

**Regulierung des Netzmonopolisten
durch
Verbot von Peak-load Pricing?**

von
Jens Korunig

University of Lüneburg
Working Paper Series in Economics

No. 36

December 2006

www.uni-lueneburg.de/vwl/papers

ISSN 1860 - 5508

Regulierung des Netzmonopolisten

durch

Verbot von Peak-load Pricing?

Jens Korunig¹

Universität Lüneburg

Stand: 19. Dezember 2006

Zusammenfassung

Spitzenlastpreisbildung bei natürlichen Monopolen wurde bisher nur mit einer Produktionsstufe und konstanten Durchschnittskosten untersucht. Elektrischer Strom unterliegt jedoch einem mehrstufigen Produktionsprozeß, auf dem mindestens eine Stufe sinkende Durchschnittskosten aufweist. Ein privater, vertikal separierter Stromnetzbetreiber wird gewinnmaximale Spitzenlastpreise nehmen und aufgrund seiner Monopolstellung einen hohen Wohlfahrtsverlust verursachen. Das Papier untersucht in einem zweistufigen Modell mit sinkenden Durchschnittskosten auf der Transportstufe, wie sich das Verbot für den Netzmonopolisten, verschiedene Preise zu nehmen, auswirkt. In der beschriebenen Situation erhöht das Verbot, verschiedene Preise zu nehmen, die Wohlfahrt, wenn der Monopolist weiterhin beide Märkte (Peak und Off-Peak) bedient. Die untersuchte Regulierungsregel „nur ein Preis erlaubt“ hat den Vorteil der einfachen Anwendung und Überwachung; sie ist somit praxistauglich und sehr kostengünstig.

¹ Jens Korunig. Lehrstuhl für Wirtschaftspolitik. Institut für Volkswirtschaftslehre. Universität Lüneburg. E-Mail: korunig@uni-lueneburg.de

1 Einleitung

Spitzenlastpreisbildung (Peak-load Pricing) kommt immer dann in Frage, wenn die Nachfrage nach nicht lagerbaren Gütern oder Dienstleistungen periodischen Schwankungen unterliegt. Diese Situation ist sowohl im Stromsektor/anderen netzgebundenen Industrien als auch in verschiedenen Dienstleistungsbranchen (z.B. Flughäfen oder Hotels) gegeben. Die mikroökonomische Analyse der Spitzenlastpreisbildung zeigt einerseits eindeutig, daß bei langfristig konstanten Grenzkosten und damit wettbewerblicher Anbieterstruktur der Übergang von einem einheitlichen Preis auf diese Form der Preisdifferenzierung 3. Grades zu einer Wohlfahrtsverbesserung führt. Andererseits ist allgemein bekannt, daß Monopolisten größere Monopolgewinne erzielen können, wenn sie differenzierte Preise setzen.

Im Zuge der Liberalisierung der Strommärkte ist es möglich geworden, die verschiedenen Stufen der Stromindustrie, vereinfachend die Erzeugungs- und die Transportstufe, ökonomisch voneinander zu trennen. Diese Politik der vertikalen Separierung verfolgt auch die EU bei ihrer Schaffung eines europaweiten Strommarktes (vgl. Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, 2003). Im Bereich der Stromerzeugung ist ohne gesamtwirtschaftliche Kostennachteile eine Vielzahl von Anbietern möglich und somit Wettbewerb realisierbar, wenn die Anbieter von Strom einen diskriminierungsfreien Zugang zum Stromtransportsektor haben. Der Stromtransport hingegen ist aufgrund sinkender Durchschnittskosten ein natürliches Monopol, auf das die Erzeuger unabdingbar angewiesen sind. Das natürliche Monopol des Stromtransports muß also weiterhin in seinem Preissetzungsverhalten reguliert werden. Hier zeigen sowohl die ökonomische Regulierungstheorie als auch die Regulierungspraxis (vgl. z. B. Borrmann/Finsinger 1999, Fritsch/Wein/Ewers 2005, Laffont/Tirole 1993 und Knieps 2005) eindeutig, daß es in aller Regel nicht gelingen wird, eine Regulierung einzuführen, die zu wohlfahrtsoptimalen Preisen führen und damit auch Monopolrenten vollständig ausschließen würde.

