

*Die Deregulierung der Elektrizitätssektoren ist gegenwärtig in vielen Ländern ein Thema. Die Diskussionen drehen sich oft um die Frage, welchen Preis Netzbetreiber von den Stromhändlern für den Zugang zu ihrem Netz verlangen dürfen. Da die Stromnetze auch nach der Deregulierung natürliche Monopole bleiben, wurde in den meisten Ländern eine Regulierungsbehörde gegründet, die sich um die angemessene Entschädigung der Netznutzung zu kümmern hat. Eine interessante Möglichkeit zur Verminderung der Monopolrenten der Netzbetreiber ergibt sich dabei in Ländern mit vielen Netzbetreibern. Die Regulierungsbehörde kann in diesem Fall durch Leistungsvergleiche (Benchmarking) ihren Informationsrückstand bei der Beurteilung der Kosten und der Effizienz der einzelnen Unternehmen vermindern. Damit das Benchmarking auch aussagekräftig ist, müssen jedoch alle Faktoren, die von den Netzbetreibern nicht kontrolliert werden können, angemessen berücksichtigt werden. Mit Hilfe von multiplen Regressionsmodellen ist es möglich, den Einfluss solcher Umfeldfaktoren auf die Netzkosten zu identifizieren und daraus individuelle Benchmarks für jeden Netzbetreiber zu berechnen. Erste empirische Ergebnisse mit schweizerischen Daten zeigen, dass Kostenunterschiede aufgrund unterschiedlicher Versorgungsgebiete auch praktisch von Relevanz sind und deshalb bei der Regulierung der Netzzugangpreise nicht vernachlässigt werden dürfen.**

* Die Grundlagen für diesen Artikel wurden in der Dissertation von Jörg Wild (2001) erarbeitet.

Berücksichtigung von regionalen Unterschieden beim Benchmarking von Stromverteilnetzen

Massimo Filippini
Jörg Wild

Benchmarking und Regulierung¹

Während mehrerer Jahre stellte die **Renditeregulierung** (Rate-of-Return- bzw. RoR-Regulierung) die traditionelle kostenorientierte Regulierungsmethode dar, die besonders in den Vereinigten Staaten zur Regulierung privater Monopole und Versorgungsunternehmen angewendet wurde. Bei der RoR-Regulierung wird der regulierten Unternehmung erlaubt, dass sie ihre Betriebs- und Kapitalkosten decken und eine angemessene Rendite auf das investierte Kapital erwirtschaften kann. Das Hauptproblem der RoR-Regulierung wurde bereits in den 1960er-Jahren von Averch und Johnson (1962) identifiziert: Da alle ausgewiesenen Kosten auf die Verbraucher überwälzt werden können, haben RoR-regulierte Firmen keinen Anreiz, ihre Kosten zu senken oder die Effizienz zu erhöhen. Falls die zulässige RoR zu hoch (d.h. über dem risikoangepassten Kapitalzinssatz) festgesetzt wird, haben die Firmen gar einen Überinvestitionsanreiz.

¹ Die Ausführungen folgen in diesem Abschnitt weitgehend Filippini, Wild und Luchsinger (2001). Für eine vertiefte Diskussion der verschiedenen Regulierungskonzepte aus theoretischer Sicht vgl. z.B. Borrmann/Finsinger (1999), Kap. 11 oder Armstrong/Cowan/Vickers (1994). Jamasab/Pollitt (2000) geben zusätzlich einen Überblick über die Anwendung des Benchmarking zur Regulierung in verschiedenen Ländern.

Um die Probleme der kostenorientierten Regulierungsmethoden zu lösen, wurden verschiedene anreizorientierte Regulierungsmethoden entwickelt. Die am meisten angewendeten Methoden sind: Price-Cap-Regulierung (PCR), Revenue-Cap-Regulierung (RCR) und die Regulierung mittels Yardstick Wettbewerb.

Die **Price-Cap-Regulierung** wurde von Littlechild 1983 vorgeschlagen und vor allem in Großbritannien und einigen anderen Ländern zur Regulierung von Netzen eingesetzt. Die Hauptidee der PCR besteht darin, dass der Gewinn einer regulierten Firma von ihren Kosten entkoppelt wird. Dies geschieht dadurch, dass der Firma jeweils für eine Regulierungsperiode, die üblicherweise zwischen 3 und 5 Jahren dauert, eine – von den realisierten Kosten unabhängige – Preisobergrenze vorgegeben wird. Durch die Preisobergrenze wird festgelegt, dass der Preis nicht schneller als $RPI-X$ ansteigen darf. Dabei bezeichnet RPI die Veränderung des Konsumentenpreisindex und X die Produktivitätsveränderung im regulierten Sektor. Dieser Preispfad ist unabhängig von der effektiven Kosten-

Prof. Dr. Massimo Filippini
CEPE – Centre for Energy Policy and Economics, ETH Zürich, ETH Zentrum, WEC, CH-8092 Zürich und Università della Svizzera italiana, Lugano, E-Mail filippini@cepe.mavt.ethz.ch

Dr. Jörg Wild, PLAUT Strategieberatung, Stadtbachstrasse 42, CH-3012 Bern und CEPE, ETH Zürich
E-Mail joerg.wild@plaut.ch

entwicklung der regulierten Firma; d.h. diese profitiert direkt von ihren Effizienzverbesserungen, indem sie höhere Gewinne realisieren kann. Bei der praktischen Anwendung stellt die Festlegung der Anfangs-Preisobergrenze das größte Problem dar. Oft wird die erste Preisobergrenze basierend auf den Kosten im Ausgangszeitpunkt festgelegt.

Ähnlich wie die Price-Cap-Regulierung gibt der Regulator bei der **Revenue-Cap-Regulierung** den Firmen eine Erlösobergrenze vor, die – unabhängig von den Kosten – maximal erreicht werden darf. Durch die Entkopplung der Erlöse von den Kosten sollen die Firmen wiederum einen Anreiz haben, ihre Kosten zu senken. Bei Mehrproduktunternehmen hat die RCR den Vorteil, dass nicht für jedes Produkt eine eigene Preisobergrenze festgelegt werden muss. Durch die Erlösobergrenze wird lediglich das durchschnittliche Preisniveau festgelegt, der regulierten Unternehmung bleiben jedoch Freiheiten bei der Festlegung der Preisstruktur.²

Bei der **Yardstick-Regulierung** wird jede regulierte Firma mit ähnlichen Firmen verglichen. Oft werden die Durchschnittskosten vergleichbarer Firmen (der sogenannten Peer-Group) für einen Leistungsvergleich (Benchmarking) herangezogen. Der Benchmark kann bei der Regulierung berücksichtigt werden, indem die Preise einer Firma basierend auf den Kosten vergleichbarer Firma festgelegt werden. Durch diese von Shleifer (1985) vorgeschlagene Methode kann indirekt Wettbewerb zwischen Monopolisten geschaffen werden, die in verschiedenen Regionen tätig sind.

