effizienzfaktor (X_{allg}) und einem individuellen Effizienzfaktor (X_{ind}) zusammen.²⁸

Die Komponente Z stellt den Kostenblock der nicht-beeinflussbaren Kostengrößen²⁹ des Unternehmens dar. Jede Kostenersparnis des Netzbetreibers in der Regulierungsperiode, für welche eine Erlösobergrenze vorgegeben ist, erhöht folglich den Gewinn. Somit können effizientere Netzbetriebe einen höheren Gewinn erzielen als ineffiziente Netzbetriebe.³⁰ Ziel dabei ist, den Netzbetreibern einen Anreiz zur Kostensenkung und zur Steigerung der Produktivität zu geben. Nach der Regulierungsperiode sollen die Kostensenkungen an den Verbraucher durch niedrigere Netzentgelte weitergegeben werden. Dadurch wird eine „Win-Win-Situation“ sowohl für die Kunden als auch für die Netzbetreiber angestrebt.³¹

²⁶ Vgl. Schaefer, B./Schönefuß, S., (2006), S. 175.

²⁷ Die Inflationsrate ergibt sich laut dem Verordnungsentwurf zur Anreizregulierung aus dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex.

²⁸ Der allgemeine X-Faktor spiegelt den zu erwarteten Produktivitätsfortschritt der gesamten Branche - abweichend von der gesamten Wirtschaft - wider. Der individuelle X-Faktor legt für jeden Netzbetreiber die zu erwartende Kostensenkung auf Grundlage eines Effizienzvergleichs vergleichbarer Netzbetreiber fest. Vgl. Schaefer, B./Schönefuß, S., (2006), S. 175; BmWi, (2007), S. 47.

²⁹ Nicht-beeinflussbare Kosten sind z.B. Konzessionen, Betriebssteuern, gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten.

³⁰ Vgl. Buechner, J., (2006), S. 69f.

³¹ Vgl. Schaefer, B./Schönefuß, S., (2006), S. 174f.

2.4 Potenzielle Auswirkungen auf die Netzzuverlässigkeit

Die Erlösbergrenzenregulierung hat im Gegensatz zur kostenorientierten Regulierung den entgegengesetzten, negativen Effekt für die Bereitstellung einer zuverlässigen Stromversorgung.³² Bei einer Deckelung der Erlöse besteht das Risiko, dass die Netzbetreiber auf Grund des Kostensenkungsdrucks einen Anreiz haben, notwendige Investitionen im Netzbetrieb einzuschränken oder zu unterlassen.³³ Eine Reduktion der Qualität ist für den Netzbetreiber *theoretisch* immer dann vorteilhaft, wenn die Kostenersparnis aus der verminderten Qualität durch Investitionszurückhaltung größer ist als der Verlust, der sich aus dem Rückgang der Stromnachfrage ergibt. Da die Sicherstellung einer zuverlässigen Stromversorgung äußerst kapitalintensiv ist und die Nachfrage nach Strom im Hinblick auf Qualitätsschwankungen als unelastisch angenommen werden kann, ist eine Qualitätsminderung ohne Regulierung wahrscheinlich. Der Effekt, dass die Kunden auf Qualitätsänderungen, wie z.B. der Zunahme von Stromausfällen, nicht reagieren können und dass die daraus entstehenden gesellschaftlichen Kosten für die Netzbetreiber nicht zu beachtende externe Effekte darstellen, muss daher durch Regulierung behoben werden.³⁴

Der Anreiz zur Investitionszurückhaltung wird noch dadurch verstärkt, dass die Netzbetreiber unsicheren regulatorischen Rahmenbedingungen gegenüberstehen. Zum einen herrscht Unsicherheit über die Verzinsung des eingesetzten Kapitals in den folgenden Regulierungsperioden und zum anderen besteht die Ungewissheit, wie stark weiterhin regulierend in das Wirtschaftsgeschehen eingegriffen wird (Hold-Up-Problematik).³⁵

Eine Anreizregulierung kann somit über eine verminderte Investitions- und Ausgabenbereitschaft der Netzbetriebe zu einer Verschlechterung der bisher überdurchschnittlich guten Netzzuverlässigkeit führen.³⁶ So konnte in einigen Ländern, die eine Anreizregulierung ohne Qualitätsregulierung eingeführt haben, ein Absinken der Netzzuverlässigkeit beobachtet werden.³⁷ Des Weiteren stützt eine empirische Studie die Aussage, dass durch die Einführung einer Anreizregulierung ohne Qualitätsregulierung die Betriebs- und Instandhaltungsausgaben für die

³² Vgl. Petrov, K./Ajodhia, V., (2002), S. 47.

³³ Vgl. Ter-Martirosyan, A., (2003), S. 8, S. 19; Spielmann, C./Wild, J., (2005), S. 3.

³⁴ Vgl. Ajodhia, V., (2003), S. 3.

³⁵ Vgl. Spielmann, C./Wild, J., (2005), S. 4; Knieps, G., (1999), S. 15.

³⁶ Vgl. Ter-Martirosyan, A., (2003), S. 20.

³⁷ Vgl. Ter-Martirosyan, A., (2003), S. 6.

Stromnetze stark reduziert werden. Diese reduzierten Investitionen korrelieren dabei sehr stark mit dem Anstieg der Dauer eines Stromausfalls.³⁸

Es kann somit vermutet werden, dass die Einführung einer Erlösobergrenzenregulierung ohne Qualitätsregulierung zu einer verminderten Netzzuverlässigkeit führt. Daher ist neben dem Anreiz zur Kosteneffizienz der Anreiz für ein effizientes Qualitätsniveau unerlässlich.³⁹

2.5 Eine anreizbasierte Qualitätsregulierung zur Sicherstellung der Netzzuverlässigkeit

Das Ziel einer Qualitätsanreizregulierung ist die Bereitstellung eines wohlfahrtsoptimalen Netzzuverlässigkeitsniveaus. Theoretisch ist dies erreicht, wenn die Grenzkosten der Netzbetreiber aus einer marginalen Veränderung der Netzzuverlässigkeit den marginalen Grenzkosten aus Stromausfällen bzw. dem Grenznutzen einer zuverlässigen Stromversorgung entsprechen.⁴⁰ Eine abweichende Qualität führt zu Wohlfahrtsverlusten. Somit muss durch die Regulierung erreicht werden, dass der Netzbetreiber die externen Effekte einer veränderten Netzzuverlässigkeit, gleichbedeutend mit entstehenden sozialen Kosten bei den Kunden, in seinem Investitionsentscheidungskalkül beachtet.⁴¹

2.5.1 Das Konzept der Qualitätsanreizregulierung

Allgemein kann die Netzzuverlässigkeit durch die Regulierung von Inputgrößen (wie das Monitoring von Investitionsplänen) oder Outputgrößen (bspw. Netzzuverlässigkeitskennzahlen) sichergestellt werden. Die so genannte Outputsteuerungs-Regulierung steht in vielen Ländern im Vordergrund, da es den Netzbetreibern überlassen wird, auf welche Weise vorgegebene Outputziele erreicht werden („arms length“-Regulierung).⁴² Die Outputziele werden auf der Basis der in 2.1.1 messbaren Qualitätsindikatoren festgelegt und sind somit die Grundlage für regulatorische Eingriffe.⁴³ Neben Mindeststandards für Netzzuverlässigkeit oder der Veröffentlichung von Qualitätsindikatoren als Regulierungsinstrumente, stellt die Qualitätsanreizregulierung das effektivste Instrument einer effizienten Regulierung dar.⁴⁴ Das Konzept der Qualitätsanreizregulierung, das von der BNetzA vorgeschlagen wurde, wird nun im Folgenden erläutert:

³⁸ Vgl. Ter-Martirosyan, A., (2003), S. 19. In dieser Studie wurden 23 Netzbetreiber der USA, von denen nur ein Teil eine Qualitätsregulierung in die Anreizregulierung integriert hatte, verglichen.

³⁹ Vgl. Ajodhia, V., (2003), S. 1; E-Bridge, (2006), S. 12.

⁴⁰ Vgl. Bundesnetzagentur, (2006a), S. 139.

⁴¹ Vgl. Ajodhia, V., (2003), S. 3.

⁴² Vgl. E-Bridge, (2006), S. 15.

⁴³ Vgl. Merick & Associates, (2002), S. 3; Die im internationalen Vergleich genutzten Qualitätsindikatoren zur Festlegung der Ziele sind in Tabelle 1 gegenübergestellt.

⁴⁴ Eine ausführliche Darstellung dieser Regulierungsinstrumente finden Sie in CEER, (2005).

Da der Netzbetreiber – wie bereits erwähnt - durch den fehlenden Wettbewerb die sozialen Kosten einer veränderten Qualität in seinem Gewinnmaximierungskalkül nicht beachtet, muss die Verbindung künstlich erzeugt werden. Dies kann der Regulierer erreichen, indem der Erlös eines Netzbetreibers der Qualitätsperformance entsprechend anreizkompatibel erhöht oder verringert wird. Dies wird auch als Bonus-/ Malus-System bezeichnet.⁴⁵

Formal wird die unter (1) dargestellte Formel durch den Q-Faktor wie folgt ergänzt:⁴⁶

$$\boxed{EO_t = EO_{t-1}(1 + \Delta PI - X_{\text{allg}} - X_{\text{ind}}) + Z + Q} \quad (2)$$

Der Qualitätsfaktor (Q-Element) spiegelt die Zahlungsbereitschaft der Konsumenten für eine bestimmte Veränderung der Qualität wider und führt dazu, dass der Netzbetreiber das wohlfahrtsoptimale Qualitätsniveau⁴⁷ selbst sucht. Durch eine qualitätsabhängige Erlösobergrenze verändert sich das Gewinnmaximierungskalkül des Netzbetreibers: So hat der Netzbetreiber den Anreiz zur Qualitätsminderung nur dann, wenn die damit verbundene Strafzahlung niedriger ist als die marginale Kostenersparnis aus der Qualitätsreduktion.⁴⁸

Das Q-Element besteht aus der monetär bewerteten Zielabweichung von kundenbezogenen Qualitätskenngrößen (k) wie bspw. SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, VOLL oder einer Kombination hiervon.⁴⁹ Eine Veränderung der Qualität wird mittels der Differenz einer definierten Referenzqualität (Ref)⁵⁰ und der aktuellen Qualitätskenngröße eines Netzbetreibers i zum Zeitpunkt t berechnet. Wird diese Änderung der Qualitätskenngrößen mit der marginalen Zahlungsbereitschaft

⁴⁵ Vgl. Bundesnetzagentur, (2006a), S. 18.

⁴⁶ Vgl. Schaefer, B./Schönefuß, S., (2006), S. 176.

⁴⁷ Hierbei ist zu beachten, dass es nicht nur ein optimales Qualitätsniveau gibt. Dies lässt sich damit begründen, dass verschiedene Netzbetreiber unterschiedlich effiziente Qualitäts-Kosten-Beziehungen haben. Daraus resultieren verschiedene Grenzkostenkurven, die alle effizient sein können. Der Grund dafür sind strukturelle Unterschiede zwischen Netzgebieten. Weiterhin kann die Zahlungsbereitschaft der Kunden differieren, was u.a. auf die unterschiedliche Abhängigkeit der Kunden vom bestimmten Qualitätslevel zurückzuführen ist. Hier kann man die Zahlungsbereitschaft der Kunden bspw. nach Haushalten, Gewerbekunden und Industrie einteilen. Aus dieser Erkenntnis folgt, dass es mehrere lokale Optima gibt. Vgl. Haber, A./Rodgarkia-Dara, A., (2005), S. 13f; E-Bridge, (2006), S. 23f.

⁴⁸ Vgl. Bundesnetzagentur, (2006a), S. 139.

⁴⁹ Vgl. BmWi, (2007), S. 57. Die genannten Kennzahlen sind im Verordnungsentwurf für das Q-Element verankert. Welche der Kennzahlen in das Q-Element eingehen, steht jedoch noch nicht fest.

⁵⁰ Bei der Bestimmung des *Referenzwertes* werden - wie in Tabelle 1 gegenübergestellt - international unterschiedliche Ansätze verfolgt. Für die Anreizregulierung steht die Vorgehensweise bei der Ermittlung des Referenzwertes noch nicht fest. Zur Debatte stehen jedoch Durchschnitts- oder Mindestwerte.

der Kunden für diese Änderungen (q) multipliziert, ergibt sich der Betrag der Erlösanpassung. Formal lautet der vereinfachte Q-Faktor:⁵¹

$$Q = \sum q_{k_s} (k_{\text{Ref}, s} - k_{\text{Netz}, i, s}) \quad (3)$$

k_s = Qualitätskenngröße aus $s = \{\text{SAIDI, SAIFI, CAIDI, ENS, VOLL}\}$

q_{k_s} = Zahlungsbereitschaft der Kunden für eine Veränderung der Qualitätskenngrößen s

Die Erlösanpassung folgt somit einem Pfad, dessen Steigung durch die marginale Zahlungsbereitschaft für eine Veränderung der Qualitätskenngrößen der Netzzuverlässigkeit bestimmt ist. Neben der Datenabfrage der kundenbezogenen Qualitätskenngrößen s bei den Netzbetreibern ist somit der *Wert einer Veränderung der Netzzuverlässigkeit q eine erforderliche Information* zur Berechnung wohlfahrtsoptimaler Anreize gemäß dem Q-Element.

2.5.2 Qualitätsanreizregulierung im internationalen Kontext

Großbritannien (seit 2002), die Niederlande (seit 2004), Norwegen (seit 2001), Italien (seit 2000) und Schweden (seit 2004) zählen zu den Ländern,⁵² die im Zuge der Einführung einer Preis- oder Erlösobergrenzenregulierung auch eine Qualitätsanreizregulierung implementiert haben.⁵³ Die in Tabelle 1 erfolgte Gegenüberstellung der derzeit bestehenden europäischen Qualitätsanreizsysteme zeigt die wesentlichen Unterschiede bzw. Gemeinsamkeiten der bestehenden Systeme und zeigt ebenfalls, welche Elemente sich davon im geplanten Konzept für die Qualitätsanreizregulierung in Deutschland wieder finden. Bei der Gestaltung der Qualitätsanreizregulierung gehen alle Länder nach demselben Prinzip vor: Weicht der aktuell gemessene Qualitätsindikator für Netzzuverlässigkeit von dem definierten Zielwert ab, wird die Erlös- bzw. die Preisobergrenze nach oben oder unten angepasst. Die Art und Weise wie die Länder die Qualitätsanreizregulierung umsetzen, unterscheidet sich jedoch in vielerlei Hinsicht. Dies nicht zuletzt auf Grund der Berücksichtigung landesspezifischer Bedingungen.⁵⁴ Weitere wichtige Unterscheidungsmerkmale sind die Verwendung verschiedener Qualitätsindikatoren, die Berechnung des Referenzwertes sowie die unterschiedliche Berücksichtigung von Besonderheiten

⁵¹ Eigene Darstellung der Formel in Anlehnung an die Bundesnetzagentur, (2006a), S. 140f. Eine Differenzierung oder Gewichtung des Terms nach verschiedenen Kundensegmenten bzw. strukturellen Merkmalen - vor allem im Hinblick auf die Ergebnisse einer Kundenumfrage - ist hier in Erwägung zu ziehen. Dies wird jedoch im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

⁵² Weitere Länder sind Irland (seit 2001), Ungarn (seit 2003), Portugal (seit 2003) und Estland (seit 2005). Vgl. CEER, (2005), S. 37.