Da bei einer Liberalisierung des Strommarktes die Transportstufe weiterhin ein (natürliches) Monopol darstellt und wohlfahrtsoptimale Spitzenlastpreise durch Regulierung vermutlich nicht generiert werden können, könnte eine einfache Regulierungsregel wie folgt aussehen: Der Monopolist der Transportstufe wird in seinem Preissetzungsverhalten grundsätzlich nicht reguliert, darf jedoch nur einheitliche Preise setzen und muß damit auf Spitzenlastpreisbildung verzichten. Eine solche Second-best-Regulierung wäre dann gerechtfertigt, wenn der Wohlfahrtsverlust aufgrund des Verzichts auf Spitzenlastpreisbildung geringer wäre als der Wohlfahrtsverlust im Falle einer unregulierten Preissetzung eines vollständig separierten (natürlichen) Monopolisten auf der Transportstufe. Die Beantwortung dieser Frage wird er-

schwert, weil im liberalisierten Strommarkt ein zweistufiger Produktionsprozeß mit einer wettbewerblichen Erzeugungstufe und einer als natürliches Monopol anzusehender Transportstufe vorliegt. Die allgemeine Bedingung für das Vorliegen eines natürlichen Monopols ist eine subadditive Kostenfunktion, was geringere Kosten bei Bereitstellung eines Transportnetzes durch einen Anbieter als durch mehrere bedeutet. Vereinfachend werden hier langfristig sinkende Durchschnittskosten unterstellt, was auf jeden Fall Subadditivität impliziert (vgl. Fritsch/Wein/Ewers 2005, S. 188). In diesem Papier wird daher ein zweistufiges Peak-load-Pricing-Modell mit sinkenden Durchschnittskosten auf der Transportstufe und dem Verbot der Spitzenlastpreisbildung vorgestellt. Nach der Erweiterung der traditionellen Modelle der Spitzenlastpreisbildung um die Elemente Zweistufigkeit und langfristig sinkende Durchschnittskosten wird sich zeigen, daß Peak-load Pricing auf der Transportebene zu einer Wohlfahrtsverbesserung führen kann.

Im folgenden Abschnitt werden die ökonomischen Eigenschaften der Stromwirtschaft inklusive des Spitzenlastproblems diskutiert und dabei auf die Möglichkeiten zur vertikalen Separierung eingegangen. Ferner wird ein Überblick über die Literatur zu den Themen Spitzenlastpreisbildung und Regulierung gegeben. Im dritten Abschnitt wird das zweistufige Peak-load-Pricing-Modell entwickelt. Ausgehend von einem Modell mit konstanter Nachfrage werden nacheinander schwankende Nachfrage, gewinnmaximierendes Verhalten des Monopolisten und die Regulierungsmaßnahme eingeführt, um die jeweiligen Auswirkungen auf die ökonomischen Ergebnisse zu erkennen. Im vierten und letzten Abschnitt werden die Ergebnisse interpretiert und Schlußfolgerungen gezogen.

2 Stromwirtschaft und Spitzenlastpreisbildung

In der Einleitung wurde aufgezeigt, daß eine Trennung verschiedener Produktionsstufen des Stromsektors ökonomisch möglich und politisch gewollt ist. Deshalb soll im dritten Abschnitt ein zweistufiges Modell des Stromsektors mit Spitzenlastpreisbildung entwickelt werden, in dem die Regulierung des natürlichen Monopols Stromtransport untersucht werden kann. Die dafür notwendigen theoretischen Grundlagen werden in diesem Abschnitt erörtert. Zunächst wird ein kurzer Überblick über den Stromsektor gegeben und die ökonomischen Eigenschaften der Stufen Erzeugung und Transport werden aus den technischen Charakteristika begründet. Es folgt die Begründung für die vertikale Separierung der beiden Stufen. Im Anschluß wird auf das Spitzenlastproblem eingegangen und ein Überblick über die Literatur zum Thema Spitzenlastpreisbildung und Regulierung gegeben. Zum Schluß des Abschnittes wird die Regulierungsmaßnahme motiviert.