Yardstick-Regulierung kann auch als Sonderform der Price-Cap-Regulierung ausgestaltet werden, bei der die Regulierungsbehörde die Kosteninformationen aller vergleichbaren Unternehmen verwendet, um die Preisobergrenze für eine bestimmte Firma festzulegen. Es wäre auch denkbar, die Benchmarking-Ergebnisse zu verwenden, um bei der Price-Cap-Regulierung individuelle Vorgaben

² Strenggenommen gilt dies nur, wenn die abgesetzten Mengen unverändert bleiben.

bezüglich der geforderten Effizienzsteigerung (X-Faktor) zu machen.

Bei der Yardstick-Regulierung spielt der Vergleich von Kosten (Benchmarking) die zentrale Rolle. Allerdings können auch die anderen anreizorientierten Regulierungsmethoden durch ein Benchmarking ergänzt werden.

Für das Benchmarking von Kosten der Firmen kommen hauptsächlich zwei Methoden zur Anwendung:

- parametrische (bzw. ökonomische) Methoden und
- nicht parametrische Methoden.

Die **ökonomischen Methoden** basieren auf der Schätzung einer Kostenfunktion mittels multipler Regressionsanalyse. Die auf Basis der geschätzten Kostenfunktion ermittelten „Normkosten“ können dann als Benchmark für die Festsetzung der Preise der regulierten Firmen dienen. Die parametrischen Verfahren lassen sich ferner in zwei Untergruppen unterteilen: einerseits kann die Schätzung einer Kostenfunktion mit der Methode der kleinsten Quadrate (Ordinary Least Squares, OLS) erfolgen. In diesem Fall verläuft die Regressionsgerade durch die Mitte der „Datenwolke“ und demzufolge werden gewisse Unternehmen tiefere und andere höhere Kosten als die empirisch bestimmten „mittleren“ Kosten aufweisen. In diesem Fall kann man auch von einem „durchschnittlichen Benchmarking“ sprechen, weil die geschätzte Kostenfunktion keine Minimal- oder Frontierkostenfunktion darstellt, mit der die effiziente Kostengrenze bestimmt wird. Die Schätzung einer mittleren Kostenfunktion wird z.B. von Shleifer (1985) durchgeführt.

Durch die Einführung eines firmenspezifischen Effekts in die Kosten-Spezifikation, mit dem die Ineffizienz der Firmen aufgefangen wird, können Frontierkostenfunktionen geschätzt werden (Stochastic Frontier Analysis, SFA). Dadurch lässt sich eine Minimalkostenfunktion bestimmen, wobei die Kosten aller Unternehmen – abgesehen von zufälligen Schwankungen – gleich hoch oder höher liegen müssen. Je nach zugrundeliegenden Annahmen lassen sich deterministische

oder stochastische Frontierkostenfunktion unterscheiden.³

Zu den **nicht-parametrischen Methoden** gehören die DEA – Data Envelopment Analysis – und die FDH – Free Disposal Hull.⁴ Beide Methoden versuchen unter verschiedenen Annahmen den Datensatz so nah wie möglich an einer Kostenkurve anzuschmiegen, ohne dass eine spezifische funktionale Form anzunehmen wäre. Mathematische Programmierverfahren stellen einen relativ einfachen Weg dar, um eine Frontierkostenfunktion und die Entfernungen von dieser Funktion zu bestimmen.

In diesem Artikel stehen die parametrischen Methoden im Zentrum. Für eine Anwendung der DEA auf die Elektrizitätsverteilung vgl. z.B. Burns, Davies und Riechmann (1999).

Benchmarking in den deutschsprachigen Ländern

Die Elektrizitätsverteilung in den drei deutschsprachigen Ländern wird jeweils von einer Vielzahl von Versorgungsunternehmen durchgeführt. In Deutschland und der Schweiz sind je etwa 1 000 Verteiler tätig, während sich in Österreich – ähnlich wie z.B. in den skandinavischen Ländern – rund 130 Werke betätigen. Diese Sektorstruktur ist historisch gewachsen und teilweise in der föderalistischen Tradition der Länder begründet. Die Verteilwerke befinden sich denn auch oft im Besitz öffentlich-rechtlicher Gebietskörperschaften (Länder, Kantone oder Gemeinden).

In Tabelle 1 zeigt sich, dass die Verteilwerke in den deutschsprachigen Ländern im Vergleich zum EU-Durchschnitt relativ klein sind. Während von einem durchschnittlichen EU-Verteilwerk rund

³ Für eine Einführung in die Schätzung von Frontierkostenfunktionen vgl. Coelli/Rao/Battese (1998), Kap. 8 und 9. Eine vertiefte Darstellung geben Kumbhakar/Lovell (2000).

⁴ Für eine Einführung in die Data Envelopment Analysis (DEA) vgl. z.B. Coelli/Rao/Battese (1998), Kap. 6 und 7. Eine vertiefte Darstellung geben Cooper/Seiford/Tone (2000).

90 000 Kunden beliefert werden, sind es in Deutschland nur etwa halb und in Österreich ein Drittel so viele. Ein durchschnittliches schweizerisches Verteilwerk beliefert gar weniger als 5% der Kunden eines durchschnittlichen europäischen Werks. Auch wenn die abgesetzte Strommenge betrachtet wird, ergibt sich ein ähnliches Bild: Die österreichischen Verteiler sind rund 20% kleiner als die deutschen; die schweizerischen gar nur ein Zehntel so groß.

Obwohl sich die deutschsprachigen Länder für unterschiedliche Modelle zur Deregulierung ihrer Elektrizitätssektoren entschieden haben, dürfte in allen Ländern die Benchmarking-Methode bei der Bestimmung der Netznutzungsentgelte zunehmend an Bedeutung gewinnen.

So hat in **Deutschland** das Bundeskartellamt Ende September 2001 eine Untersuchung gegen 22 Stromnetzbetreiber wegen des Verdachts missbräuchlich überhöhter Netznutzungsentgelte eingeleitet. Ein Vergleich der Netznutzungsentgelte für Industrie- und Gewerbekunden, der vom Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V. (VEA) veröffentlicht wurde, zeigt, dass die Netzentgelte der 22 betroffenen Unternehmen bis zu 80% höher liegen als die zum Vergleich herangezogenen Entgelte. Kartellamtspräsident Ulf Böge erklärte dazu:

„Erhebliche Unterschiede bei den Netznutzungsentgelten legen den Verdacht nahe, dass die Entgelte dieser Unternehmen nicht angemessen sind und bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit deutlich niedriger wären.“⁵

Somit sehen sich die deutschen Netzbetreiber einem (impliziten) Benchmarking gegenüber, obwohl die Netznutzungsentgelte nicht von einer sektorspezifischen Regulierungsbehörde festgelegt werden, sondern im Rahmen der Verbändevereinbarung ausgehandelt wurden.⁶ Es ist allerdings zu erwarten, dass die Netzbetreiber mit höheren Netzkosten besondere Eigenschaften ihrer Versorgungsge-

Tabelle 1: Elektrizitätsverteilwerke in den deutschsprachigen Ländern 1995

	Anzahl Verteilwerke	Kunden pro Verteilwerk	Stromabsatz pro Verteilwerk (GWh)	Marktanteil der 3 (10) größten Verteiler
Deutschland	1 000	42 165	476	26% (40%)
Österreich	129	27 907	370	47% (79%)
Schweiz	1 000	3 815	48	28% (40%)
EU-Durchschnitt		89 940	1 038	

Quelle: Unipede (1997), Statistical Panorama 1997, eigene Berechnungen

biete als Argumente zur Erklärung ihrer höheren Kosten anführen werden. Das Kartellamt wird sich deshalb vermutlich mit dem Einfluss unterschiedlicher Charakteristika auf die Netzkosten beschäftigen müssen.