⁵³ Vgl. Ajodhia, V. et al., (2006), S. 7.

⁵⁴ Vgl. CEER, (2005), S. 63. Unterschiede ergeben sich bspw. aus unterschiedlichen Kompetenzen der Regulierer, dem Grad der Netzzuverlässigkeit zu Beginn der Qualitätsregulierung und strukturell unterschiedlich geprägten Ländern.

bei der Ermittlung der Bonus- oder Maluszahlungen. Außerdem werden in einigen Ländern neben der Qualitätsanreizregulierung auch andere Instrumente zur Qualitätsregulierung verwendet. Ein Beispiel dafür sind garantierte Mindeststandards, die den einzelnen Kunden eine Mindestversorgungsqualität garantieren sollen. Weiterhin ist die Veröffentlichung von Qualitätskennzahlen ein einfach umzusetzendes und zugleich wirksames Instrument.⁵⁵ Die garantierten Mindeststandards sind im Verordnungsentwurf aufgrund der fehlenden gesetzlichen Grundlage nicht mehr enthalten.

Insgesamt ist festzuhalten, dass in allen Ländern die Beibehaltung oder eine deutliche Verbesserung der Netzzuverlässigkeit zu verzeichnen ist. Dieses Ergebnis bestätigt somit den Erfolg einer Qualitätsregulierung.

⁵⁵ Vgl. E-Bridge, (2006), S. 18.

Tabelle 1: Qualitätsanreizregulierung im internationalen Vergleich

Kriterium/ Land	Großbritannien	Niederlande	Norwegen	Italien	Schweden	Deutschland*
Anreizregulierungssystem (Perioden)	Preisobergrenzenregulierung (1990-1995); (1996-2000); (2001-2005); (2005-2010)	Preisobergrenzenregulierung (2001-2003); (2004-2006); ab 2007 Yardstick-Regulierung	Erlösobergrenzenregulierung (1997-2001); (2001-2006); ab 2007 Yardstick-Regulierung	Preisobergrenzenregulierung (2000-2004); (2004-2007)	Preisobergrenzenregulierung (2006-2009)	Erlösobergrenzenregulierung (Voraus. ab 2009-2012)*(2013-2016); 2Jahre Yardstick
Ziel der Qualitätsanreizregulierung	Verbesserung der Netzzuverlässigkeit und der Servicequalität	Effizientes Niveau der Netzzuverlässigkeit	Effizientes Niveau der Netzzuverlässigkeit	Verbesserung der Netzzuverlässigkeit; Angleichung der Unterschiede zwischen Nord und Süditalien	Effizientes Niveau der Netzzuverlässigkeit	Effizientes Niveau der Netzzuverlässigkeit
Netzzuverlässigkeitsindikatoren für Qualitätsregulierung	CI (Customer Interruptions=SAIFI*100); CML (Customer Minutes Lost=SAIDI)	CAIDI, SAIFI, SAIDI	ENS	SAIDI	SAIDI, SAIFI	noch nicht festgelegt: SAIFI SAIDI, CAIDI, ENS, VOLL möglich*
Berechnung des Referenzwertes	Individuelle Qualitätsziele auf Basis der jeweiligen historischen Werte eines Netzbetreibers	Vergleich mit der durchschnittlichen Qualität aller Netzbetreiber (Yardstickqualitätsregulierung)	Individuelles Qualitätsziel auf Basis historischer Daten und einem Vergleich strukturell ähnlicher Netzbetreiber	Nationale Standards in Abhängigkeit der Bevölkerungsdichte; jährliche Verbesserungsrate in Richtung nationaler Standard	-	Gewichtete Durchschnittswerte; Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede*
Berücksichtigung von Besonderheiten bei der Berechnung des Referenzwertes	Berücksichtigung geplanter Stromausfälle durch Gewichtung (50 %)	Keine Berücksichtigung geplanter Stromausfälle Ausschluss von Stromausfällen auf Grund höherer Gewalt	Berücksichtigung geplanter Stromausfälle durch extra Bewertung; Unterscheidung von 6 Kundengruppen	Keine Berücksichtigung geplanter Stromausfälle Ausschluss von Stromausfällen auf Grund höherer Gewalt; und außerplanmäßige Gründe Unterscheidung zwischen großen Städten/ Städten/Land	Berücksichtigung geplanter Stromausfälle; Ausschluss von Stromausfällen auf Grund höherer Gewalt	Berücksichtigung geplanter und ungeplanter Stromausfälle;* Ausschluss von Stromausfällen auf Grund höherer Gewalt
Weitere Instrumente zur Regulierung der Netzzuverlässigkeit	Garantierte Mindeststandards, mit direkter Kompensation der Kunden	-	-	Garantierte Mindeststandards, Veröffentlichung von Qualitätskennzahlen	Garantierte Mindeststandards	Veröffentlichung von Qualitätskennzahlen*
Zu regulierende Netzbetreiber	14 Netzbetreiber	22 Holding Unternehmen, welche die kleinen Stadtwerke kontrollieren	200 Netzbetreiber	195 Netzbetreiber	193	541 (12% davon beliefern 80 % der Kunden) Letztverbraucher NB
Maximale Höhe des Anreizes bei NZ	Strafe: maximal 1,2% bei CI und 1,8 % bei CML; Bonus: 2 %	Auf 5% des Erlöses nach oben und unten	-	Bonus: unbegrenzt	-	-
Qualitätsanreizregulierungssystem (Jahr)	Seit 2002-2005 separate Berücksichtigung der Qualität Information and Incentive Project (IIP)	Einführung 2005 mit Rückwirkung auf 2004	CENS-Arrangement seit 2001 (Costs of Energy Not supplied)	2000-2003	Network Performance Assessment Model 2004	Voraus. 2013; nur wenn bis 2009 belastbare Daten vorhanden sind*
Auswirkungen der Qualitätsanreizregulierung	2002-2005: 15 % Verbesserung bei CI und 19 % Verbesserung bei CML	Wurde noch nicht analysiert	2000-2004: 41 % Verbesserung bei ENS	1999-2004: 53 % Verbesserung von SAIDI; 34 % Verbesserung von SAIFI	Wurde noch nicht analysiert	-

* laut dem Verordnungsentwurf zur Anreizregulierung: Stand 07. April 2007, Vgl. BmWi, (2007).

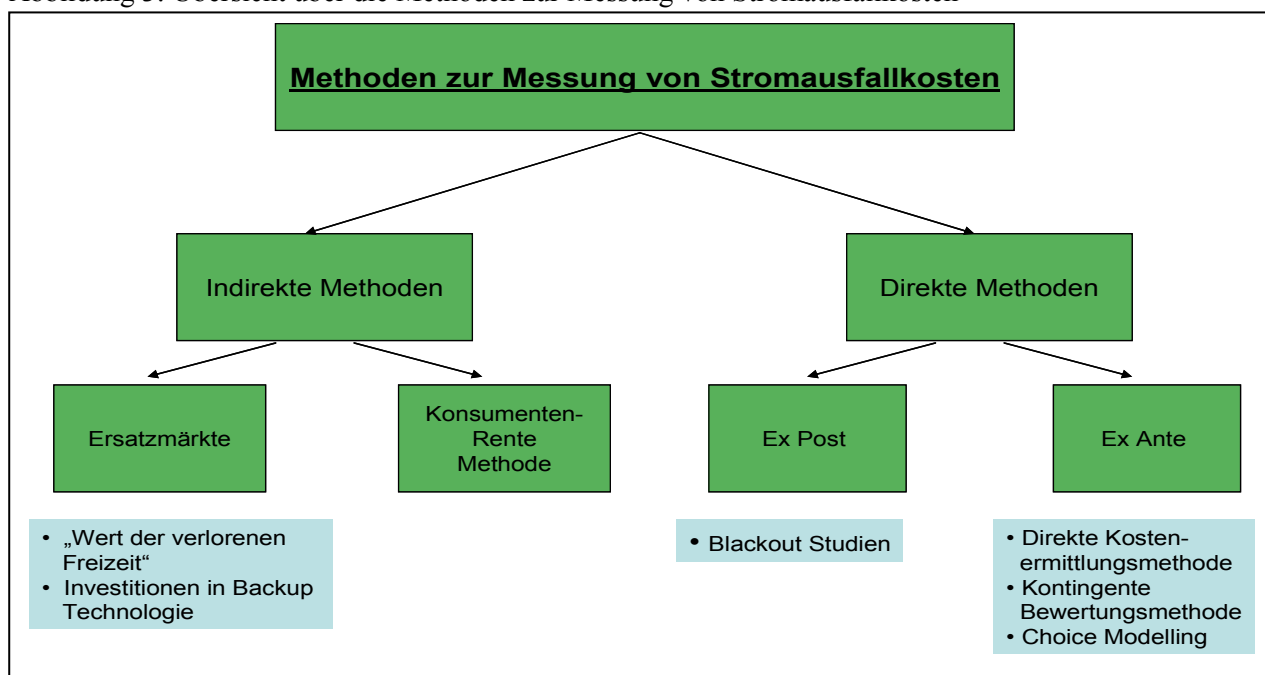
Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an: Haber, A./Rodgarkia-Dara, A., (2005); Bundesnetzagentur, (2006a); Bundesnetzagentur, (2006b); Ajodhia, V., (2002); Ajodhia, V. et al., (2006); CEER, (2005); Frontier Economics, (2006); BmWi, (2007); Dte, (2004a); Lo Schiavo, L., (2005); Wagner, R./Cohnen, B., (2005).

3. Methoden zur Ermittlung von Stromausfallkosten

Die wohlfahrtsoptimale Höhe der „Bonus-/ Maluszahlungen“, die den Netzbetreibern in Abhängigkeit ihres Qualitätsniveaus auferlegt werden, basieren idealerweise auf dem marginalen Wert für Netzzuverlässigkeit. Dieser Wert leitet sich aus der Nachfragefunktion bzw. der Zahlungsbereitschaft der Konsumenten für Netzzuverlässigkeit ab. Üblicherweise wird der Wert der Netzzuverlässigkeit über die Kosten von Stromausfällen ermittelt. Da hierfür nur ein begrenzter Markt vorhanden ist, von dem die Nachfragefunktion direkt abgebildet werden kann, muss auf besondere Methoden zur Ermittlung der Zahlungsbereitschaft für nichtmarktfähige Güter zurückgegriffen werden.

Die Bewertung von Stromausfallkosten ist Gegenstand vieler Veröffentlichungen und Studien, die bis in das Jahr 1948 zurückreichen.⁵⁶ Sie basieren auf einer Reihe unterschiedlicher Ansätze der Präferenzzerfassung, die - wie die folgende Übersicht zeigt - grundsätzlich bezüglich einer indirekten und einer direkten Herangehensweise in zwei Kategorien unterteilt werden können.

Abbildung 3: Übersicht über die Methoden zur Messung von Stromausfallkosten⁵⁷



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Ajodhia, V., (2005), S. 86; Caves, D.W./Herriges, J.A./Windle, R.J., (1990), S. 84 ff.

Eine valide und verlässliche Ermittlung der Zahlungsbereitschaft ist für eine erfolgreiche Qualitätsregulierung von herausragender Bedeutung, da die daraus resultierenden finanziellen

⁵⁶ Einen Überblick über die verschiedenen Studien befindet sich bei Ajodhia, V., (2005), S. 90f.

⁵⁷ Die Blackout Studien sowie die direkte Kostenermittlungsmethode zielen ausschließlich auf die Bewertung monetärer Kosten ab.

Konsequenzen existenzielle Auswirkungen für die Netzbetreiber respektive für die Kunden haben können.⁵⁸ Daher betont die BNetzA, dass bestehende Methoden eingehend auf ihre Eignung überprüft werden müssen. Außerdem versichert sie, dass internationale Erfahrungen ausführlich für die Wahl der Bewertungsmethode und der Durchführung der Studie in Deutschland diskutiert werden sollen.⁵⁹

Im Folgenden werden Anforderungen definiert, welche die Bewertungsmethoden und ihre Ergebnisse für eine effiziente Qualitätsregulierung erfüllen müssen. Im Anschluss werden die in Abbildung 3 aufgeführten Direkten Methoden (ex ante) vorgestellt, generelle Vorteile und Schwachstellen aufgezeigt und hinsichtlich der aufgestellten Kriterien überprüft. Die indirekten Methoden sowie die Black Out Kosten Analyse werden in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.⁶⁰

3.1 Anforderungen an die Bewertungsmethode und deren Ergebnisse

Stromausfälle beeinträchtigen die individuelle Wohlfahrt angesichts der monetären und nicht-monetären Kosten in vielerlei Hinsicht. Die Bewertung von Stromausfällen soll dabei den gesamten Wohlfahrtsverlust geeignet erfassen. Hinsichtlich der Ermittlung der Stromausfallkosten zur Qualitätsanreizregulierung sind daher folgende Kriterien einzuhalten:

Erfassung der gesamtwirtschaftlichen Kosten

Die erste Anforderung an die Bewertungsmethode ist die Fähigkeit, damit die gesamtwirtschaftlichen Kosten eines Stromausfalls vollständig messen zu können.

Ermittlung wohlfahrtskonsistenter Werte

Die ermittelten Werte sollen mit dem Effizienzkriterium⁶¹ im Einklang und wohlfahrtskonsistent sein.⁶² Daher müssen die Werte auf den Präferenzen der Individuen basieren. Die ermittelten Werte sollen somit möglichst mit dem mikroökonomischen Nachfrageverhalten und der Entscheidungstheorie vereinbar sein, d.h. idealerweise auf tatsächlichen Markttransaktionen oder Entscheidungsverhalten basieren.

Ex-Ante Analyse und Erfassung der Multidimensionalität

Mit den ermittelten Werten muss es möglich sein, die Zahlungsbereitschaft für die Vermeidung jedes beliebigen Stromausfalls und somit jeder Veränderung der Netzzuverlässigkeit Ex-Ante

⁵⁸ Vgl. Buechner, J., (2006), S. 70.

⁵⁹ Vgl. Bundesnetzagentur, (2006a), S. 144f; E-Bridge, (2006), S. 15.

⁶⁰ Mit den vernachlässigten Methoden ist nur die Erhebung monetärer Kosten ex post möglich und daher für die Bewertung der Stromausfallkosten nicht geeignet. Eine ausführliche Darstellung finden Sie bei Caves, D.W./Herriges, J.A./Windle, R.J., (1990), S. 88-91 oder bei Sanghvi, A.P., (1982), S. 184.

⁶¹ Siehe hierzu Bateman, I.J. et al., (2002), S. 17.

⁶² Vgl. Atkinson, G./Mourato, S./Pearce, D., (2006), S. 127.

abbilden zu können. Diese Information ist einerseits für den Regulierer zur Vorgabe der angepassten Erlösobergrenze notwendig. Andererseits müssen die Netzbetreiber die Möglichkeit haben, die Straf- und Bonuszahlungen vorausschauend in ihr Investitionskalkül zu integrieren.

3.2 Direkte Methoden

Allgemein werden unter den direkten Methoden verschiedene auf Kundenumfragen basierende Methoden zusammengefasst. Ein Unterscheidungsmerkmal der Methoden liegt darin, ob neben den tatsächlichen Kosten auch nicht-monetäre Kosten erfasst werden.

Bei der *Direkten Kostenermittlungsmethode (DKM)* werden die Kunden danach gefragt, wie hoch sie die Kosten eines spezifischen hypothetischen Stromausfalls bewerten. Dabei werden verschiedene Kostenkategorien wie „Verdorbene Ware“ oder „Schäden an Einrichtungsgegenständen“ genannt, denen der Befragte einen in Geld messbaren Wert zuordnen soll. Die gesamten Stromausfallkosten berechnen sich aus der Summe der monetarisierten Kostenkategorien über alle Haushalte bzw. Sektoren.⁶³ Bei diesem Ansatz stellt sich das Problem, dass nicht-monetäre Kosten unzureichend beachtet werden. Dennoch kommt dieser Methode – wie in Kapitel 3.4 ersichtlich werden wird – eine wichtige Bedeutung zu.

Des Weiteren gibt es Bewertungstechniken, bei denen die Zahlungsbereitschaft (WTP, „Willingness to Pay“) bzw. die Kompensationsforderung (WTA, „Willingness to Accept“)⁶⁴ für Veränderungen eines nichtmarktfähigen Gutes direkt bei den Kunden ermittelt wird. Die Bewertungstechniken lassen sich in zwei Kategorien unterteilen: *Die Kontingente Bewertungsmethode (KBM)* für eine direkte und die *Choice Modelling Methoden (CM)* für eine indirekte Bewertung. Für die Methoden gilt, dass den Befragten ein konstruierter, hypothetischer Markt durch entsprechende Informationsbereitstellung glaubhaft vorgestellt wird, auf dem das nichtmarktfähige Gut gehandelt wird bzw. Kauf- und Verkaufssituationen simuliert werden. Aus diesem Kaufverhalten lässt sich die individuelle Wertschätzung der Kunden für das Gut – vielmehr für Veränderungen des Gutes – erfragen. Um möglichst reale Kaufentscheidungen zu bekommen, muss der hypothetische Markt realitätsnah gestaltet sein.⁶⁵ Daher ist es wichtig, dass die Veränderungen des Gutes gegenüber dem derzeit herrschenden Zustand des Gutes (Status Quo) genau erläutert werden. Dabei muss hervorgehen, wer für das Gut verantwortlich ist, wie und warum es zu einer Veränderung des Gutes kommt und unter welchen Bedingungen eine Veränderung verhindert bzw. akzeptiert werden

⁶³ Vgl. Caves, D.W./Herriges, J.A./Windle, R.J., (1990), S. 85; Korrespondenzen mit Samdal, B., (2007) und Bliem, M., (2007).

⁶⁴ Eine Darstellung der Kompensationsmaße finden Sie bei Cansier, D., (1996), S. 84-95.

⁶⁵ Vgl. Wronka, C.T., (2004), S. 74.

kann.⁶⁶ Die Ergebnisse sind daher wesentlich von einem gut ausgearbeiteten Studiendesign abhängig.⁶⁷

Die grundsätzlichen Vorteile der Methoden sind die flexiblen Anwendungsmöglichkeiten, die Möglichkeit von Ex-Post und **Ex-Ante** Bewertungen sowie die **Erfassung aller nicht-monetären und monetären Werte** bzw. Kosten.

Bei der KBM- und den CM-Methoden wird vor allem der hypothetische Charakter kritisch gesehen, da es sich bei diesem Entscheidungsverhalten nicht um tatsächliche Entscheidungen, sondern um hypothetische Entscheidungen der Individuen handelt. Dabei wird häufig bezweifelt, ob sich Individuen auf realen Märkten genauso verhalten würden, wie in hypothetischen Situationen. Dieses ungleiche Verhalten wird u.a. mit der Gefahr von strategischem Verhalten begründet. Dabei neigen Individuen dazu, sich bei der Bereitstellung nichtmarktfähiger Güter als Trittbrettfahrer zu verhalten, um auf möglichst kostengünstigem Weg in den Genuss des Gutes zu kommen.⁶⁸ Weitere Fehlerquellen beziehen sich auf die Erstellung des Studiendesigns und der statistischen Auswertung der Daten.⁶⁹

Diese Methoden sollen im Folgenden in Anbetracht ihrer Bedeutung für diese Arbeit ausführlich dargestellt werden.

3.3.1 Die Kontingente Bewertungsmethode

Die *Kontingente Bewertungsmethode (KBM)* ist eine in der Umweltökonomie gut erforschte und häufig angewendete Bewertungsmethode und wird zunehmend auch in anderen Forschungsgebieten angewandt. Eine erste empirische Anwendung der auf Ciriacy-Wantrup (1947) zurückgehenden KBM führte Davis (1963) zur Bewertung von Naherholungsgebieten durch.⁷⁰

Wie bereits erläutert, ist eine ausführliche Informationsbereitstellung des Bewertungshintergrundes wichtig, damit die Befragten in die Lage versetzt werden können, dieses oftmals unvertraute Gut unter möglichst realen Bedingungen bei realem Marktverhalten zu bewerten. Nach der Beschreibung des hypothetischen Marktes erfolgt die Zahlungsbereitschaftsfrage, für die es

⁶⁶ Vgl. Pruckner, G.J.,(1995), S. 512f; Atkinson, G./Mourato, S./Pearce, D., (2006), S. 137; Bateman, I.J. et al., (2002), S. 127.

⁶⁷ Vgl. Atkinson, G./Mourato, S./Pearce, D., (2006), S. 137.

⁶⁸ Werden die Befragten tatsächlich zur Zahlung herangezogen, besteht der Anreiz, ihre Zahlungsbereitschaft zu untertreiben; umgekehrt übertreiben sie die Zahlungsbereitschaft wenn sie nicht an eine tatsächliche Zahlung glauben. Vgl. Wronka, T.C., (2004), S. 91.

⁶⁹ Da vor allem die KBM hinsichtlich Verzerrungen und Fehlerquellen gut erforscht ist, stellen diese Ausführungen nur einen Ausschnitt der potenziellen Fehlerquellen dar. Für eine ausführliche Darstellung der möglichen Verzerrungen siehe Mitchell, R.C./Carson, R.T., (1989), S. 127-209.

⁷⁰ Vgl. Centre for International Economics, (2001), S. 14.

verschiedene Ermittlungsverfahren gibt. Im Folgenden werden die offene und die geschlossene WTP-Frage erläutert:⁷¹

Bei der ursprünglichen Technik wird der Befragte über *offene Fragen* gefragt, wie viel er für eine Veränderung der Qualität oder Quantität eines Gutes zu zahlen bereit ist bzw. wie viel er für diese Änderung als Kompensation verlangt. Wird die Ermittlung der Zahlungsbereitschaft für vielfältige Qualitätsänderungen angestrebt, kann dies theoretisch durch mehrmalige Fragen zu unterschiedlichen Szenarien erfolgen.⁷² Die Befragung kann auch über *geschlossene* Fragen erfolgen. Dies bedeutet, dass den Befragten Auswahlmöglichkeiten gegeben werden, um ein Ja/Nein Entscheidungsverhalten hinsichtlich der monetären Werte zu simulieren.⁷³ Die Zahlungsbereitschaft für diese Qualitätsveränderung lässt sich über das Wahlverhalten unter der Annahme der Zufallsnutzentheorie ableiten. Bei diesem Entscheidungsverhalten wird unterstellt, dass sich die Befragten unter Beachtung ihrer Budgetrestriktion für eine Alternative nach dem Prinzip der Nutzenmaximierung entscheiden oder diese ablehnen. Somit ist diese Methode in der Lage, wohlfahrtskonsistente Werte zu ermitteln.⁷⁴

Die Vor- und Nachteile der Ermittlungsverfahren beziehen sich vorwiegend – neben den bereits in 3.1 genannten allgemeinen Vor- und Nachteilen der direkten Methoden – auf die verschiedenen Ermittlungsverfahren und stellen vor allem auf den Anreiz zu antworten, auf psychologisch begründete Verzerrungen und auf den Informationsgehalt der Ergebnisse ab.⁷⁵ Da die Befragten oftmals mit dem nichtmarktfähigen Gut nicht vertraut sind und/ oder auch Schwierigkeiten haben, dem zuvor kostenlos zur Verfügung stehenden Gut einen monetären Wert beizumessen, gilt die offene Fragenstellung als kognitiv schwieriger zu beantworten.⁷⁶ Dies zeigt sich besonders daran, dass viele Umfragen dieser Form durch einen hohen Anteil an Protest- und Null-Antworten, Ausreißern sowie einem geringen Rücklauf an Antworten gekennzeichnet sind.⁷⁷ Dagegen gilt die geschlossene Fragetechnik als anreizkompatibel, da die Befragten mit Ja/Nein Entscheidungen vertrauter und weniger kognitiv belastet sind.⁷⁸ Somit lassen sich sowohl eine bessere Antwortquote erreichen als auch der Protest reduzieren sowie Ausreißer und Null-Antworten vermeiden.⁷⁹ Jedoch

⁷¹ Zu den Verfahren gehören weiterhin die Auktionsmethode, die Zahlkartenmethode und die doppelte dichotome Frage. Eine ausführliche Darstellung dieser Methoden finden Sie in Mitchell, R.C./Carson, R.T., (1989), S. 97-105.

⁷² Vgl. Wronka, C.T., (2004), S. 63; Atkinson, G./Mourato, S./Pearce, D., (2006), S. 133.

⁷³ Vgl. Wronka, C.T., (2004), S. 81.

⁷⁴ Vgl. Centre for International Economics, (2001), S. 16.

⁷⁵ Vgl. Wronka, C.T., (2004), S. 78.

⁷⁶ Vgl. Pruckner, G.J., (1995), S. 513f.

⁷⁷ Vgl. Wronka, C.T., (2004), S. 83; Pruckner, G.J., (1995), S. 513f. Eine Beschreibung der genannten Verzerrungen finden Sie in Mitchell, R.C./Carson R.T., (1989), S. 267-269.

⁷⁸ Vgl. Layton, D.F./Moeltner, K., (2004), S. 5; Centre for International Economics, (2001), S. 15.

⁷⁹ Vgl. Wronka, C.T., (2004), S. 81; Bateman, I.J. et al., (2002), S. 139.

hat auch die geschlossene Befragungstechnik ihre Nachteile, denn die Höhe der Zahlungsbereitschaft wird durch die vorgegebenen Werte erheblich beeinflusst („Anker-Effekt“). Darüber hinaus neigen die Befragten dazu, den vorgegebenen Werten unabhängig vom Kontext „einfach zuzustimmen“ („Ja-Sagen“). Außerdem sind die Ergebnisse weniger effizient, da durch die vorgegebenen Werte nicht der gleiche Informationsgehalt wie bei den offenen Fragen erreicht werden kann. Daher sind zum einen mehr Umfragen notwendig und zum anderen starke Annahmen bezüglich der statistischen Auswertung zu treffen.⁸⁰

Ist im Vorfeld nicht absehbar, wie bspw. eine Politikentscheidung die Qualität und deren Eigenschaften beeinflusst, muss eine Bewertung der unterschiedlich möglichen Kombinationen erfolgen. An diesem Punkt weist die KBM Grenzen auf, denn der „Ermüdungseffekt“ sollte mit einer zunehmenden Anzahl an Fragen nicht unterschätzt werden. Somit ist die Anzahl der zu bewertenden Qualitätsveränderungen bei der KBM auf wenige Fragen begrenzt.⁸¹

3.3.2 Die Choice Modelling Methoden

Unter dem Begriff Choice Modelling⁸² werden eine ganze Reihe an Bewertungsverfahren zusammengefasst, die sich aus der ursprünglichen Conjoint Analyse entwickelt haben.⁸³ Die Conjoint Analyse hat ihren Ursprung in der Marktforschung und der Psychologie und wird definiert als

*„any decompositional method that estimates the structure of a consumer’s preferences [...] given his/her overall evaluations of levels of different attributes.“*⁸⁴

Dieser Definition liegt die Idee zugrunde, dass jedes zu bewertende Gut oder Szenario über seine Eigenschaften und deren Ausprägungen beschrieben werden kann. Indem die Ausprägungen der Eigenschaften variiert werden, erhält man eine Bandbreite möglicher Güter oder Szenarien.⁸⁵ Dem Befragten werden die unterschiedlichen Szenarien oder eine Auswahl der Szenarien⁸⁶ vorgelegt, die er nach seiner individuellen Präferenz je nach Methode ordnen, bewerten oder sich für eines der

⁸⁰ Vgl. Bateman, I.J. et al., (2002), S. 139.

⁸¹ Vgl. Centre for International Economics, (2001), S. 17.

⁸² In der Literatur besteht hinsichtlich der verwendeten Definitionen für Choice Modelling, Choice Experiment, Conjoint Analyse, Choice based Conjoint Analyse oder ähnlichen Beschreibungen keine einheitliche Definition. Nach Meinung der Verfasserin liegt dies an der anhaltenden Kritik an der traditionellen Conjoint Analyse, welche vor allem von Ökonomen konstatiert wird, sodass sich diese von dem Begriff Conjoint Analyse distanzieren. In dieser Arbeit werden alle Methoden unter dem Begriff CM zusammengefasst, da die Meinung vertreten wird, dass die verschiedenen Formen eine Weiterentwicklung der Conjoint Analyse sind und auf diesem Gedankengut basieren, obgleich die Kritik an der ursprünglichen CA geteilt wird.

⁸³ Vgl. Wronka, C.T., (2004), S. 55.

⁸⁴ Vgl. Green, P.E./Srinivasan, V., (1978), S. 104.

⁸⁵ Vgl. Bateman, I.J. et al., (2002), S. 249.

⁸⁶ Die Bandbreite aller durch die Eigenschaften und Ausprägungen definierten Szenarien lässt sich durch verschiedene statistische Verfahren in geeigneter Weise reduzieren. Siehe hierzu Kapitel 4.4.