In der **Schweiz** ist gemäß Entwurf zur Elektrizitätsmarktverordnung vom 5. Oktober 2001 ein Effizienzvergleich der Netzbetreiber geplant (Art. 6 und 8).⁷ Zur Regulierung der Netzentgelte ist ein Modell mit einer festen Ertragsobergrenze (Revenue-Cap) geplant, die jeweils für vier Jahre unverändert gelten soll. Die Ertragsobergrenze basiert für jeden Netzbetreiber auf den von ihm ausgewiesenen anrechenbaren Kosten inklusive einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Der Kapitalstock jedes Netzbetreibers ist dabei basierend auf den historischen Buchwerten zu bestimmen. Bei Berechnung der Kapitalkosten sind Vorgaben bezüglich Abschreibungsdauren und Kapitalverzinsung zu beachten.

Ergänzend wird das Bundesamt für Energie ein Benchmarking durchführen, wobei dort der Kapitalstock zu Wiederbeschaffungswerten bewertet wird. Falls die vom Netzbetreiber ausgewiesenen Kosten den Benchmark nicht übersteigen, bilden sie die Grundlage zur Festlegung der Ertragsobergrenze. Falls sie über dem Benchmark liegen, wird die Ertragsobergrenze gemäß dem Benchmark festgelegt.⁸

⁷ Für einen aktuellen Überblick über den schweizerischen Elektrizitätsmarkt vgl. Vaterlaus/Wild (2001).

⁸ Das kombinierte Vorgehen mit einer Bewertung der Aktiva zu Wiederbeschaffungswerten beim Benchmarking einerseits und zu Buchwer-

Beim Benchmarking ist geplant, unterschiedliche, von den Unternehmen nicht beeinflussbare, strukturelle Verhältnisse bei der Ermittlung der Vergleichswerte zu berücksichtigen. In den Erläuterungen zum Verordnungsentwurf heißt es dazu:

„In den Betriebsvergleichen werden von den Unternehmen nicht beeinflussbare strukturelle Verhältnisse berücksichtigt, soweit diese einen Einfluss auf die Kosten haben. Solche Verhältnisse können das Gelände, die Abnehmerstruktur und andere Faktoren sein. Dadurch wird gewährleistet, dass eine Netzbetreiberin nicht dafür bestraft wird, dass sie in einem ungünstigen Umfeld operiert.“⁹

Österreich hat seinen Elektrizitätsmarkt per 1. Oktober 2001 vollständig geöffnet. Die Netzbenutzungspreise wurden vom Regulator für die verschiedenen Versorgungsgebiete und Netzebenen im Detail festgelegt. Gegenwärtig wird noch kein Benchmarking der Netzbetreiber durchgeführt, doch kann mittel- bis längerfristig davon ausgegangen werden, dass auch die österreichischen Netzbetreiber im Leistungsvergleich bestehen werden müssen. Infolge der beträchtlichen

ten bei der Ermittlung der anrechenbaren Kosten der Netzbetreiber andererseits ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass ein Kostenanstieg verhindert werden soll, der allein auf dem Systemwechsel von Buch- zu Wiederbeschaffungswerten beruht. Da diese Regelungen im Rahmen des Vernehmlassungsverfahrens teilweise stark kritisiert wurden – unter anderem vom Verband der schweizerischen Elektrizitätsunternehmen – ist damit zu rechnen, dass bei der Ausarbeitung der definitiven Verordnung noch Anpassungen vorgenommen werden.

⁹ Bundesamt für Energie, Erläuternder Bericht zur Elektrizitätsmarktverordnung, Entwurf, 5.10.2001, S. 11.

⁵ Pressemeldung des Bundeskartellamtes vom 27.09.2001.

⁶ Einen guten Überblick über den deutschen Strommarkt geben Brunekreeft/Keller (2000).

Unterschiede zwischen den verschiedenen Versorgungsgebieten bezüglich Siedlungsdichte und Topografie scheint es plausibel, dass auch in Österreich strukturelle Unterschiede zwischen den Netzbetreibern bei einem allfälligen Benchmarking berücksichtigt werden müssen.

Berücksichtigung von nicht beeinflussbaren Umfeldfaktoren

Die Analyse der drei deutschsprachigen Länder hat gezeigt, dass Benchmarking in der einen oder anderen Form in allen drei Ländern als Instrument zur Beurteilung oder Regulierung der Kosten der Verteilnetzbetreiber herangezogen werden dürfte. Ein Benchmarking ist allerdings nur dann aussagekräftig, wenn vergleichbare Unternehmen miteinander verglichen werden. Gerade in der Elektrizitätsverteilung ist die Vergleichbarkeit oft nicht gegeben. Teilweise sind Netzbetreiber beispielsweise in sehr unterschiedlichen Gebieten tätig. Erschwerend kommt hinzu, dass Stromnetzbetreiber oft nicht selber entscheiden können, welche Gebiete sie erschließen wollen, sondern infolge von Versorgungsaufträgen oder Konzessionen einem Erschließungsauftrag nachzukommen haben. In vielen Gebietskörperschaften wird gar eine 100%-Erschließung von den Netzbetreibern verlangt. Insbesondere der Anschluss von abgelegenen Einzelgebäuden mit geringem Stromverbrauch kann sehr teuer sein. Vor diesem Hintergrund muss den unterschiedlichen Bedingungen im Versorgungsgebiet bei einem Leistungsvergleich Rechnung getragen. Bei einem Benchmarking im Regulierungskontext sollte eine Korrektur für jene Faktoren durchgeführt werden, die von den Netzbetreibern nicht kontrolliert werden können. Bei der Verwendung eines einfachen Benchmarking-Instruments – wie z.B. eines einfachen Vergleichs der Durchschnittskosten – werden die Unterschiede im Produktionsumfeld nicht berücksichtigt, was zu verfälschten Ergebnissen führt.

Nicht beeinflussbare Umfeldfaktoren

Die wichtigsten Umfeldfaktoren, die von den Netzbetreibern nicht beeinflusst werden können, sind:

■ Regional unterschiedliche Preise der Produktionsfaktoren:

Vielfach bestehen Lohnunterschiede zwischen Städten und ländlichen Gebieten oder die Kapitalkosten sind nicht in allen Regionen identisch. Insbesondere bei internationalen Benchmarking-Analysen können die Faktorpreisunterschiede beträchtlich sein.