Szenarien entscheiden soll.⁸⁷ Ausgehend von der Nachfragetheorie nach Lancaster (1971) wird angenommen, dass der Konsument in einem Entscheidungsprozess die unterschiedlichen Ausprägungen der Eigenschaften gegeneinander abwägt und letztlich das Szenario wählt, welches ihm den größten Nutzen stiftet. Es liegt hier die Annahme zugrunde, dass sich der Gesamtnutzen eines Gutes aus der Summe der Teilnutzen der einzelnen Eigenschaftsausprägungen zusammensetzt. Aus den ganzheitlichen Bewertungen der verschiedenen Szenarien infolge der Befragung lassen sich dadurch die Teilnutzenwerte der einzelnen Eigenschaften und ihrer Ausprägungen ableiten. Deshalb wird die Conjoint Analyse auch als dekompositionelles Verfahren bezeichnet, da sie die Spaltung ganzheitlicher Präferenzurteile erlaubt.⁸⁸ Wird eine monetäre Komponente in die Szenarien integriert, kann der Befragte „Trade-Off“-Entscheidungen hinsichtlich der beschreibenden Eigenschaften und der Preise treffen, die er auf realen Märkten gewohnt ist. Dadurch kann die Annahme der Wohlfahrtstheorie unterstellt werden: Der Konsument entscheidet sich hinsichtlich seiner Zahlungsbereitschaft unter Beachtung seiner Budgetrestriktion nutzenmaximierend für eines der Güter. Mit diesen Ergebnissen lässt sich die Zahlungsbereitschaft der Konsumenten sowohl für die Veränderung der Ausprägungen einzelner Eigenschaften als auch für ganzheitliche Szenarien ableiten.⁸⁹

Die Methoden weisen jedoch hinsichtlich der Art und Weise, wie die Befragten sich zwischen den Alternativen entscheiden sollen und der damit einhergehenden Komplexität der Fragestellung enorme Unterschiede auf. Damit einher geht die Frage, ob das modellierte Entscheidungsverhalten mit der ökonomischen Theorie *tatsächlich* vereinbar ist und folglich mit entsprechenden statistischen Verfahren analysiert werden kann. Die in diesem Kontext in Frage kommenden Methoden des Choice Modelling sind das Rating und das Choice Experiment.⁹⁰

Eine Möglichkeit der Entscheidungsmodellierung, die vor allem im Bereich des Marketings sehr populär ist, ist das RATING Verfahren.⁹¹ Dabei werden den Befragten alle oder ausgewählte Szenarien einzeln vorgelegt, mit der Bitte diese auf einer Ratingskala zu bewerten. An der Rating Methode wird kritisiert, dass damit keine realen Wahlentscheidungen für oder gegen ein Szenario abgebildet werden können. Es werden einzelne Szenarien vorgelegt die ohne direkten Vergleich zu anderen Alternativen und dem Status Quo bewertet werden.⁹² Daher sind über diese Methode keine wohlfahrtskonsistenten Werte ermittelbar. Zudem wird angenommen, dass die Rating Skalen

⁸⁷ Vgl. Atkinson, G./Mourato, S./Pearce, D., (2006), S. 127.

⁸⁸ Vgl. Lötters, C. et al., (2000), S. 166.

⁸⁹ Vgl. Atkinson, G./Mourato, S./Pearce, D., (2006), S. 126.

⁹⁰ Vgl. Atkinson, G./Mourato, S./Pearce, D., (2006), S. 126.

⁹¹ Vgl. Atkinson, G./Mourato, S./Pearce, D., (2006), S. 127; Wronka, C.T., (2004), S. 58.

⁹² Vgl. Bateman, I.J. et al., (2002), S. 255.

kardinal sind, d.h., dass die Befragten die Rangunterschiede der Skala als gleich groß wahrnehmen.⁹³ Außerdem werden die Rating Bewertungen aller Befragungsteilnehmer als vergleichbar angesehen. Da die Methode diese restriktiven Annahmen für die Interpretation der Ergebnisse bedingt, jedoch invalide Ergebnisse vermuten lässt, wird sie von vielen Wissenschaftlern zur ökonomischen Bewertung abgelehnt.⁹⁴

Das CHOICE EXPERIMENT (CE) wurde von Louviere und Hensher (1982) für den Marketing- und Transportwirtschaftsbereich entwickelt und erstmals von Adamowicz et al. (1994) zur Bewertung nichtmarktfähiger Güter eingesetzt.⁹⁵ In diesem Zusammenhang ist das CE die bedeutendste Methode der Choice Modelling Methoden.

Bei einem CE werden den Befragten mindestens zwei Szenarien als sogenanntes Choice Set zur Wahl gestellt, von denen der Befragte sich für eine Alternative entscheiden soll.⁹⁶ Dabei ist innerhalb eines Choice Sets immer der Status Quo bzw. eine „Do Nothing“-Alternative zu integrieren. Angesichts dieser konstruierten Entscheidungssituation, die einer realen Marktsituation sehr nahe kommt, kann der Befragte „Trade-Off“-Entscheidungen treffen, wobei er immer die Wahl zwischen neuen und bestehenden Szenarien bei entsprechenden Preisen hat. Daher ist diese Methode mit der ökonomischen Theorie vereinbar und geeignet, wohlfahrtskonsistente sowie marginale Werte für komplexe Veränderungen eines nichtmarktfähigen Gutes zu ermitteln.⁹⁷ Bei der Bewertung von nichtmarktfähigen Gütern im Rahmen der Choice Modelling Methoden wird daher vorwiegend das CE empfohlen.⁹⁸

Bei der Konstruktion der Choice Sets muss darauf geachtet werden, dass die Anzahl der Choice Sets und die Anzahl der Szenarien pro Choice Set sowie die Zahl der Eigenschaften, die ein Szenario beschreiben, begrenzt wird. Dies ist auf die kognitiven Fähigkeiten der Befragten zurückzuführen.⁹⁹ Wird diese beschränkte Aufnahmefähigkeit nicht beachtet, besteht die Möglichkeit, dass der Befragte zu vereinfachten Entscheidungs- oder Filterregeln wie „Ja-Sagen“ oder „lexikografem Ankreuzen“ greift.¹⁰⁰

⁹³ Vgl. Green, P.E./Tull, D.S., (1982), S.162ff; Lötters, C. et al., (2000), S. 128. Das bedeutet bspw., dass das Rating 10 (=sehr gut) doppelt so gut ist wie das Rating 5.

⁹⁴ Vgl. Wronka, C.T., (2004), S. 58f; Atkinson, G./Mourato, S./Pearce, D., (2006), S. 132.

⁹⁵ Vgl. Alpizar, F./Carlsson, F./Martinsson, P., (2001), S. 2ff.

⁹⁶ Vgl. Atkinson, G./Mourato, S./Pearce, D., (2006), S. 127.

⁹⁷ Vgl. Centre for International Economics, (2001), S. 20.

⁹⁸ Vgl. Bateman, I.J. et al., (2001), S. 74.

⁹⁹ Vgl. Alpizar, F./Carlsson, F./Martinsson, P., (2001), S. 19.

¹⁰⁰ Vgl. Blamey, R./Louviere, J.J./Bennett, J., (2001), S. 134f. Diese Ausführungen beschränken sich nur auf die wichtigsten Vor- und Nachteile. Siehe ausführlicher Kapitel 4.4.1.

3.4 Anwendung der Methoden im internationalen Kontext

Zur Monetarisierung der Zielabweichungen von Netzzuverlässigkeitskenngrößen nutzen die in den nachfolgenden Abschnitten genannten Regulierungsbehörden Kundenumfragen basierend auf den direkten Methoden.¹⁰¹ Im Folgenden werden die methodischen Vorgehensweisen in den Studien der jeweiligen Länder in ihrer praktischen Anwendung vorgestellt. Ausgehend von der Datengrundlage wurden offene Punkte bzw. Einschätzungen im Rahmen einer Expertenbefragung diskutiert, auf die im Folgenden Bezug genommen wird.¹⁰² Mittelpunkt der folgenden Gegenüberstellung ist insbesondere das Design der Fragen, da sich die Bewertungsmethoden hier am meisten unterscheiden und hieraus die speziellen Probleme der jeweiligen Methoden resultieren.

3.4.1 Norwegen

Bei einem Projekt im Auftrag der norwegischen Regulierungsbehörde NVE wurde eine postalische Kundenumfrage bei einer Stichprobengröße von insgesamt 7000 Endkunden (davon 1000 Haushaltskunden) durchgeführt.¹⁰³ Für jede Kundengruppe¹⁰⁴ wurden spezifische Stromausfallkosten auf der Grundlage der **KBM** und der **DKM** ermittelt. Begründet wurde diese kombinierte Methodenwahl mit der Vermutung, dass sich die Befragten bei der KBM auf Grund des hypothetischen Designs strategisch verhalten und ihrer geäußerten Zahlungsbereitschaften entgegen ihrer wahren Präferenzen untertreiben würden. Weiterhin wurde die Ansicht vertreten, dass die aufsummierten Kosten bei der DKM die tatsächlichen Kosten übertreffen würden. Daher wurde ein Durchschnitt zur Glättung der vermuteten Verzerrungen der einzelnen Ergebnisse gebildet.¹⁰⁵

Die Stromausfallszenarien wurden in Abhängigkeit variierender Dauereinheiten zu einem „worst case scenario“ (Januar) als Referenzzeitpunkt konstruiert.¹⁰⁶ Dabei wurden die Befragten zuerst mittels der DKM gefragt, welche Kosten der hypothetische Stromausfall basierend auf dem Referenzzeitpunkt für variierende Dauereinheiten konkret verursacht, indem sie für eine Reihe

¹⁰¹ Zu diesem Thema wird gerade von der ungarischen Regulierungsbehörde die Befragung aller Regulierungsbehörden, die Kundenumfragen nutzen, angestrebt, um einen Überblick über die verwendeten Methoden und Fragebögen zu bekommen. Diese Übersicht soll als Diskussionsgrundlage für mögliche Harmonisierungsbestrebungen auf europäischer Ebene dienen. Korrespondenz mit Szorenyi, G., (2007).

¹⁰² Ausgehend von den zur Verfügung stehenden Informationen über das methodische Vorgehen wurden den jeweiligen Autoren per E-Mail spezifische Fragen zur Umsetzung ihrer Studien gestellt, um die Studien besser beurteilen zu können.

¹⁰³ Die Studien von Norwegen und Italien unterscheiden sich in ihrem Studiendesign unwesentlich, da sie von den gleichen norwegischen Instituten konzipiert wurden. Daher wird nur auf die Studie von Norwegen eingegangen. Nähere Ausführungen zu der italienischen Studie finden Sie bei Lo Schiavo, L., (2004) oder Bertazzi, A./Fumagalli, E./Lo Schiavo, L., (2005).

¹⁰⁴ Die Umfrage wurde getrennt nach Haushalten, Industriekunden, Gewerbekunden, dem landwirtschaftlichen und öffentlichen Sektor sowie großen Industriekunden durchgeführt.

¹⁰⁵ Vgl. Samdal, K. et al., (2003), S. 2.

¹⁰⁶ Vgl. Samdal, K. et al., (2006), S. 2.

vorgegebener Kategorien eine Kostenschätzung abgeben sollten.¹⁰⁷ Die direkten Kosten ergaben sich aus der Summe der einzelnen Kostenkategorien. Anschließend wurde für jedes hypothetische Szenario ein „Kaufgebot“ bzw. eine WTP-Frage gestellt, wie bspw.:¹⁰⁸

*Würden Sie für die Vermeidung eines ungeplanten Stromausfalls von (3 min, 1h, 4h, 8 h, 24 h), der sich im Januar an einem Donnerstag um 10.00 Uhr vormittags ereignet 5 € bezahlen?*¹⁰⁹

Um den Einfluss verschiedener Zeitpunkte auf die Höhe der Kosten zu ermitteln, wurden die Befragten in einem weiteren Fragenblock gefragt, wie sich die vorherigen Kostenbewertungen zu anderen Zeiten auswirken.¹¹⁰

Die ermittelten Kosten beziehen sich somit immer auf einen spezifischen Stromausfall, wobei der Einfluss der Häufigkeit eines Stromausfalls pro Jahr als Kosteneinflussgröße nicht erfasst wurde. Es gilt jedoch angesichts von Umfragen als bestätigt, dass Kunden die Bewertung der Dauer von Stromausfällen von der Häufigkeit ihres Eintretens abhängig machen und dass die kumulierte Dauer somit kein geeigneter Maßstab für die Bewertung von Stromausfallkosten ist. Sechs Stromausfälle á 20 Minuten werden von den Kunden entsprechend unangenehmer bewertet, wie etwa ein einzelner Stromausfall von zwei Stunden pro Jahr.¹¹¹ Den Autoren zufolge ist dieser Einfluss bei der Bewertung der Kosten dadurch integriert, dass die Kunden unterschiedliche Erfahrungen mit Stromausfällen haben und daher die Szenarien implizit in Abhängigkeit der erfahrenen Häufigkeit bewerten.¹¹² De facto bewerten die Kunden, ausgehend vom Status Quo, einen Stromausfall von bestimmter Dauer (mit unterschiedlichen Erfahrungshintergründen), jedoch keine Veränderung der Häufigkeit.

Aus den ermittelten spezifischen Kosten in Abhängigkeit der Dauer und des Zeitpunktes wurde anschließend für jeden Befragten eine individuelle Kostenfunktion berechnet, indem die einzelnen

¹⁰⁷ Korrespondenz mit Samdal, K., (2007): Der Autor nannte in Bezug auf Unternehmen eine beispielhafte DKM-Frage: „Bitte nennen Sie (für ein spezifisches Szenario zur Referenzzeit) Ihre Kosten (für verschiedene Dauereinheiten) zu folgenden Kategorien: Verdorbene Ware, Produktionsausfall, Restartkosten, extra Verwaltungs- und Produktionskosten“.

¹⁰⁸ Korrespondenz mit Samdal, K., (2007): Es wurden verschiedene Ermittlungsverfahren (offene, geschlossene Fragen, Auktionen) bzw. eine Kombinationen davon in Abhängigkeit der Kundengruppe verwendet.

¹⁰⁹ Vgl. Kjolle, G.H. et al., (2001), S. 2; Samdal, K. et al., (2006), S. 2.

¹¹⁰ Korrespondenz mit Samdal, K., (2007).

¹¹¹ Vgl. Bundesnetzagentur, (2006a), S. 135f.

¹¹² Korrespondenz mit Samdal, K., (2007). Theoretisch könnten die dauerabhängigen KBM-Ergebnisse mittels einer Regressionsanalyse in Abhängigkeit unterschiedlicher Erfahrungen analysiert und somit unterschiedliche Werte für verschiedene Häufigkeitskategorien ermittelt werden. Auf Grund der Stichprobengröße konnte dies jedoch nicht durchgeführt werden.

Werte durch den Parameter „nicht gelieferte Energie“ (ENS)¹¹³ normiert wurden.¹¹⁴ Aus den individuellen Kostenfunktionen wurde je Kundengruppe eine durchschnittliche Kostenfunktion in Abhängigkeit der Dauer und des Zeitpunktes berechnet. Für die Haushalte ergaben sich bei einem ungeplanten Stromausfall, der in Norwegen durchschnittlich 1,3 Stunden dauert, Kosten in Höhe von 1 €/ kWh ENS.

Die Grenzen bei der Verwendung der KBM werden dadurch deutlich, dass wichtige Kosteneinflussgrößen wie die Häufigkeit von Stromausfällen nicht ausreichend erfasst werden können. Um valide Werte für die Anzahl der verschiedenen Szenarien zu bekommen, die zuerst bezüglich der Dauereinheiten und später auf die Zeit bezogen variieren, ist eine hohe Anzahl an Bewertungen pro Person notwendig. Unter Berücksichtigung der Antwortrate im Rahmen der Studie, wurde daher seitens der Autoren auf eine weitergehende Detaillierung der Szenarien verzichtet.¹¹⁵ Nachteilig ist weiterhin, dass man über die KBM absolute Kosten für die spezifischen Szenarien erhält und aus den Ergebnissen nicht die Kosten für abweichende Szenarien ermittelt werden können¹¹⁶.

Auf die Frage, ob andere Methoden wie das CE auf Grund der begrenzten Eignung der KBM in Erwägung gezogen wurden, äußerte sich Samdal wie folgt: „Yes, we considered carrying out [choice] experiments, and would very much like to do so. Unfortunately, our project budget did not allow us to”.¹¹⁷ Als Fazit zu dieser Studie kann diesem Kommentar entnommen werden, dass das CE zwar als besser geeignet angesehen wird, jedoch aus Kostengründen nicht genutzt werden konnte.

3.4.2 Großbritannien

Die im Auftrag der englischen Regulierungsbehörde OFGEM erstellte computergestützte Kundenumfrage wurde mit einer Stichprobengröße von ca. 2100 Haushaltskunden und ca. 2100 Unternehmen durchgeführt. Diese Studie basierend auf der „**Adaptiven Conjoint Analyse**“ (ACA)

¹¹³ Die „nicht gelieferte Energie“ pro Kundenkategorie wurde aus einer Kombination der aus der Umfrage gewonnenen Informationen über den jährlichen Stromverbrauch sowie den Lastprofildaten in Abhängigkeit der Kundengruppe und Klimazone berechnet. Die nicht gelieferte Last stellte somit den Mittelwert der Durchschnittslast pro Stunde dar. Siehe hierzu Samdal, K. et al., (2006), S. 2-6.

¹¹⁴ Die Kosten aus der monetären Bewertung zum Zeitpunkt i für einen Stromausfall der Dauer r zum Zeitpunkt t für den Befragten i werden geteilt durch die nicht gelieferte Energie für einen Stromausfall der Dauer r zum Zeitpunkt t für den Befragten i . Siehe hierzu Samdal, K. et al., (2006), S. 2.

¹¹⁵ Vgl. Samdal, K. et al., (2003), S. 2.

¹¹⁶ Korrespondenz mit Bliem, M., (2007).

¹¹⁷ Korrespondenz mit Samdal, K., (2007).

¹¹⁸ unterscheidet sich von den anderen Studien, da die Netzzuverlässigkeit zusammen mit der Servicequalität bewertet wurde. Die hypothetischen Szenarien bestanden aus den Eigenschaften „Dauer und Häufigkeit von Stromausfällen“ und zugleich aus Eigenschaften der Servicequalität. Die Szenarien waren somit Bündel von regulierungsrelevanten Qualitätseigenschaften, wobei sich der Befragte zwischen der derzeitigen Situation oder einem neuen Leistungspaket entscheiden konnte.¹¹⁹ In den Auswahlentscheidungen bewerteten die Befragten somit die Eigenschaften der Servicequalität relativ zu den Eigenschaften der Netzzuverlässigkeit.¹²⁰ Da jedoch bei den meisten Regulierungsbehörden der Konsens darüber besteht, dass das Hauptaugenmerk bei der Regulierung auf die Netzzuverlässigkeit gelegt werden sollte,¹²¹ erscheint die Abwägung von Servicequalitätsaspekten relativ zur Netzzuverlässigkeit nicht angebracht.

Die OFGEM kritisierte die Ergebnisse der Studie mit der Begründung, dass die Zahlungs- bzw. Akzeptanzbereitschaft für eine Veränderung der Netzzuverlässigkeit im Vergleich zu anderen internationalen Studien viel höher ausfielen.¹²² Außerdem unterscheidet sich das Umfragedesign erheblich von anderen international durchgeführten Studien.¹²³ Die ermittelten Ergebnisse bezüglich der Netzzuverlässigkeit wurden von der OFGEM daher nicht in ein Bonus-/ Malussystem integriert. Bei dieser Vorgehensweise wird der Regulierungsbehörde angelastet, dass die Meinung der Konsumenten nicht im Vordergrund stehe.¹²⁴ Auf die weitere Darstellung der inhaltlichen Ausgestaltung wird auf Grund der vielfachen Kritik verzichtet.

3.4.3 Niederlande

Die im Auftrag der niederländischen Regulierungsbehörde Dte durchgeführte Kundenumfrage wurde mit einer Stichprobengröße von ca. 15.000 Endkunden getrennt nach Haushaltskunden und Unternehmen durchgeführt. Die Stromausfallkosten wurden dabei auf Basis der **Conjoint-Rating-Methode (CRM)** ermittelt. Die Methodenwahl wurde mit der Überlegenheit dieser Methode gegenüber der KBM für die Ermittlung multidimensionaler Kosten begründet. Die CRM führe zu

¹¹⁸ Die Methode wird als adaptiv bezeichnet, da ein Computerprogramm auf der Grundlage gegebener Antworten bezüglich zuerst erfragter Wichtigkeiten der einzelnen Eigenschaften und Ausprägungen berechnet, mit welchen Frage- und Antwortkategorien die Befragung fortgesetzt werden soll. Indem sich der Befragungsablauf am individuellen Bewertungsverhalten der einzelnen Teilnehmer orientiert, kann ein maximaler Informationsgewinn pro weitere Frage erreicht werden. Durch dieses individuell zugeschnittene Design kann eine Vielzahl an Eigenschaften und Ausprägungen integriert werden. Vgl. Backhaus, K. et al., (2006), S. 613f.

¹¹⁹ Vgl. Accent Marketing & Research, (2004), S. 11.

¹²⁰ Vgl. Accent Marketing & Research, (2004), S. 1.

¹²¹ Vgl. Dte, (2004b), S. 3; CEER, (2005), S. 35.

¹²² WTP für die Vermeidung eines Stromausfalls betrug 20 Pfund; WTP für die Reduzierung der Dauer um 40 Minuten betrug 43,60 Pfund. Vgl. Accent Marketing & Research, (2004), S. 52.

¹²³ Vgl. House of Commons, (2004), S. 23.

¹²⁴ Vgl. Nalder, C./Morrison, M., (2004), S. 2; House of Commons, (2004), S. 23; CEER, (2005); Joskow, P.J., (2005), S. 55.

weniger strategischem Verhalten, weniger kognitivem Stress und somit zu weniger Protestantworten.¹²⁵ Vor diesem Hintergrund wurde das methodische Vorgehen bei der norwegischen Studie als „defendable as a least resort“ kommentiert.¹²⁶

Die hypothetischen Stromausfallszenarien wurden so konstruiert, dass sie einerseits die regulierungsrelevanten Parameter Dauer und Häufigkeit von Stromausfällen enthielten.¹²⁷ Andererseits wurden für eine realitätsnahe Bewertung weitere Entscheidungsvariablen wie der Zeitpunkt und eine eventuelle Ankündigung des Stromausfalls integriert.¹²⁸ Die grundsätzliche Schwierigkeit bei der Bewertung der Stromausfallkosten ist – den Autoren zufolge – die Bewertung einer *bestimmten* Anzahl an Stromausfällen für eine festgelegte Periode, die sich *jeweils* in der Dauer und dem Zeitpunkt unterscheiden.¹²⁹ Die Szenarien müssen theoretisch so konstruiert sein, dass bei einer bestimmten Anzahl an Stromausfällen auch die damit einhergehende Variation der Dauer und des Zeitpunktes der einzelnen Stromausfälle enthalten ist. Jedoch wurde von den Autoren vermutet, dass die Bewertung der Szenarien bei den Befragten angesichts der Komplexität zu einer kognitiven Überlastung führen könnte. Deswegen wurde diese Vorgehensweise verworfen.¹³⁰

Aus diesem Grund wurde bei der Bewertung von Stromausfallkosten eine Trennung zwischen Szenarien mit *einem* Stromausfall und Szenarien mit *mehreren* Stromausfällen vorgenommen. Dies bedeutet, dass die Befragten sich zuerst auf einen Block mit einzelnen Stromausfällen, die sich hinsichtlich der Dauer, des Zeitpunktes und der (Nicht-) Ankündigung unterschieden, konzentrieren und diesen bewerten sollen. Hierbei wurde explizit hervorgehoben, dass es jährlich nur zu einem Stromausfall kommt. Im zweiten Fragenblock stand die Bewertung einer Veränderung der Anzahl an Stromausfällen im Vordergrund. Hier erfolgte der Hinweis, dass alle Stromausfälle zu einer bestimmten Referenzzeit mit einer Dauer von 2 Stunden eintreten.¹³¹ Den Befragten wurden jeweils zehn Einzelfall- („single-outage“) und vier Mehrzahlszenarien („multiple outages“) mit der Bitte vorgelegt, diese auf einer Ratingskala von 1-10 (1= sehr schlecht bis 10= sehr gut) zu bewerten.¹³² Ein beispielhaftes Einzelfallszenario ist im Folgenden darstellt:

¹²⁵ Vgl. Baarsma, B.E./Berkhout, P.B./Hop, J.P., (2005), S. 9.

¹²⁶ Korrespondenz mit Berkhout, P.B./Baarsma, B.E., (2007).

¹²⁷ Regulierungsrelevant sind die Indikatoren SAIFI, CAIDI bzw. SAIDI. Siehe hierzu Tabelle 1.

¹²⁸ Die verwendeten Eigenschaften wurden durch zwei Pretests sorgfältig evaluiert. Dabei wurde vor allem deutlich, dass ein signifikanter Unterschied in der Bewertung von Stromausfällen im Winter im anderen Fall im Sommer besteht. Weitere Eigenschaften bezüglich des Zeitpunktes betrafen den Tag der Woche und den Tagesabschnitt.

¹²⁹ Korrespondenz mit Berkhout, P.B./Baarsma, B.E., (2007).

¹³⁰ Korrespondenz mit Berkhout, P.B., (2006).

¹³¹ Vgl. Baarsma, B.E./Berkhout, P.B./Hop, J.P., (2005), S. 12.

¹³² Vgl. Lijesen, M./Vollaard, B., (2004), S. 42.

Tabelle 2: Vignette zur Stromausfallkostenbewertung mit der Rating Methode

Stromausfallvignette (mit dem Hinweis 1* pro Jahr)	
Dauer	2 Stunden
Wochentag	Mittwoch
Tageszeitpunkt	Nachmittags (zwischen 12.00 Uhr-18.00 Uhr)
Saison	Sommer
Vorhergehende Ankündigung	Nein
Änderung der Rechnung in %	5 % Abschlag
Bewertung auf einer Skala (1-10)

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Baarsma, B.E./Berkhout, P.B./Hop, J.P., (2005), S. 12.

Nach der Auswertung der relativen Wichtigkeiten der einzelnen Eigenschaften und Ausprägungen¹³³ wurde darauf basierend eine durchschnittliche Kompensationsfunktion in Abhängigkeit der Dauer (pro Minute Stromausfall pro Jahr) und eine durchschnittliche Kompensationsfunktion in Abhängigkeit der Häufigkeit berechnet.¹³⁴ Anschließend wurden beide Funktionen ausgehend von dem in beiden Blöcken integrierten Referenzszenario (2 Stunden; 1*pro Jahr)¹³⁵ zu einer Funktion verknüpft.¹³⁶ Die resultierende Kompensationsfunktion spiegelt somit die Höhe des minimalen Betrags wider, bei dem die Kunden bereit sind, Stromausfälle in Abhängigkeit der Dauer und der Häufigkeit zu akzeptieren. Mit dieser Funktion werden die qualitätsabhängigen Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze berechnet.¹³⁷

Trotz bestehender Kritik an den restriktiven Annahmen der Rating Methode¹³⁸ zeichne sich diese – den Autoren zufolge – dadurch aus, dass durch die Form der Fragestellung mehr (kardinale) Informationen (als z.B. bei der Ranking Methode) für die statistische Auswertung erhältlich seien, weil hierbei die Nutzenabstände ableitbar sind. Außerdem sei die Auswertung der Daten bei der Rating Methode erheblich einfacher und bei der Auswertung hätten sich durchaus plausible Werte ergeben. Die Kostenbewertung bei variierender Häufigkeit – gerechnet auf einzelne Stromausfälle – kann, wie bereits vermutet, unterschiedlich sein und lässt sich mit dieser Studie zumindest eingeschränkt auf Basis des Referenzszenarios erfassen. Die Schätzung einer Korrelation zwischen

¹³³ Korrespondenz mit Berkhout, P.B., (2006): Die Analyse basierte auf einer fixen Regressionsanalyse.

¹³⁴ Die Ableitung der Kompensationsfunktionen ist ausführlich in Baarsma, B.E./Berkhout, P.B./Hop, J.P., (2005), S. 17-20 dargestellt.

¹³⁵ Dieses Szenario wurde gewählt, da es in den Niederlande derzeit zu 30 min Stromausfall kommt, was einem Stromausfall von 2 Stunden in 4 Jahren gleichkommt. Vgl. Baarsma, B.E./Berkhout, P.B./Hop, J.P., (2005), S. 3.

¹³⁶ Vgl. Baarsma, B.E./Berkhout, P.B./Hop, J.P., (2005), S. 21f.

¹³⁷ Die Formel für die Berechnung der Kompensation in Abhängigkeit der Dauer und der Häufigkeit ist dargestellt in Dte, (2004a), S. 7.

¹³⁸ Siehe hierzu Kapitel 3.3.2.

unterschiedlicher Dauer und variierender Häufigkeit ist aber durch die unabhängige Bewertung der Variablen nicht möglich.¹³⁹

3.4.4 Österreich

Ende 2006 erfolgte in Österreich eine im Auftrag der Regulierungsbehörde E-Control durchgeführte postalische bzw. webbasierte Kundenumfrage¹⁴⁰ bei mehreren tausend Haushalten und Unternehmen.¹⁴¹ Die besonderen Vorteile der Internetumfrage wurden in der Portokosten- und Zeitersparnis gesehen.

Als Bewertungsmethode wurde ein CE mit der Begründung verwendet, dass damit der relative Einfluss einzelner Eigenschaften auf die Wahlentscheidungen ermittelt werden könne. Der Nutzen aus der Netzzuverlässigkeit lasse sich daher über den Nutzen mehrerer Eigenschaften darstellen. Die KBM sei dazu nicht in der Lage, da damit nur die Stromausfallkosten für spezifische Szenarien ermittelt werden können. Dennoch wurde in die Umfrage sowohl eine KBM (Payment-Card Methode) als auch eine DKM integriert, um die Plausibilität der Ergebnisse des CE zu überprüfen. Bei der Umfrage wurden die Eigenschaften Dauer, Häufigkeit, der Zeitpunkt, eine etwaige Ankündigung und der Strompreis als Zahlungsverkehr genutzt. Die Choice Sets bestanden dabei aus zwei Alternativen, wobei eine der beiden Alternativen das aktuelle Netzzuverlässigkeitsniveau in Österreich widerspiegelte. Die Befragten wurden gebeten, insgesamt vier Wahlentscheidungen zu treffen. Die bei der niederländischen Studie problematisierte gemeinsame Bewertung der Dauer und der Häufigkeit wurde dadurch gelöst, dass für die Anzahl der Stromausfälle in den Alternativen die Dauer, der Zeitpunkt und die Art der Unterbrechung als konstant unterstellt wurden.

Die Ergebnisse der Umfrage liegen derzeit noch nicht vor.¹⁴² Ob die Ergebnisse für eine Regulierung genutzt werden, steht bislang noch aus. Die österreichische Regulierungsbehörde betonte zwar die Wichtigkeit einer Qualitätsanreizregulierung, jedoch konnte hierfür (noch) keine gesetzliche Grundlage durchgesetzt werden.¹⁴³

3.4.5 Schweden

Die schwedische Regulierungsbehörde, die seit 2004 Ergebnisse aus Kundenumfragen zur Qualitätsregulierung nutzt, plant neue Ergebnisse basierend auf zwei Studien schnellstmöglichst in

¹³⁹ Korrespondenz mit Berkhout, P.B./Baarsma, B.E., (2007).