■ Unterschiedliche Kundenstruktur:

Die Netzkosten hängen auch von der Struktur der ans Netz angeschlossenen Kunden ab: industrielle Großverbraucher sind meist ans Hochspannungsnetz, mittlere Unternehmenskunden ans Mittelspannungsnetz und kleine Haushaltskunden ans Niederspannungsnetz angeschlossen.

■ Unterschiede im Durchschnittsverbrauch je Kundengruppe:

Da Netzkosten zu einem großen Teil fix, d.h. unabhängig von der abgesetzten Energiemenge sind, sinken die Durchschnittskosten mit zunehmendem Durchschnittsverbrauch je Kundengruppe.

■ Unterschiedliche Kundendichte im Siedlungsgebiet:

Hier wirken zwei Effekte gegeneinander: Einerseits sind umso längere Leitungen pro Kunde notwendig, je geringer die Siedlungsdichte, was die Erschließung dünn besiedelter Gebiete teurer macht. Andererseits ist der Netzbau in sehr dicht besiedelten Gebieten, z.B. in Innenstädten, teurer, da die Bodenversiegelung hoch ist und da Bauarbeiten zur Verminderung von Verkehrsbehinderungen oft auch nachts oder an Wochenenden durchgeführt werden müssen, was mit höheren Kosten verbunden ist.

■ Unterschiedlicher Anteil von Gebäuden, die außerhalb des Siedlungsgebiets erschlossen sind:

Der Anschluss von einzelnen Gebäuden außerhalb des Siedlungsgebiets,

z.B. von Bauernhöfen, ist mit sehr hohen Kosten verbunden. Netzbetreiber, die in ländlichen Gebieten tätig sind, dürften deshalb im Schnitt höhere Kosten aufweisen.

■ Unterschiedliche Bedingungen beim Leitungsbau und -unterhalt:

Der Unterhalt von Netze in Höhenlagen dürfte infolge der größeren Schneemengen im Winter aufwändiger sein. Die Bodenbeschaffenheit dürfte z.B. beim Verlegen von Leitungen eine Rolle spielen. Wälder im Versorgungsgebiet können Hindernisse bei der Erschließung darstellen.

Der Einfluss dieser Besonderheiten der Versorgungsgebiete auf die Kosten muss bei einem Leistungsvergleich deshalb berücksichtigt werden.

Vom Netzbetreiber beeinflussbare Faktoren

Neben den oben genannten gibt es verschiedene weitere kostenwirksame Faktoren, bezüglich derer sich die Netzbetreiber ebenfalls unterscheiden, die aber von den Netzbetreibern kontrolliert werden können. Würde der Regulator im Rahmen der Benchmarking-Analyse auch Korrekturen für diese Größen vornehmen, würde die Aussagekraft des Benchmarking abgeschwächt. In diesem Fall wäre es den Unternehmen nämlich möglich, das Resultat des Benchmarking durch strategisches Verhalten zu beeinflussen.

Die wichtigsten Variablen bezüglich derer Unterschiede zwischen den Netzbetreibern bestehen können, für die beim Benchmarking jedoch keine Korrektur notwendig ist, sind die folgenden:

■ Einsatz der Produktionsfaktoren (z.B. Anzahl Transformatoren, Netzlänge o. Ä.):

Bezüglich des Einsatzes der Produktionsfaktoren hat der Netzbetreiber einen gewissen Entscheidungsspielraum. Erstens bestehen Substitutionsmöglichkeiten zwischen Kapital- und Arbeitseinsatz. So kann beispielsweise der Aufwand für Unterhalt reduziert werden, wenn ältere Anlageteile früher er-

setzt werden.¹⁰ Zweitens hängen auch die Netzlänge und die Transformatorleistungen, die notwendig sind, um ein bestimmtes Gebiet zu erschließen, von der Erschließungsphilosophie des Netzbetreibers ab. Falls Netzlängen oder Transformatorleistungen bei einem Benchmarking als von den Netzbetreibern unbeeinflussbar angesehen werden, wird der Anreiz, eine möglichst effiziente Erschließungsstrategie zu wählen, vermindert. Eine Alternative kann darin bestehen, die oben beschriebenen Umfeldvariablen wie Siedlungsdichte oder Topographie, die letztlich die Ursache für unterschiedliche Netzlängen sind, vom Netzbetreiber aber nicht beeinflusst werden können, zu berücksichtigen.¹¹

■ Unternehmensgröße:

Falls die Unternehmensgröße bei der Festlegung der Preise berücksichtigt wird, werden – beim Vorliegen von Größenvorteilen (Economies of Scale) – die Anreize zu effizienzsteigernden Netzzusammenschlüssen vermindert. Die Netzbetreiber haben dann zwar einen Anreiz, ihre produktive Effizienz (bei gegebener Größe) zu steigern, jedoch keine Anreize, ihre Skaleneffizienz zu verbessern, d.h. sich zusammenzuschließen, bis die optimale Betriebsgröße erreicht wird. Letztlich handelt es sich hier auch um eine politische Frage: In der Schweiz zeigt sich beispielsweise, dass einige Gemeinden ihr lokales Verteilwerk weiterhin unabhängig betreiben wollen, um die Infrastruktur unter direkter politischer Kontrolle zu halten. Falls das Gemeindewerk die optimale Betriebsgröße nicht erreicht, hat dies zwar höhere Kosten zur Folge, die jedoch (implizit) aus politischen Grün-

plizit) aus politischen Gründen in Kauf genommen werden. Faktisch geht es somit um die Frage, ob einem kleinen Werk zugestanden wird, die Mehrkosten der direkten politischen Kontrolle auf den Strompreis zu überwälzen, oder ob sie aus dem Gemeindehaushalt bzw. den Gemeindesteuern finanziert werden sollten.

■ Spitzennachfrage:

Da ein Netz im Prinzip so dimensioniert sein muss, dass die Spitzennachfrage gedeckt werden kann, hängen die Kosten eines Netzbetreibers stark von der Spitzennachfrage (im Verhältnis zur Durchschnittsnachfrage) ab. Je gleichmäßiger die Stromnachfrage über die Zeit ist, desto niedriger sind ceteris paribus die durchschnittlichen Netzkosten. Die Netzbetreiber können technische (Laststeuerung) und ökonomische Instrumente (lastabhängige Preissetzung; Peak-Load Pricing) einsetzen, um die Spitzennachfrage zu beeinflussen, wodurch eine effizientere Nutzung der Netzinfrastruktur erreicht werden kann. Fließt die Spitzennachfrage (oder der Belastungsgrad bzw. Load Factor)¹² jedoch als Umfeldvariable ins Benchmarking ein, vermindern sich die Anreize des Netzbetreibers, ein Lastmanagement durchzuführen. Um möglichst starke Anreize bezüglich Effizienz der Netzauslastung zu erhalten, sollte auf den Einbezug der Spitzennachfrage verzichtet werden.¹³ Allerdings muss der Netzbetreiber – z.B. durch Freiheiten bei der Gestaltung der Preisstruktur – Instrumente zur Beeinflussung der Spitzennachfrage in der Hand haben.

Differenziertes Benchmarking am Beispiel von schweizerischen Elektrizitätsverteilern

In diesem Abschnitt wird ein Kostenmodell zum Benchmarking von Verteilnetzbetreibern zusammenfassend vorgestellt, das von Wild (2001) und Filippini und Wild (2001) entwickelt und mit Daten von 59 schweizerischen Elektrizitätsverteilern geschätzt worden ist.¹⁴ Das Kostenmodell könnte im Rahmen einer Yardstick-Regulierung, wie sie von Shleifer (1985) vorgeschlagen wurde, eingesetzt werden. Die Durchschnittskosten von Verteilnetzbetreibern werden dabei mit Hilfe einer multiplen Regression durch verschiedene Einflussfaktoren erklärt. Das Modell wurde ausgehend von der mikroökonomischen Kostentheorie hergeleitet und enthält deshalb sowohl Variablen, die von den Netzbetreibern nicht beeinflusst werden können als auch Variablen, die im Prinzip von den Unternehmen kontrolliert werden können. Die Durchschnittskostenfunktion ermöglicht dadurch bessere ökonomische Schätzungen und somit bessere Kostenprognosen. Bei der Berechnung unternehmensspezifischer Benchmarks durch den Regulator sollten jedoch nur jene Umfeldfaktoren einfließen, die für die Unternehmen exogen vorgegeben sind. Das Durchschnittskostenmodell hat die folgende Form:¹⁵

¹⁰ Konzentriert sich das Benchmarking alleine auf die Betriebskosten und können gleichzeitig die Kapitalkosten direkt auf die Kunden überwälzt werden, haben die Unternehmen einen Anreiz, möglichst viele Arbeitsleistungen durch Kapital zu ersetzen, was insgesamt zu Kostensteigerungen führen kann.

¹¹ Wild (2001, S. 145) weist darauf hin, dass sich die Unterschiede in der Netzlänge zwischen Verteilnetzbetreibern mit Hilfe einer multiplen Regressionsanalyse zu rund 90% aus den nicht beeinflussbaren Umfeldfaktoren erklären lassen.

¹² Mit Belastungsgrad oder Load Factor wird das Verhältnis zwischen Durchschnitts- und Spitzennachfrage bezeichnet. Je näher er bei 1 ist, desto gleichmäßiger ist die Netzbelastung.

¹³ Der Einwand, dass die Spitzennachfrage vom Netzbetreiber nur unvollständig kontrolliert werden kann, ist sicher richtig. Ginge sie jedoch als überhaupt nicht kontrollierbar in die Benchmarking-Analyse ein, würden die Anreize zum Lastmanagement vermindert. Für die praktische Anwendung könnte eine teilweise Berücksichtigung im Benchmarking eine interessante Kompromisslösung darstellen.

¹⁴ Die Stichprobe deckt die Jahre 1988 bis 1996 ab; insgesamt liegen 380 Beobachtungen vor.

¹⁵ Für die Herleitung der verwendeten Kostenfunktion für Elektrizitätsverteilwerke vgl. Wild (2001), S. 137ff. Für eine Diskussion möglicher Input- und Output-Variablen einer Kostenfunktion für Elektrizitätsverteilwerke vgl. auch Pollitt (1985), S. 168ff.

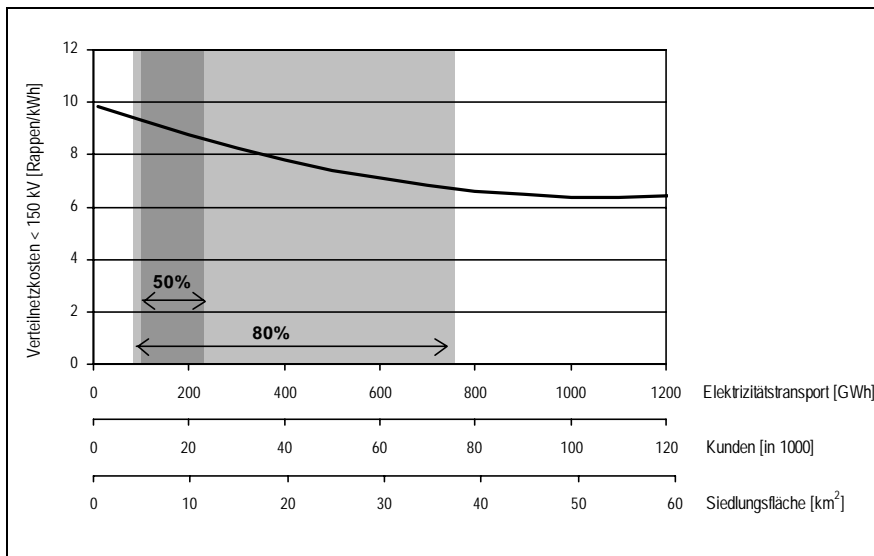


Bild 1: Einfluss der Unternehmensgröße (gemessen durch die Dimensionen Elektrizitätstransport, Kundenzahl und Siedlungsfläche) auf die durchschnittlichen Verteilnetzkosten

DK = **DK(Y, PA, PK, HS-NETZ, NS-ANT, NS-DS, LF, KD, LW-ANT, WA-ANT, UP-ANT, ...)**, mit

DK durchschnittliche Netzkosten pro kWh (ohne die Kosten der Energiebeschaffung),

PA Personalkostensatz,

PK Kapitalkostensatz,

HS-NETZ Dummy-Variable, nimmt den Wert 1 an, falls ein Netzbetreiber das Hochspannungsnetz (50–150 kV) selbst betreibt, sonst 0,

NS-ANT Anteil des Stromabsatzes, der an Niederspannungskunden geht,

NS-DS Durchschnittsverbrauch pro Niederspannungskunde,

LF Belastungsgrad des Netzes (Load Factor),

KD Kundendichte im versorgten Siedlungsgebiet,

LW-AT Flächenanteil der Landwirtschaftsflächen im Versorgungsgebiet,

WA-ANT Flächenanteil der Waldflächen im Versorgungsgebiet,

UP-ANT Flächenanteil der unproduktiven Flächen im Versorgungsgebiet.

In Filippini und Wild (2001), Wild (2001) und Filippini, Wild und Kuenzle (2001) wurden verschiedene Varianten und ökonomische Spezifikationen dieses Mo-

dells vorgestellt. Die empirischen Resultate der Schätzung dieser Modellvarianten zeigen, dass die Ergebnisse statistisch hoch signifikant und sehr robust sind, und dass sich mit dem Kostenmodell rund 80% der Kostenunterschiede zwischen den untersuchten Netzbetreibern erklären lassen.

Bei der Interpretation der folgenden Ergebnisse ist zu beachten, dass die verwendeten Kostendaten meist aus den Finanzbuchhaltungen stammen und somit nicht direkt für die Fragestellung geeignet sind.¹⁶ Dies gilt besonders für die Kostenniveaus. Die Aussagen über den Einfluss verschiedener Faktoren sollten zumindest in der Größenordnung stimmen. Das Ziel dieser Arbeit ist denn auch die Präsentation einer Methodik und nicht die abschließende, präzise Quantifizierung von Kostenwirkungen.