¹⁴⁰ Die Unternehmen wurden telefonisch kontaktiert und um Teilnahme gebeten. Dabei wurde vorwiegend die Internetumfrage genutzt. Die Haushalte wurden auf dem postalischen Weg angeschrieben und um eine Antwort auf postalischem oder internetbasiertem Weg gebeten.

¹⁴¹ Vgl. WKO, (2006).

¹⁴² Korrespondenz mit Bliem, M., (2007).

¹⁴³ Vgl. Bundesnetzagentur, (2006a), S. 121.

das Qualitätsanreizkonzept zu integrieren.¹⁴⁴ Es handelt sich dabei um Ergebnisse einer **CE-** und einer **KBM-**Studie.

Bei der postalisch durchgeführten KBM-Studie¹⁴⁵ wurde eine Stichprobengröße von 3000 Haushalten gewählt. Das Fragedesign der KBM-Studie umfasste insgesamt neun Stromausfallszenarien, die bezüglich der Dauer variierten. Dazu wurden die Befragten bspw. wie folgt befragt:

„Wie viel würde Ihr Haushalt maximal für die Vermeidung eines Stromausfalls, der um 18.00 Uhr abends im Januar beginnt, bereit sein zu zahlen, wenn der Stromausfall (1 h, 4 h, 8 h, 24 h) andauert?“¹⁴⁶

Vier dieser Szenarien bezogen sich dabei auf einen geplanten und weitere vier auf einen ungeplanten Stromausfall. Zusätzlich bezog sich ein weiteres Szenario auf einen ungeplanten Stromausfall, bei dem ein Dauerintervall von zwei bis sechs Stunden vorgegeben wurde. Mit diesem Szenario wurde ermittelt, wie sich Unsicherheit über die Dauer bei der Bewertung seitens der Befragten auswirkt. Es wurde somit berücksichtigt, dass man in der Realität bei einem ungeplanten Stromausfall nicht weiß, wie lange die Stromversorgung unterbrochen bleibt. Die Ergebnisse zeigten, dass die Zahlungsbereitschaft der Befragten bei Unsicherheit bezüglich der Dauer des Stromausfalls annähernd doppelt so hoch war.¹⁴⁷

Die Szenarien basierten auf einem „worst case szenario“, da man davon ausgehen kann, dass ein Stromausfall im Winter zu dieser Tageszeit für Haushalte die höchsten Kosten verursacht. Somit stellt sich das Problem, dass die ermittelten Werte überdurchschnittlich hoch ausfielen und nicht der Bewertung eines durchschnittlichen Stromausfallszenarios entsprachen. Vergleicht man diese Werte mit den Ergebnissen der nachfolgenden CE-Studie,¹⁴⁸ in der die Befragten Auswahlentscheidungen zwischen Stromausfallszenarien, die hinsichtlich des Zeitpunktes (Saison- und Wochentagsvariation) und der Häufigkeit variierten, bestätigt sich diese Vermutung. Hier war ein deutlicher Unterschied bei der Bewertung in Abhängigkeit des Wochentages und der Saison zu erkennen.¹⁴⁹ Problematisch an der KBM-Studie war weiterhin, dass die Studie eine hohe Null-

¹⁴⁴ Korrespondenz mit Kolessar, R., (2007).

¹⁴⁵ Vgl. Carlsson, F./Martinsson, P., (2004a).

¹⁴⁶ Vgl. Carlsson, F./Martinsson, P., (2004a), S. 79.

¹⁴⁷ Vgl. Carlsson, F./Martinsson, P., (2004a), S. 78, S. 83; Dieses Ergebnis hat in sofern wichtige Erkenntnisse, da ein Wohlfahrtsverlust bei einem ungeplanten Stromausfall erheblich reduziert werden kann, wenn der Netzbetreiber seine Kunden schnellstmöglichst über die Dauer des Stromausfalls informiert.

¹⁴⁸ Vgl. Carlsson, F./Martinsson, P., (2004b), S. 20.

¹⁴⁹ Siehe hierzu Beenstock, M./Goldin, E./Haitovsky, Y., (1998), S. 154; Eto, J. et al., (2001), S. 9; Die Werte variieren sehr stark in Abhängigkeit der Saison, der Tageszeit und des Wochentages.

Antwortrate aufwies.¹⁵⁰ Dieses Protestverhalten lässt sich mit den aus den Pretest gewonnenen Ergebnissen erklären, in denen die Befragten angaben, dass sie einen Anspruch auf eine zuverlässige Stromversorgung hätten und somit nicht bereit seien, etwas zu bezahlen.¹⁵¹

Die zweite Studie basierte auf einem postalisch durchgeführten CE mit einer Stichprobengröße von 1200 Haushalten.¹⁵² Bei dieser Studie wurden die Szenarien in realistischer Weise so konstruiert, dass sowohl die Anzahl der Stromausfälle als auch die einzelnen Charakteristika eines Stromausfalls variierten, was bei der niederländischen Studie aus Gründen der kognitiven Überforderung abgelehnt wurde. In dieser Studie wurden die kognitiven Fähigkeiten der Befragten insofern beachtet, als dass die Anzahl der Eigenschaften und deren Ausprägungen stark eingeschränkt wurden. Zum einen bezieht sich die Studie nur auf ungeplante Stromausfälle und zum anderen wird der Zeitpunkt der Stromausfälle wenig differenziert in Wochenende und Wochentag unterteilt. Außerdem wurde die Umfrage in zwei Blöcke unterteilt: Die Stromausfallszenarien des einen Blocks bezogen sich dabei auf die Wintermonate, die Szenarien des anderen auf die Sommermonate. Auf diese Weise konnte die Anzahl der Szenarien erheblich reduziert werden. Bei der Betrachtung der Choice Sets (siehe Tabelle 3) stellt sich jedoch die Frage nach der kognitiven Überlastung der Teilnehmer bei insgesamt zwölf zu treffenden Wahlentscheidungen, die aber im Rahmen der Studie nicht beantwortet wird.

Tabelle 3: Beispielhaftes Choice Set zur Stromausfallkostenbewertung

Anzahl der Stromausfälle (in 5 Jahren)	Alternative A	Alternative B
Wochentag: Anzahl der Stromausfälle, die 4 Stunden andauern	0 innerhalb von 5 Jahren	1 innerhalb von 5 Jahren
Wochentag: Anzahl der Stromausfälle, die 8 Stunden andauern	1 innerhalb von 5 Jahren	0 innerhalb von 5 Jahren
Wochentag: Anzahl der Stromausfälle, die 24 Stunden andauern	1 innerhalb von 5 Jahren	0 innerhalb von 5 Jahren
Wochenende: Anzahl der Stromausfälle, die 4 Stunden andauern	1 innerhalb von 5 Jahren	2 innerhalb von 5 Jahren
Wochenende: Anzahl der Stromausfälle, die 8 Stunden andauern	0 innerhalb von 5 Jahren	1 innerhalb von 5 Jahren
Wochenende: Anzahl der Stromausfälle, die 24 Stunden andauern	0 innerhalb von 5 Jahren	1 innerhalb von 5 Jahren
Verbindungsgebühr zu einem Backup-Generator	25 €	28 €
Ihre Wahl		

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Carlsson, F./Martinsson, P., (2004b), S. 18.

¹⁵⁰ Vgl. Carlsson, F./Martinsson, P., (2004a), S. 83. In dieser Studie sinkt die Nullantwortrate mit zunehmender Dauer (1h-24h) der Stromausfälle von 90 % auf 39 % für geplante Stromausfälle und von 86 % auf 36 % für ungeplante Stromausfälle.

¹⁵¹ Vgl. Carlsson, F./Martinsson, P., (2004a), S. 82f.

¹⁵² Vgl. Carlsson, F./Martinsson, P., (2004b).

Bei den Annahmen der Studie wurde ein linearer Zusammenhang zwischen der Dauer und der Häufigkeit angenommen; abweichende Zusammenhänge waren somit ausgeschlossen. Bei der Expertenbefragung sprach sich Carlsson für das CE als geeignetere Methode zur Stromausfallkostenbewertung aus, weswegen diese Ergebnisse in den Vergleich der Länderstudien aufgenommen werden.¹⁵³

3.5 Gegenüberstellung der Ergebnisse

Die folgende Übersicht stellt die wichtigsten Designelemente der vorgestellten Studien zur Stromausfallkostenbewertung im internationalen Kontext gegenüber. Hierzu wurden die für ein Studiendesign wichtigsten Entscheidungen aus dem vorliegenden Material herausgearbeitet und einander vergleichend gegenübergestellt. Diese Übersicht dient als Grundlage für die Entwicklung des Studiendesigns und des Fragebogens, deren Ergebnisse im letzten Kapitel dargestellt werden.

¹⁵³ Korrespondenz mit Carlsson, F., (2007).

Tabelle 4: Übersicht über die Designschritte internationaler Studien zur Stromausfallkostenbewertung bei Haushalten

Land/ Kriterium	Großbritannien	Niederlande	Norwegen	Italien	Österreich	Schweden
Bewertungsmethode	ACA	CRM	KBM, DKM	KBM, DKM	CE	CE
Präferenzmaß	WTP/WTA	WTP/ WTA	WTP	WTP/ WTA	WTP/ WTA	WTP
Zahlungsvehikel	Prozentualer Aufschlag bzw. Rabatt auf die Stromrechnung	Prozentualer Aufschlag bzw. Rabatt auf die Stromrechnung	k.A.	Max. Preis für einen Reserveservice; Rabatt im Falle eines Stromausfalls	Prozentualer Aufschlag bzw. Rabatt auf die Stromrechnung	Gebühr für die Nutzung eines Notstromaggregats
Hypothetische Szenarien zur NZ	Häufigkeit und Dauer von SA in Land/ Stadt (+ Serviceaspekte)	Ankündigung, Dauer, Häufigkeit, Saison, Tageszeit, Wochentag,	Dauer, Ankündigung, Tageszeit, Wochentag (bestimmte Referenzzeiten)	Dauer, 4 Zeitbänder als Referenzszenarien in Abhängigkeit der Stromnachfrage	Dauer, Häufigkeit, (Saison bei KBM), Wochentag (Arbeitstag/ Wochenende), Zeitpunkt (Tag/ Nacht)	Dauer, Häufigkeit, Arbeitstag/ Wochenende; Sommer/ Winter
Stichprobengröße (-wahl/Antwortrate)	2100 (Klumpen- u. Quotenverfahren/100%)	12.400 (Zufallsstichprobe/ 27%)	1000 (Zufallsstichprobe/ 45 %)	1100 (Geschichtete Stichprobe/ 100%)	Noch unbekannt	1200 (Zufallsstichprobe/ 40 %)
Repräsentativität	Demografische Daten; Stadt/ Land; Netzbetreiber, Erfahrungen	Demografische Daten	--	Demografische Daten; Geografische Region; Bevölkerungsdichte	Nicht bekannt	Demografische Daten
Befragungstechnik	computergestützte persönliche Interviews	postalisch	postalisch (telefonisch zur Vervollständigung)	„personal assisted paper interviews“	postalisch, webbasiert	postalisch
Besondere Berücksichtigung von Verzerrungen/ methodenspezifische (statistische) Elemente	<u>Aufgabenkomplexität:</u> Adaptiv; 6-8 Choice Sets; 4 Blocks; <u>Statistische Elemente:</u> logit model	<u>Aufgabenkomplexität:</u> getrennte Bewertung nach Dauer und Häufigkeitsvignetten; 15 Bewertungsszenarien pro Befragten; <u>Statistische Elemente:</u> orthogonales Design; 15 Blocks; additives Modell	<u>Vermeidung von strategischem Verhalten:</u> Durchschnittsbildung zwischen WTP/ DKM	<u>Vermeidung von strategischem Verhalten:</u> Durchschnittsbildung der WTP/ WTA/ DKM-Ergebnisse	<u>Aufgabenkomplexität</u> 4 Choice Sets <u>Statistische Elemente:</u> Blocking-Verfahren D-Design; KBM/DKM zur „Prüfung der Plausibilität der Resultate“	<u>Aufgabenkomplexität</u> 12 Choice Sets; Blocking; <u>Statistische Elemente:</u> Random parameter logit modell; orthogonales-cyclical-Design
Fragenbogengestaltung	Fragen nach Stromausfallerfahrungen	k.A.	Erinnerungsfragen, Dreiecksverfahren: Fragen zu Schutzmaßnahmen, DKM, WTP zum „cross checking“ der Informationen	Erinnerungs-, Stromnutzungsfragen; Dreiecksverfahren: DKM, WTP, WTA - Fragen zum „cross checking“ der Informationen	Vorbereitungsfragen: Erinnerungsfragen, KBM, DKM	Fragen zur Stromnutzungsgewohnheiten Schutzmaßnahmen und subjektiven Einschätzung der Auswirkungen eines Stromausfalls
Ergebnis: Anreizrate	(4,18 €/ kWh)*	3-5 € pro Stunde	1 €/ kWh (ungeplant); 0,88 €/ kWh (geplant)	10,8 kWh ENS	Noch nicht vorgesehen	Noch nicht bekannt
Anreize zur Beteiligung	5 Pfund je Haushalt	k.A.	40 Lotterietickets	k.A.	Gewinnspiel	k.A.

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an: Bertazzi, A./Fumagalli, E./Lo Schiavo, L., (2005); Carlsson, F./Martinsson, P., (2004a); Carlsson, F./Martinsson, P., (2004b); Baarsma, B.E./Berkhout, P.B./Hop, J.P., (2005); Institut höherer Studien (Hrsg.), (2007); Lo Schiavo, L., (2004); Samdal, K./Singh, B./Tregereid, F., (2003); Samdal, K. et al., (2006); Singh, B., (2006); Accent Marketing & Research, (2004); CEER, (2005); Korrespondenzen mit Samdal, K., (2007); Bliem, M., (2007); Carlsson, F., (2007); Berkhout, P.B./ Baarsma, B.E., (2007).

*: Dieser Wert basiert nicht auf den Ergebnissen der vorgestellten Kundenumfrage.

3.6 Bewertung und Empfehlung einer Methode

Ziel dieses Kapitels war, mögliche Methoden zur Stromausfallkostenbewertung gegenüberzustellen und anhand der in 3.1 aufgestellten Kriterien sowohl aus theoretischer als auch aus Sicht der praktischen Anwendbarkeit auf ihre Eignung zu überprüfen. Anhand der Kriterien lassen sich die Methoden wie folgt bewerten:

Tabelle 5: Bewertung der Methoden

Kriterien/ Methode	Erfassung der gesamt- wirtschaftlichen Kosten	EX-ANTE Analyse	Wohlfahrts- konsistente Werte	Erfassung der Multi- dimensionalität	Kosten- und Zeitaufwand
KBM	+	+	+ ^{1.)}	- (+) ^{3.)}	-
CM	+	+	+ ^{2.)}	+	--

1.) nur bei der geschlossenen Fragestellung gegeben

2.) nur beim CE gegeben

3.) lediglich theoretisch möglich

Quelle: Eigene Darstellung

Die KBM und die CM-Methoden erfüllen die aufgestellten Kriterien der Erfassung aller monetären und nicht-monetären Kosten und der Möglichkeit einer Ex-Ante Analyse. Zur Ermittlung von wohlfahrtskonsistenten Werten, deren Rechtfertigung auf einem (möglichst) realen Marktverhalten beruht, sind nur die auf der geschlossenen Fragestellung basierende KBM und das CE vollständig in der Lage. Darüber hinaus ist es sowohl mit den CM-Methoden als auch mit der KBM aus theoretischer Sicht möglich, multiple Qualitätsveränderungen zu bewerten, jedoch werden hierfür die CM-Methoden und insbesondere das CE als überlegene Methode angesehen. Der Kosten- und Zeitaufwand ist jedoch bei einem CE höher einzuschätzen als bei einer KBM Studie.¹⁵⁴

Betrachtet man die praktischen Umsetzungen im internationalen Vergleich, stellt man fest, dass hierbei ausschließlich auf direkte Methoden zurückgegriffen wurde. Dabei kann man jedoch – wie schon oft bemängelt¹⁵⁵ – kein einheitliches Vorgehen bzw. kein First-Best-Verfahren feststellen. Die Praxis bestätigt das Ergebnis der theoretischen Gegenüberstellung, nachdem das CE präferiert werden sollte, nur bedingt, da auch andere Verfahren zur Anwendung kamen. Es lässt sich jedoch festhalten, dass vorwiegend CM-Methoden genutzt wurden oder aber eigentlich präferiert würden. So wurde bspw. auch für die norwegische

¹⁵⁴ Vgl. Atkinson, G./Mourato, S./Pearce, D., (2006), S. 126, S. 133; Wronka, C.T., (2004), S. 63; Centre for International Economics, (2001), S. 17; Bateman, I.J. et al., (2002), S. 75.

¹⁵⁵ Korrespondenz mit Szorenyi, G., (2007); CEER, (2005), S. 63; Lo Schiavo, L., (2004), S. 3.

Studie bestätigt, dass ein CE in Erwägung gezogen, jedoch aus Kostengründen nicht genutzt wurde.¹⁵⁶ Auch bei dem direkten Vergleich der Methoden durch zwei Studien in Schweden ist – nach Aussage des Autors Carlsson im Rahmen der Expertenerhebung – das CE besser für die Bewertung von Stromausfallkosten geeignet.¹⁵⁷

Die Schwierigkeit bei der praxisnahen Umsetzung – auf die bspw. die Autoren der niederländischen Studie explizit hinweisen – ist durch zwei Faktoren begründet: Die Höhe der Stromausfallkosten ist nämlich einerseits von den Größen, die einen einzelnen Stromausfall beschreiben – wie die Dauer oder der Zeitpunkt – und andererseits von der Häufigkeit des Eintretens eines Stromausfalls abhängig. Die Herausforderung dabei ist, die Bewertungsszenarien realitätsnah zu gestalten und dabei die kognitiven Fähigkeiten der Befragten zu berücksichtigen. Dies ist eine Gradwanderung, die mit den vorgestellten Methoden unterschiedlich gut bewerkstelligt werden kann. So wurde in den Studien mit eigenen/ individuellen Konstruktionen versucht, beide Ziele zu berücksichtigen. In diesem Zusammenhang verwundern Kommentare zu diesem Thema nicht, dass für die Stromausfallkostenbewertung „Kunstgriffe und Wissenschaft“ sowie „multidisziplinäres Denken“ notwendig seien.¹⁵⁸

Die gemeinsame Bewertung der Dauer und der Häufigkeit von Stromausfällen ist anscheinend bei allen Methoden problematisch.¹⁵⁹ Dennoch gibt es Unterschiede bei den Versuchen, beides in eine Umfrage zu integrieren:

Obwohl die Häufigkeit neben der Dauer als Kosteneinflussgröße bei der Bewertung von Stromausfallkosten identifiziert ist, wird diese in KBM-Studien gänzlich vernachlässigt. So findet sich unter den untersuchten KBM-Studien keine, welche die Häufigkeit integriert hat.¹⁶⁰ Bei der KBM müssten den Befragten für eine realitätsnahe Erhebung zahlreiche komplexe Szenarien vorgelegt werden. Die Integration der Häufigkeit würde die zu bewertenden Szenarien noch vervielfachen.¹⁶¹ Auch ohne die Berücksichtigung der Häufigkeit ist es unwahrscheinlich, dass die Komplexität – bei Integration vieler Eigenschaften und Ausprägungen – von den Befragten noch erfasst werden kann bzw. dass seitens der Umfrageteilnehmer die Bereitschaft vorhanden ist, so viele Bewertungen

¹⁵⁶ Korrespondenz mit Samdal, K., (2007).

¹⁵⁷ Korrespondenz mit Carlsson, F., (2007).

¹⁵⁸ Vgl. Singh, B., (2006).

¹⁵⁹ Korrespondenz mit Berkhout, P.B./Baarsma, B.E., (2007).

¹⁶⁰ Vgl. Eto, J. et al., (2001), S. 9. Nach ausführlicher Literaturrecherche konnte keine KBM-Studie gefunden werden, bei der die Häufigkeit integriert wurde.

¹⁶¹ Korrespondenz mit Carlsson, F., (2007).

vorzunehmen. Dies wird auch durch die Studie der NVE bestätigt: Die Darstellung der Stromausfälle in Abhängigkeit der Kosteneinflussgrößen wurde auf wenige Variablen begrenzt, um eine kognitive Überbelastung der Befragten durch umfangreiche Fragebögen zu vermeiden.¹⁶² Eine weitere Vereinfachung war bei der schwedischen Studie die Bewertung auf Basis eines „worst case scenario“, bei der die Ergebnisse jedoch erheblich nach oben verzerrt waren.¹⁶³

Aber auch bei den CM-Methoden ergeben sich Umsetzungsprobleme hinsichtlich der o.g. Schwierigkeit Realitätsnähe und kognitiven Fähigkeiten in Einklang zu bringen. Hierfür zeichnete sich ebenfalls kein einheitliches Vorgehen ab.

Jedoch ist der Ansatz der niederländischen Studie vielversprechend, da hier sowohl die Dauer und die Häufigkeit als auch alle zur Entscheidung notwendigen Kosteneinflussgrößen in die Bewertung integriert werden. Kritisch sind jedoch die restriktiven Annahmen bezüglich der Ratingskalen sowie das Problem von umfangreichen Fragebögen zu sehen.

Das vorgestellte CE von Carlsson und Martinsson (2004b) ist ein Versuch verschiedene Stromausfallszenarien in Abhängigkeit der Dauer und der Häufigkeit innerhalb einer Alternative realitätsnah zu integrieren. Dabei wird deutlich, dass andere Kosteneinflussgrößen stark reduziert werden mussten, da die Bewertung sonst zu komplex geworden wäre. Darüber hinaus ist es angesichts des dargestellten Choice Sets fraglich, ob auch diese (zwölf Mal zu treffende) Wahlaufgabe von den Befragten nicht schon als zu komplex empfunden wird.

Eine weitere Möglichkeit, die Stromausfallkosten zu bewerten, stellte die Umfrage in Österreich dar. Hier wurde die bei der Studie der Niederlande problematisierte gemeinsame Bewertung der Dauer und der Häufigkeit dadurch gelöst, dass für die Anzahl der Stromausfälle in den Alternativen die Dauer, der Zeitpunkt und die Art der Unterbrechung als konstant unterstellt wurden.

Zusammenfassend sind die oben genannten Nachteile von KBM-Studien insbesondere die fehlende Integration der Häufigkeit sowie die Reduktion auf wenige Variablen bzw. auf Referenzszenarien, bei denen eine Übertragung der ermittelten Stromausfallkosten z.B. auf andere Zeiten nicht möglich ist. Aber auch bei den CM- bzw. CE-Studien waren Einschränkungen festzustellen, wie bspw. die erst später erfolgte analytische Verbindung von Dauer und Häufigkeit oder die Reduktion der anderen Kosteneinflussgrößen. Dennoch ist

¹⁶² Die Befragung wurde auf Grund des „trade-offs“ zwischen detaillierter Darstellung und Antwortquote abgewägt. Samdal, K. et al., (2003), S. 2.

¹⁶³ Vgl. Carlsson, F./Martinsson, P., (2004a); Carlsson, F./Martinsson, P., (2004b).

festzuhalten, dass die Form der wiederholten Fragen der KBM, wie sie z.B. für die Studie der NVE verwendet wurde, einem CE sehr ähnelt.¹⁶⁴ Allerdings können bei einem CE durch statistische Designverfahren mehr Informationen effizienter generiert werden.¹⁶⁵

Die Ermittlung der Stromausfallkosten mit der KBM ist somit angesichts der dargestellten Problemfelder nicht geeignet.¹⁶⁶ Die Choice Modelling Methoden und insbesondere das CE sind daher den KBM-Methoden bei der Ermittlung von Stromausfallkosten immer vorzuziehen,¹⁶⁷ was auch im Rahmen der für diese Arbeit durchgeführten Expertenerhebung von verschiedenen Autoren bestätigt wird.¹⁶⁸

4. Zusammenfassung und Ausblick

Zu Beginn dieser Arbeit wurde ein kurzer Überblick über die Hintergründe und den derzeitigen Stand der geplanten Einführung einer Erlösbergrenzenregulierung in Deutschland gegeben. Dabei wurde deutlich, dass den Netzbetreibern neben dem Anreiz zur Kosteneffizienz - aus theoretischer Überlegung sowie auf Grund negativer Erfahrungen aus dem Ausland – zugleich Anreize für die Bereitstellung einer wohlfahrtsoptimalen Qualität gegeben werden müssen, um die Netzzuverlässigkeit nicht zu gefährden. Die Gegenüberstellung der derzeit existierenden europäischen Qualitätsanreizsysteme zeigte, dass sich die Vorgehensweisen und Erfahrungen im Konzept für die Qualitätsanreizregulierung in Deutschland wieder finden. Jedoch stellt das Konzept bislang eine „Rohfassung“ dar, deren erforderliche Datenbasis erst geschaffen werden muss und in Anbetracht der Einführung der Erlösbergrenzenregulierung 2009 ein schnelles Handeln notwendig macht.

Neben der Abfrage von Qualitätskennzahlen bei den Netzbetreibern erfordert die Umsetzung der Qualitätsanreizregulierung eine Datenbasis der gesamtwirtschaftlichen Stromausfallkosten (monetäre Bewertung der Netzzuverlässigkeit). Diese Werte werden – wie im Ausland geschehen – genutzt, um das Q-Element, d.h. die Höhe der Straf- und Bonuszahlungen für die Netzbetreiber in Abhängigkeit der bereitgestellten Qualität Ex-Ante zu berechnen.

¹⁶⁴ Dies gilt insbesondere für die KBM basierend auf der geschlossenen Fragestellung. Vgl. Atkinson, G./Mourato, S./Pearce, D., (2006), S. 133.

¹⁶⁵ Vgl. Wronka, T.C., (2004), S. 63; Centre for International Economics, (2001), S. 17.

¹⁶⁶ Vgl. Lijesen, M./Vollaard, B., (2004), S. 39f; Beenstock, M./Goldin, E./Haitovsky, Y., (1998), S. 154; Baarsma, B.E./Berkhout, P.B./Hop, J.P., (2005), S. 9.

¹⁶⁷ Siehe auch Beenstock, M./Goldin, E./Haitovsky, Y., (1998), S. 154.

¹⁶⁸ Korrespondenz mit Bliem, M., (2007); Carlsson, F., (2007); Samdal, K., (2007) sowie Baarsma, B.E./Berkhout, P.B./Hop, J.P., (2005).

In dieser Arbeit wurden bestehende Methoden zur Ermittlung von Stromausfallkosten auf ihre Eignung überprüft und das Choice Experiment aus theoretischer Sicht als die überlegene Methode identifiziert. Um die Erfahrungen der Länder auch bezüglich der methodischen Vorgehensweise bei der Ermittlung der Stromausfallkosten nutzen zu können, wurden die Regulierungsbehörden oder die Autoren der Studien gebeten, diese bzw. vertiefende Informationen über die Durchführung der Kundenumfragen bereitzustellen. Ausgehend von dieser Datengrundlage wurden offene Punkte im Rahmen einer Expertenbefragung diskutiert. Bei dieser Aufarbeitung und Gegenüberstellung zeigte sich bei der Durchführung der Kundenumfragen eine teilweise sehr unterschiedliche methodische Vorgehensweise. Jedoch waren sich die Experten überwiegend einig, dass ein CE bei der Ermittlung von Stromausfallkosten die geeignetste Methode darstellt. Dies liegt v.a. darin begründet, dass die Ex-Ante zu bestimmenden Stromausfallkosten in Abhängigkeit vieler Eigenschaften variieren und somit einen multidimensionalen Charakter haben. Dabei ist die Ermittlung der Kosten in Abhängigkeit dieser Variablen nur durch wiederholte Bewertungsfragen bei den Befragten möglich. Bei einem CE kann die Anzahl der Fragen - im Gegensatz zur KBM - durch die gezielte Auswahl von Szenarien mittels statistischer Designverfahren auf ein Minimum bei vergleichsweise hohem Informationsgehalt reduziert werden. Die unterschiedliche Methodenwahl bei den internationalen Studien war vorwiegend auf einen beschränkten Budgetrahmen zurückzuführen. Die Hauptschwierigkeit bei der Umsetzung einer Kundenumfrage, auf die die unterschiedliche Vorgehensweise im Fragebogendesign zurückzuführen ist, lag in der gleichzeitigen Bewertung der Dauer und Häufigkeit sowie der damit einhergehenden variierenden Zeitpunkte eines Stromausfalls. Hierbei wurde versucht, die begrenzte kognitive Aufnahmefähigkeit der Befragten zu beachten und zugleich möglichst realitätsnahe Szenarien zu konstruieren.

Die Korrespondenz mit den internationalen Regulierungsbehörden der Studien zeigte ein großes Interesse zum Austausch über Erkenntnisse und internationale Vorgehensweisen. Gerade weil alle das gleiche Ziel verfolgen und Kundenumfragen als geeignetes Instrument für eine effiziente Qualitätsanreizregulierung ansehen, sollte ein weiterer umfassender Austausch zu diesem Thema stattfinden. Erste Bestrebungen, dies auf europäischer Ebene zu initiieren, wurden vom CEER angekündigt. Auch die Regulierungsbehörde in Ungarn plant, die internationalen Vorgehensweisen bei der Durchführung von Kundenumfragen zu vergleichen und eventuell eine (Teil-) Harmonisierung auf europäischer Ebene zu diskutieren,

wobei Ergebnisse hierzu noch ausstehen.¹⁶⁹ Ein solcher internationaler Austausch bzw. Vergleich von Erfahrungen kann in Zukunft auf Grund der ähnlich gelagerten Fragestellungen zu erheblichen Erleichterungen und Synergien bei der Ausgestaltung von Kundenumfragen für eine effiziente Qualitätsanreizregulierung führen.

¹⁶⁹ Korrespondenz mit Szorenyi, G., (2007); CEER, (2005), S. 63.