Größenvorteile

Die Regressionsrechnungen in den oben genannten Studien haben unter anderem gezeigt, dass in der Elektrizitätsverteilung beträchtliche Größenvorteile bestehen.¹⁷

¹⁶ Die Kostendaten basieren auf historischen Buchwerten, zudem ist keine Verzinsung des Eigenkapitals berücksichtigt.

¹⁷ Zu ähnlichen Resultaten kommt auch Filippini (1997) bei seiner Analyse der Kosten von

Der Einfluss der Unternehmensgröße auf die Verteilnetzkosten ist in Bild 1 dargestellt.

Die Darstellung zeigt, wie sich die Durchschnittskosten – bei ansonsten konstanten Umfeldvariablen – ändern, wenn die transportierte Elektrizitätsmenge, die Anzahl Kunden und die Fläche des Versorgungsgebietes gleichmäßig erhöht werden.¹⁸ Der dargestellte Ausschnitt stimmt in etwa mit der Streuung in der Stichprobe überein, wobei der Bereich, in den die mittleren 50% (80%) der Beobachtungen fallen, dunkelgrau (hellgrau) hinterlegt ist.

Bis zu einem Jahresabsatz von rund 1 000 GWh, was einer Kundenzahl von rund 100 000 bzw. einer versorgten Siedlungsfläche von rund 50 km² entspricht, verläuft die Durchschnittskostenfunktion sinkend. Bei den Berechnungen wurden die effektiven Größenvorteile ermittelt, d.h. es wurde eine gleichzeitige Expansion der abgesetzten Menge, der Anzahl Kunden und der Fläche des Versorgungsgebietes betrachtet – nicht bloß eine Erhöhung des Stromabsatzes bei gleichbleibender Kundenzahl und Fläche. Somit können die oben genannten Werte von 100 000 Kunden und 1 000 GWh Jahresabsatz als Approximation der minimal notwendigen Betriebsgröße betrachtet werden. Nimmt man die 100 000 Kunden als Maßstab, zeigt sich, dass die Verteilnetzbetreiber in der Schweiz mit durchschnittlich weniger als 4 000 Kunden die optimale Betriebsgröße deutlich verfehlen, in Österreich (knapp 30 000 Kunden) und Deutschland (über 40 000 Kunden) ist die Situation weniger dramatisch. In der Schweiz liegen die Netzkosten eines typischen Werks (mit rund 100 GWh

Elektrizitätswerken. Im Unterschied zum hier präsentierten Modell berücksichtigte er neben den Netzkosten auch die Kosten der Energiebeschaffung.

¹⁸ Alle folgenden Abbildungen basieren auf der Schätzung einer Variante des oben definierten Modells mit der Methode der kleinsten Quadrate in Wild (2001), Tabelle 10.6, Modell I und wurden dort in ähnlicher Form präsentiert. Alle Variablen, die nicht in den Darstellungen erscheinen, sind jeweils auf ihre Mittelwerte festgesetzt. Alle präsentierten Ergebnisse basieren auf Parameterschätzungen, die auf einem Niveau von über 99% (meistens über 99,9%) statistisch signifikant sind.

Jahresabsatz) gemäß den Regressionsergebnissen um beinahe 3 Rp./kWh (2 € cts/kWh) höher als die Kosten eines Netzbetreibers optimaler Größe, was einem langfristigen Einsparpotenzial von rund 30% entspricht.¹⁹ Um die Skaleneffizienz in der Elektrizitätsverteilung zu verbessern, wäre eine Strukturanpassung angezeigt, wobei sich in der Schweiz die höchsten Effizienzgewinne realisieren ließen.

Neben der Analyse der Größenvorteile kann mit dem Modell auch der Einfluss verschiedener Faktoren auf die Netzkosten identifiziert werden. Im Folgenden wird präsentiert, welchen Einfluss der Durchschnittsverbrauch der Niederspannungskunden, die Kundendichte im Siedlungsgebiet sowie der Anteile von Landwirtschafts- und Waldflächen auf die Durchschnittskosten haben.

Durchschnittsverbrauch der Niederspannungskunden

Infolge kundenspezifischer Fixkosten kann davon ausgegangen werden, dass der Durchschnittsverbrauch der Niederspannungskunden einen negativen Einfluss auf die Durchschnittskosten hat. Je geringer der Durchschnittsverbrauch, desto höher sind die Fixkosten pro kWh. Dieser Zusammenhang lässt sich auch mit den Resultaten der empirischen Untersuchungen nachweisen, wie Bild 2 zeigt. Die Darstellung zeigt eine Kostenprognose mit Hilfe des Regressionsmodells unter der ceteris paribus Annahme, d.h. lediglich eine Variable wird verändert, während alle übrigen als konstant angenommen werden.

Interessanterweise finden sich bei den 59 untersuchten Verteilnetzbetreibern beträchtliche Schwankungen des Durchschnittsverbrauchs der Niederspannungskunden. Es finden sich Netzbetreiber mit Werten zwischen 4 000 und 12 000 kWh pro Jahr, was einen Kostenunterschied von 3,5 Rp./kWh (2,3 € cts/kWh) zur

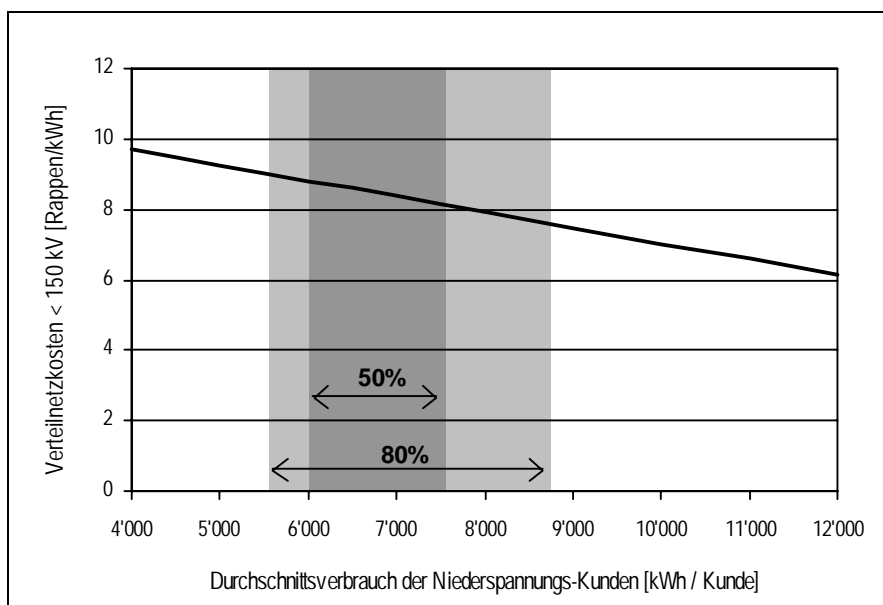


Bild 2: Einfluss des Durchschnittsverbrauchs auf die durchschnittlichen Verteilnetzkosten

Folge hat. Selbst wenn nur die mittleren 80% der Stichprobe betrachtet werden – d.h. wenn je die 10% Beobachtungen mit den größten bzw. kleinsten Kunden vernachlässigt werden –, schwanken die Werte zwischen 5 500 und 8 800 kWh pro Jahr, was zu einem Kostenunterschied von 1,5 Rp./kWh (1,0 € cts/kWh) führt. Bei mittleren Netzkosten von 8,4 Rp./kWh (5,6 € cts/kWh) beträgt die Schwankungsbreite somit 18% der Kosten.