6. Literaturverzeichnis

- ACCENT MARKETING & RESEARCH (2004): Consumers Expectations of DNOs and WTP for Improvements in Service, Report Juni 2004, London.
- ADAMOWICZ, W./ Louviere, J/ Williams, M. (1994): Combining Revealed and Stated Preference Methods for Valuing Environmental Amenities, in: Journal of Environmental Economics and Management, Vol. 26, S. 271-292.
- AJODHIA, V. (2002): Integrated Regulation of Price and Quality: the European Experience, in: Proceedings of Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002, Asia Pacific, IEEE, October 2002, Volume 2, S. 710-715, Yokohama.
- AJODHIA, V. (2003): Regulating Electricity Distribution Network Quality, in: TPN Doctoral Consortium July, 7-8, 2003, George Mason University.
- AJODHIA, V. (2005): Regulating Beyond Price - Integrated Price - Quality Regulation for Electricity Distribution Network, Amsterdam.
- AJODHIA, V./ Petrov, K./ Scarsi, G. C./ Franken, B. (2006): Experience with Regulation of Network Quality in Italy, the UK and the Netherlands, in: Electrical Power Quality and Utilisation, Magazine Vol. 2, No. 1.
- ALPIZAR, F./ Carlsson, F./ Martinsson, P. (2001): Using Choice Experiments for Non-Market Valuation, Working Papers in Economics no. 52, Department of Economics, Göteborg University.
- ARNDT, H. (1984): Economic Theory vs Economic Reality, Michigan State University Press, East Lansing, MI.
- ATKINSON, G./ Mourato, S./ Pearce, D. (2006): Cost- Benefit Analysis and the Environment- Recent Developments, OECD publishing, Paris.
- BAARSMA, B.E./ Berkhout, P.B./ Hop, J.P. (2005): Valuation of the Quality of the Electricity Grid- Power Outages have a Price too, Discussion Paper Nr. 41, SEO Economic Research University of Amsterdam, Amsterdam.
- BACKHAUS, K./ Erichson, B./ Plinke, W./ Weiber, R. (2006): Multivariate Analyse - Eine anwendungsorientierte Einführung, Springer, Berlin.
- BATEMAN, I.J./ Carson, R.T./ Day, B./ Hanemann, M./ Hanley, N./ Hett, T./ Jones-Lee, M./ Loomes, G./ Mourato, S./ Özdemiroglu, E./ Pearce, D.W./ Sugden, R./ Swanson, J. (2002): Economic Valuation with Stated Preference Techniques- A Manual, Departement for Transport, Edward Elgar, Cheltenham/ Northhampton.
- BEENSTOCK, M./ Goldin, E./ Haitovsky, Y. (1998): Response Bias in a Conjoint Analysis of Power Outages, in: Energy Economics 20, (1998), S. 135-156.
- BERKHOUT, P.B. (2006): Re: Valuation of the Quality of the Electricity Grid, Email von P.Berkhout@seo.nl, 14. November 2006.
- BERKHOUT, P.B./ Baarsma, B.E. (2007): Re: Customer Survey: Network Reliability, Email von P.Berkhout@seo.nl, 1. Februar 2007.

- BERTAZZI, A./ Fumagalli, E./Lo Schiavo, L. (2005): The Use of Customer Outage Cost Surveys in Policy Decision-Making: The Italian Experience in Regulating Quality of Electricity Supply, Proceedings of the 18th International Conference on Electricity Distribution, CIRED, 6.-9. Juni, Turin.
- BLAMEY, R./Louviere, J.J./Bennett, J. (2001): Choice Set Design, in: Bennett, J/ Blamey, R. (Hrsg.), The Choice Modelling Approach to Environmental Valuation, S. 133-156.
- BLIEM, M. (2007): Re: Kundenumfrage zur Versorgungssicherheit, Email von bliem@carinthia.ihs.ac.at, 1. März 2007.
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie] (2007): Verordnungsentwurf zur Anreizregulierung - Stand 4. April 2007, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Gesetz/entwurf-anreizregulierung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf: 10.04.2007.
- BUECHNER, J. (2006): Kommentar- Versorgungsqualität, in: emw - Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, Heft 01, Februar 2006, S. 69-70.
- BUNDESNETZAGENTUR (2006a): Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112 a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21 a EnWG, Bonn.
- BUNDESNETZAGENTUR (2006b): Entwurf des Berichtes der Bundesnetzagentur nach § 112 a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21 a EnWG, Bonn.
- CANSIER, D. (1996): Umweltökonomie, 2. Auflage, Lucius & Lucius, Stuttgart.
- CARLSSON, F. (2007): RE: Questions about the papers: Willingness to pay to avoid power outages, Email von Fredrik.Carlsson@economics.gu.se, 27. Februar 2007.
- CARLSSON, F./ Martinsson, P. (2004a): Willingness to pay among Swedish Households to avoid Power Outages- A Random Parameter Tobit Model Approach, in: The Energy Journal, Vol. 28, No. 1, S. 75-89.
- CARLSSON, F./ Martinsson, P. (2004b): Does it matter When a Power Outage Occurs- A Choice Experiment Study on the Willingness to pay to avoid Power Outages, Working Paper in Economics Nr. 155, Department of Economics, Gothenburg University.
- CAVES, D.W./ Herriges, J.A./ Windle, R.J. (1990): Customer Demand for Service Reliability in the Electric Power Industry: A Synthesis of the Outage Cost Literature, in: Bulletin of Economic Research 42:2, S. 79-118.
- CENTRE FOR INTERNATIONAL ECONOMICS (Hrsg.) (2001): Review of Willingness-to-Pay Methodologies, Prepared for Independent Pricing and Regulatory Tribunal of NSW, Canberra & Sydney.
- CIRIACY-WANTRUP, S.V. (1947): Capital Returns from Soil-Conservation Practices, in: Journal of Farm Economics, Vol. 29, S. 1181-1196.
- CEER [Council of European Energy Regulators] (2005): Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, Brüssel.
- DONGES, J. B./ Freytag, A. (2004): Allgemeine Wirtschaftspolitik, 2. Auflage, Lucius & Lucius, Stuttgart.
- DTE OFFICE OF ENERGY REGULATION (2004a): Decision to approve the Methods of determining the Quality Term for Grid Managers- Annex A to the Decision, Amsterdam.

- DTE OFFICE OF ENERGY REGULATION (2004b): Decision to approve the Methods of determining the Quality Term for Grid Managers- Annex B to the Decision, Amsterdam.
- E-BRIDGE CONSULTING GMBH (2006): 4. Referenzbericht Anreizregulierung - Konzept einer Qualitätsregulierung, im Auftrag der Bundesnetzagentur.
- ETO, J./ Koomey, J./ Lehman, B./ Martin, N./ Mills, E./ Webber, C./ Worrell, E. (2001): Scoping Study on Trends in the Economic Value of Electricity Reliability to the U.S. Economy, Energy Analysis Departement, Berkeley.
- FRONTIER ECONOMICS (Hrsg.) (2006): Benchmarkingmodelle - Berücksichtigung von Größenvorteilen, Ein Bericht für RWE Energy, London.
- GREEN, P.E./ Srinivasan, V. (1978): Conjoint Analysis in Consumer Research Issue and Outlook, in: The Journal of Consumer Research, Vol. 5, September 1978, S. 103-121.
- GREEN, P.E./ Tull, D.S. (1982): Methoden und Techniken der Marketingforschung, 4. Auflage, Poeschel, Stuttgart.
- HABER, A./ Rodgarkia-Dara, A. (2005): Qualitätsregulierung - Theorie und internationale Erfahrungen, Working Paper Nr.16, E-Control.
- HOUSE OF COMMONS- TRADE AND INDUSTRY COMMITTEE (Hrsg.) (2004): The Electricity Distribution Networks: Lessons from the Storm of October 2002 and the Future Investment in the Network, First Report of session 2004-05, London.
- INSTITUT HÖHERER STUDIEN (Hrsg.) (2007): Umfrage: Versorgungssicherheit im öffentlichen Stromversorgungsnetz, www.uni-klu.ac/phpsurveyor2/unternehmen.php, Kundenumfrage zur Versorgungsqualität, Abruf: 15.02.2007.
- JOSKOW, Paul J. (2005): Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Network, Center for Energy and Environmental Policy Research.
- KJOLLE, G.H./ Holen, A.T./ Samdal, K./ Solum, G. (2001): Adequate Interruption Cost Assessment in a Quality based Regulation Regime, in: Power Tech Proceedings, IEEE 2001, Porto, Volume 1.
- KNIEPS, G. (1999): Price Caps als innovatives Regulierungsinstrument in liberalisierten Netzsektoren, in: DVWG (Hrsg.): Price Cap-Regulierung in Netzindustrien- Chancen und Risiken eines neuen Regulierungsinstruments-, Schriftreihe der deutschen Verkehrswissenschaftlichen Gesellschaft e.V., DVWG, Bergisch Gladbach.
- KOLESSAR, R. (2007): Re: Customer Survey: Network Reliability, Email von remy.kolessar@energimarknadsinspektionen.se, 18. April 2007.
- LAMMERS, G. (1992): Zur Regulierung der Elektrizitätswirtschaft- Theoretische Ansätze und die Praxis in ausgewählten Mitgliedsländern der Europäischen Gemeinschaft, Schulz-Kirchner Verlag, Idstein.
- LANCASTER, K.J. (1971): Consumer Demand- A New Approach, Columbia University Press, New York & London.
- LAWTON, L./ Sullivan, M./ Van Liere, K./ Katz, A. (2003): A Framework and Review of Customer Outage Costs: Integration and Analysis of Electric Utility Outage Cost Surveys, Environmental Energy Technologies Division, Ernest Orlando Lawrence Berkley National Laboratory.

- LAYTON, D.F./ Moeltner, K. (2004): The Cost of Power Outages to Heterogeneous Households - An Application of the Mixed Gamma - Lognormal Distribution, in: Scarpa, R./ Alberini, A. (Hrsg.) (2004): Applications of Simulation Methods in Environmental and Resource Economics, S. 35-54, Springer, Dordrecht.
- LIJESSEN, M./ Vollaard, B. (2004): Capacity to spare?- A Cost-Benefit Approach to optimal spare Capacity in Electricity Production, CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis, Nr. 60, The Hague.
- LO SCHIAVO, L. (2004): Survey and Estimation of Costs related to Electricity Supply Interruptions in Italy, Draft for discussion, Autorita per l'energia elettrica e il gas, Italy.
- LO SCHIAVO, L. (2005): The Use of Standards and Incentives in Quality Regulation, Presentation at PMAPS Conference, Workshop on Incentive Regulation, Stockholm.
- LÖTTERS, C./ Theuner, G./ Unger, F./ Wöller, R. (2000): Marktforschung, Band 2, Fortis Verlag, Köln.
- LOUVIERE, J.J./ Hensher, D.A. (1982): On the Design and Analysis of Simulated Choice or Allocation Experiments in Travel Choice Modelling, in: Transportation Research Record, Vol. 890, S. 11-17.
- MERICK & ASSOCIATES (Hrsg.) (2002): Electricity Service Quality Incentives Scoping Paper, Prepared for: Queensland Competition Authority.
- MITCHELL, R.C./ Carson, R.T. (1989): Using Surveys to Value Public Goods: The Contingent Valuation Method, Resources for the Future, Washington.
- MÜHLENKAMP, H. (2005): Wege zur Wirtschaftlichkeit (Effizienz), Qualität und niedrigen Preisen bei der Leistungserstellung durch öffentliche Unternehmen, erweiterte schriftliche Fassung des Vortrags auf dem Symposium "Öffentliche Dienstleistungen für die Bürger - Wege zu Effizienz, Qualität und günstigen Preisen-", Deutsche Hochschule für Verwaltungswissenschaften, Speyer, Berlin.
- NALDER, C./ Morrison, M. (2004): Valuing Improvements to the Quality of Electricity Supply Using Choice Modelling, Contributed Paper presented to the 48th Annual Conference of the Australian Agricultural and Resource Economics Society, Melbourne.
- NERA [National Economic Research Associates] (2002): Security in Gas and Electricity Markets, Final Report for the Department of Trade and Industry, London.
- PETROV, K. / Ajodhia, V. (2002): Role of Benchmarking in Establishment of Cap Regulation in Electricity Networks, in: Conference Proceedings from CEPSI 2002, Fukuoka, S. 44-49, Fukuoka.
- PRUCKNER, G.J. (1995): Der Kontingente Bewertungsansatz zur Messung von Umweltgütern - Stand der Debatte und umweltpolitische Einsatzmöglichkeiten, in: Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht, Band 4, 1995, S. 503-526.
- RWE (2006): Versorgungsqualität, www.rwe.com/generator.aspx/netzwelt/regelung-netze/versorgungsqualitaet/language=de/id=270734/versorgungsqualitaet.html, Abruf: 01.11.2006.
- SAMDAL, K. (2007): Re: Customer Survey: Network Reliability, Email von knut.samdal@sintef.no, 12. Februar 2007.

- SAMDAL, K./ Kjolle, G.H./ Singh, B./ Kvitastein, O. (2006): Interruption Costs and Consumer Valuation of Reliability of Service in a Liberalised Power Market, in: Proceedings of the 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, KTH, Stockholm.
- SAMDAL, K./ Kjolle, G./Singh, B./ Trengereid, F. (2003): Customers' Interruption Costs - What's the Problem?, in: Proceedings of CIRED 17th International Conference on Electricity Distribution, Barcelona.
- SANGHVI, A. P. (1982): Economic Costs of Electricity Supply Interruptions: US and Foreign Experience, in: Energy Economics, Juli 1982, S. 180-197.
- SCHAEFER, B./ Schönefuß, S. (2006): Anreizregulierung und Benchmarking der deutschen Strom- und Gasmärkte, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 3, S. 173-182.
- SCHNEIDER, F./ Kollmann, A./ Tichler, R. (2005): Netztarife in Österreich: Bestandsaufnahme und internationaler Vergleich, Pressefassung, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität, Linz.
- SINGH, B. (2006): Power Quality: Estimating the Costs for Medium Voltage End-Users, Presentation at the Conference "Distribution Europe 2006", Barcelona.
- SPIELMANN, C./ Wild, J. (2005): Investitions- und Qualitätsanreize für Stromverteilnetze, Plaut Economics, Limes, Regensburg.
- SZORENYI, G. (2007): Re: Customer Survey: Network Reliability, Email von szorenyig@eh.gov.hu, 16. Februar 2007.
- TER- MARTIROSYAN, A. (2003): The Effects of Incentive Regulation on Quality of Service in Electricity Markets, Working Paper March 2003, Departement of Economics, George Washington University.
- VATTENFALL (2006): Versorgungszuverlässigkeit,
http://www.vattenfall.de/www/dso/vf_dso/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/264535vatt/264928_verso.pdf, Abruf: 01.11.2006.
- VDN [Verband der Netzbetreiber] (2006a): VDN - Verfügbarkeitsstatistik - Berichtjahr (2005),
http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Versorgungsqualitaet/VDN_VS_Broschuere_2005_Nov2006.pdf.
- VDN [Verband der Netzbetreiber] (2006b): VDN -Verfügbarkeitstatistik 2005- Bewertung und internationale Einordnung,
http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Versorgungsqualitaet/VS_2005_Bewertung_und_internationale_Einordnung.pdf
- WAGNER, R./Cohnen, B. (2005): Sicherung der Versorgungsqualität unter Anreizregulierung - Ansätze aus UK und Niederlanden, in: Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb (emw), Auszug aus Heft 2/ 2005.
- WKO [Wirtschaftskammern Österreichs] (2006): Umfrage: Versorgungssicherheit im öffentlichen Stromversorgungsnetz,
www.portal.wko.at/wk/format-detail.wk?AngID=1&StID=289378&DstID=681, Abruf: 09.02.2007.
- WRONKA, C.T. (2004): Ökonomische Umweltbewertung, Wissenschaftsverlag Vauk Kiel KG, Kiel