Kundendichte im versorgten Siedlungsgebiet

Auch bezüglich unterschiedlicher Kundendichten (gemessen durch die Anzahl Kunden je Hektare Siedlungsfläche im Versorgungsgebiet) lassen sich Zusammenhänge aufzeigen. In Bild 3 lässt sich der U-förmige Zusammenhang, welcher aufgrund theoretischer Überlegungen vermutet worden war, auch empirisch zeigen.

Rund 80% der untersuchten Netzbetreiber befinden sich in jenem Bereich, in dem ein negativer Zusammenhang zwischen Kundendichte und Durchschnittskosten besteht. Nur für sehr wenige Werke mit einer Kundendichte von über 25

Kunden pro Hektare Siedlungsfläche kehrt sich der Zusammenhang um. Die Kostendifferenz im Bereich, in dem sich die mittleren 80% der Beobachtungen befinden, beträgt rund 1,1 Rp./kWh (0,7 € cts/kWh), was etwa 13% der Kosten entspricht. In extrem dicht besiedelten Gebieten (über 40 Kunden je Hektare Siedlungsfläche) können die Kosten jedoch deutlich stärker steigen.

Anteil der Landwirtschafts- und Waldflächen im Versorgungsgebiet

Neben der Kundenstruktur im besiedelten Gebiet hat auch der Anteil der Wald- und Landwirtschaftsflächen im Versorgungsgebiet einen Einfluss auf die Kosten. Mit Hilfe der Regressionsergebnisse kann beispielsweise gezeigt werden, dass ein Werk, das doppelt so viele Wald- und Landwirtschaftsflächen in seinem Versorgungsgebiet hat wie ein durchschnittliches Vergleichswerk – bei sonst identischen Werten, d.h. bei gleicher Kundenzahl, Siedlungsfläche und Energielieferung – um sieben Prozent höhere Kosten aufweist.

¹⁹ Alle Kostenangaben stellen reale Werte mit der Preisbasis 1996 dar. Als Franken-Euro-Wechselkurs wird einheitlich 1,50 CHF/€ gewählt.

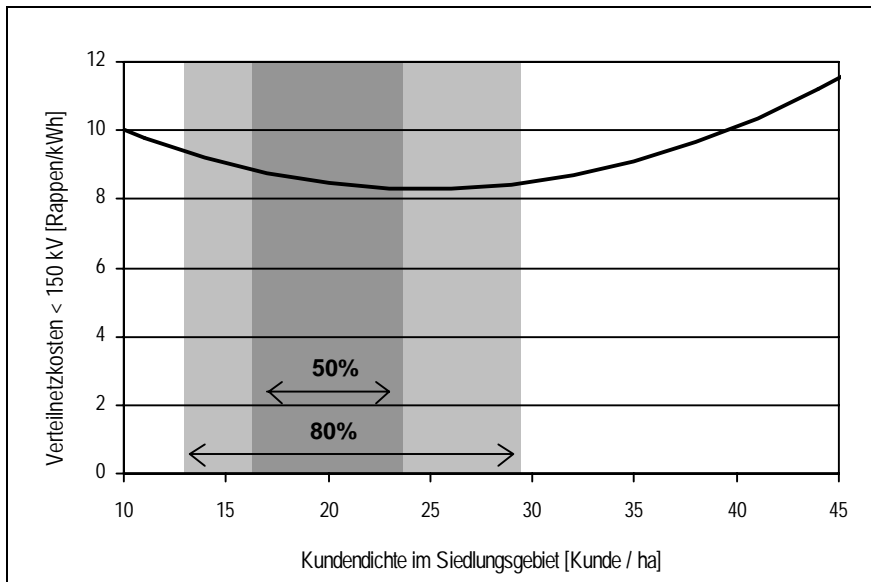


Bild 3: Einfluss der Kundendichte auf die durchschnittlichen Verteilnetzkosten

Tabelle 2: Empirisch ermittelte Normwerte der Durchschnittskosten der Elektrizitätsverteilung (< 150 kV), in Rp./kWh

	Kleiner Netzbetreiber 100 GWh 10 000 Kunden	Mittlerer Netzbetreiber 250 GWh 25 000 Kunden	Optimale Größe 1 000 GWh 100 000 Kunden
Günstiges Umfeld (bezüglich aller Umfeldvariablen am günstigen Rand des mittleren 50%-Intervalls)	6,9	6,1	3,8
Mittleres Umfeld (bezüglich aller Umfeldvariablen am Medianwert der Stichprobe)	9,4	8,5	6,2
Ungünstiges Umfeld (bezüglich aller Umfeldvariablen am ungünstigen Rand des mittleren 50%-Intervalls)	12,0	11,2	8,8

Quelle: Wild (2001), S. 223.

Individuelle Benchmarks

Das empirisch geschätzte Kostenmodell erlaubt es schließlich für alle Netzbetreiber, individuelle Benchmarks zu berechnen, in denen die Kostenwirkung aller – von den Netzbetreibern nicht beeinflussbaren – Umfeldvariablen korrigiert sind.²⁰ In Tabelle 2 sind empirisch ermittelte Normwerte der Durchschnittskosten der Elektrizitätsverteilung für neun hypotheti-

sche Netzbetreiber dargestellt. Für drei Netzbetreiber unterschiedlicher Größe werden für je drei unterschiedlich günstige Umfeldbedingungen „Normkosten“ berechnet.

Einerseits zeigen sich auch in der Tabelle die Größenvorteile der Elektrizitätsverteilung: Für jedes der drei vordefinierten Umfeldler sinken die Durchschnittskosten mit zunehmender Unternehmensgröße. Andererseits kann der aggregierte Einfluss der Umfeldfaktoren ermittelt werden. Die Kostenunterschiede, die sich für Netzbetreiber gleicher Größe aus den

unterschiedlichen Umfeldfaktoren ergeben können, sind beträchtlich: Für kleine Netze schwanken die Durchschnittskosten zwischen 6,9 und 12,0 Rp./kWh (4,6 und 8,0 €cts/kWh) für Netze optimaler Größe zwischen 3,8 und 8,8 Rp./kWh (2,5 und 5,9 €cts/kWh). Diese Bandbreiten dürften für viele Netze realistisch sein, allerdings können im Einzelfall, durch die Kombination vieler sehr günstiger oder ungünstiger Werte, höhere oder niedrigere Kosten resultieren.

Die Kostenunterschiede machen deutlich, dass ein Benchmarking, das die unterschiedlichen Umfeldfaktoren vernachlässigt, klar zu kurz greift. Unternehmen, die relativ effizient sind, aber in einem ungünstigen Umfeld tätig sind, können ohne detaillierte Analyse nicht von ineffizienten Unternehmen unterschieden werden, die von günstigen Umfeldbedingungen profitieren.

In Tabelle 2 zeigt sich schließlich auch die politische Brisanz der Frage, ob für das Benchmarking die optimale Netzgröße zugrunde gelegt werden soll – d.h. ob für alle Netzbetreiber unabhängig von ihrer Größe die Minimalwerte bei optimaler Größe (rechte Spalte in Tabelle 2) angewendet werden sollen – oder ob der Benchmark die unterschiedliche Unternehmensgröße spiegeln soll. Im ersten Fall würde ein beträchtlicher Druck auf kleine Netzbetreiber entstehen, sich zu größeren Einheiten zusammen zu schließen. Im zweiten Fall würden vom Benchmark keine Anreize zur Verbesserung der Skaleneffizienz ausgehen. Die Netzbetreiber hätten lediglich den Anreiz ihre produktive Effizienz – bei gegebener Größe – zu verbessern.

Schlussfolgerungen

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Benchmarking aus theoretischer Sicht eine interessante Methode zur Verminderung von Informationsnachteilen der Regulierungs- oder Aufsichtsbehörden darstellt, mit der Monopolrenten reduziert werden können. Ein Vorteil des Benchmarking besteht darin, dass es grundsätzlich mit verschiedenen Preis-

²⁰ Vgl. dazu Wild (2001), S. 223ff.

regulierungs-Methoden kombiniert werden kann. Man kann deshalb wohl auch davon ausgehen, dass Benchmarking zur Regulierung der Netzpreise auch in Deutschland, Österreich und der Schweiz in Zukunft an Bedeutung gewinnen dürfte.

Allerdings ist dabei zu berücksichtigen, dass ein aussagekräftiges Benchmarking nur möglich ist, wenn dabei alle Faktoren, die von den Netzbetreibern nicht kontrolliert werden können, berücksichtigt werden. Mit Hilfe von multiplen Regressionsmodellen ist es möglich, den Einfluss von Umfeldfaktoren auf die Netzkosten zu identifizieren und daraus individuelle Benchmarks zu berechnen. Modellbedingt muss man dabei jedoch über eine relativ große Stichprobe verfügen, was im Unterschied zu vielen andern Ländern in Deutschland, Österreich und der Schweiz kein Problem darstellt.

Auch für die Manager der Elektrizitätsunternehmen könnte eine Benchmarking-Analyse mit Hilfe der vorgestellten Methodik unabhängig von der Regulierungsdiskussion von Interesse sein. Ermöglicht sie doch – im Unterschied zu vielen heute durchgeführten Leistungsvergleichen – dank der Korrektur für unterschiedliche Umfeldbedingungen, die „echte“ Effizienz der Unternehmung zu bestimmen. Dadurch stellt die „Best Practice“ nicht ein – unter Umständen – unerreichbares Ziel sondern einen effektiven Orientierungspunkt dar.

Die ersten empirischen Ergebnisse von Wild (2001) und Filippini/Wild (2001) mit schweizerischen Daten zeigen, dass die Heterogenität der Versorgungsgebiete auch praktisch einen beträchtlichen Einfluss auf die Netzkosten haben, und deshalb bei der Regulierung von Verteilnetzen nicht vernachlässigt werden dürfen. Mit dieser Art von Modellen erhalten Regulierungsbehörden ein Instrument, das beispielsweise dazu eingesetzt werden zu unterscheiden, ob Ineffizienz oder ein ungünstiges Umfeld für die hohen Kosten eines Netzbetreibers verantwortlich sind. Allerdings muss man sich auch der Grenzen dieser Instrumente bewusst sein, z.B. indem sie bei der Regulierung in Kombination mit anderen Ansätzen eingesetzt werden.

Literaturverzeichnis

- Armstrong, C. M.; Cowan, S.; Vickers, J. (1994): *Regulatory Reform, Economic Analysis and British Experience*, MIT Press, Cambridge, Massachusetts.
- Averch, H.; Johnson, L. L. (1962): Behavior of the Firm under Regulatory Constraint, *American Economic Review*, 52(5), 1052-1069.
- Borrmann, J.; Finsinger, J. (1999): *Markt und Regulierung*, Vahlen, München.
- Brunekreeft, G.; Keller, K. (2000): Netzzugangsregime und aktuelle Marktentwicklung im deutschen Elektrizitätssektor, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Heft 3, 2000, 155-166.
- Burns, P.; Davies, J.; Riechmann, C. (1999): Benchmarking von Netzkosten – DEA am Beispiel der Stromverteiler in Grossbritannien, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 23(4), S. 285-301.
- Coelli, T.; Rao, D. S. P.; Battese, G. E. (1998): *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis*, Kluwer, Boston.
- Cooper, W. W.; Seiford, L. M.; Tone, K. (2000): *Data Envelopment Analysis*, Kluwer, Boston.
- Filippini, M. (1997): *Elements of the Swiss Market for Electricity*, Physica, Berlin.
- Filippini, M.; Wild, J. (2001): Regional Differences in Electricity Distribution Costs and their Consequences for Yardstick Regulation of Access Prices, *Energy Economics*, 23(4), p. 477-488.
- Filippini, M.; Wild, J.; Kuenzle, M. (2001):: Scale and Cost Efficiency in the Swiss Electricity Distribution Industry: Evidence from a Frontier Cost Approach. CEPE Working Paper Nr. 8, Zürich.
- Filippini, M.; Wild, J.; Luchsinger, C. (2001):: Regulierung der Verteilnetzpreise zu Beginn der Marktöffnung: Erfahrungen in Norwegen und Schweden, Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen, Bundesamt für Energie, Bern.
- Jamasab, T.; Pollitt, M. G. (2000): *Benchmarking and Regulation of Electricity Distribution and Transmission Utilities: Lessons from International Experience* (Draft Paper), Benchmarking Workshop, Robinson College, Cambridge.
- Kumbhakar, S. C.; Lovell, C. A. K. (2000): *Stochastic Frontier Analysis*, Cambridge University Press, Cambridge.
- Pollitt, M. G. (1995): *Ownership and Performance in Electric Utilities*, Oxford University Press, Oxford.
- Shleifer, A. (1985): A Theory of Yardstick Competition, *Rand Journal of Economics*, Autumn.
- Wild, J. (2001): *Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung. Eine mikroökonomische Analyse mit empirischer Anwendung für die Schweiz*. *Wirtschaft - Energie - Umwelt*, vdf-Verlag, Zürich.
- Vaterlaus, S.; Wild, J. (2001): Die schweizerische Elektrizitätswirtschaft vor der Marktöffnung, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Heft 3, 2001, 189-204.