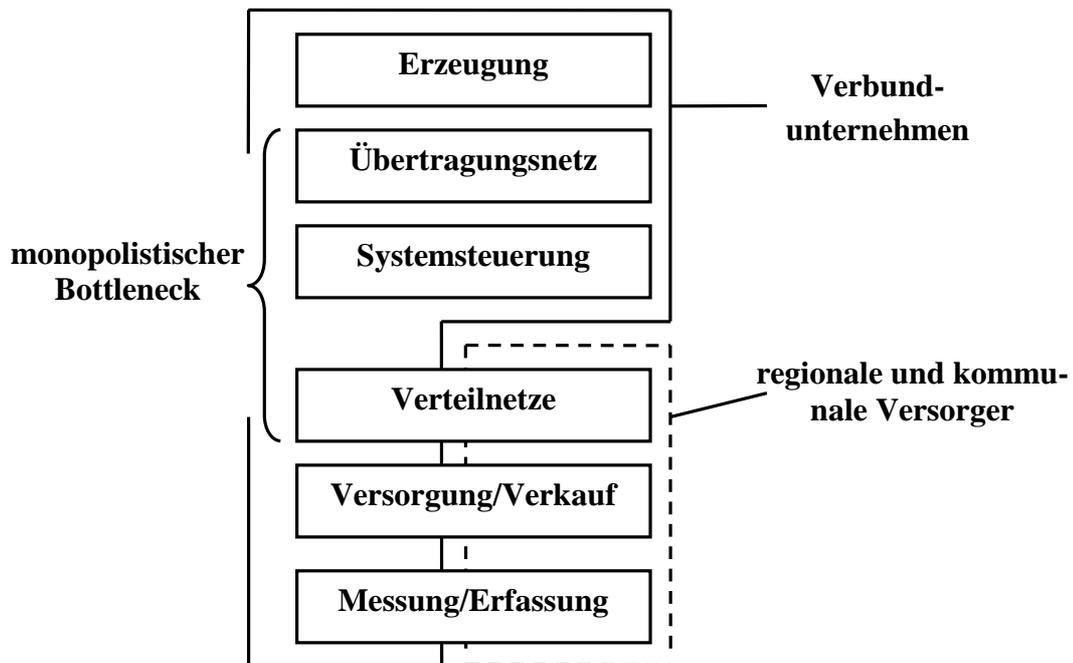


Abb. 2.1: Struktur des deutschen Elektrizitätssektors.
(Quelle: In Anlehnung an Brunekreeft/Keller 2003, S. 148.)

In der Stromwirtschaft lassen sich sechs Wertschöpfungsstufen unterscheiden (s. Abb. 2.1): Erzeugung, Übertragungsnetz, Systemsteuerung, Verteilung, Versorgung/Verkauf und Messung/Erfassung. Die erste Stufe der Stromindustrie bildet die Erzeugung. Hier wird aus verschiedenen Primärenergieträgern (Fossile Brennstoffe, Kernenergie, Erneuerbare Energien wie Sonnen-, Wind- und Wasserkraft) elektrische Energie erzeugt. Der Strom wird in Erzeugungseinheiten von einigen Kilowatt (kW) in kleinen Solaranlagen bis hin zu einem Gigawatt (GW) in großen thermischen Kraftwerken produziert. Die Elektrizität muß über Übertragungs- und Verteilnetze zum Verbraucher transportiert werden. Der Zweck der Übertragungsnetze (Höchstspannungsnetze mit 220kV und 380kV) ist hierbei der Transport des Stroms über große Entfernungen und die Schaffung eines Stromverbundsystems. Die regionalen und lokalen Verteilnetze, mit Hoch-, Mittel- und Niederspannung (110-0,4kV) betrieben, dienen hingegen der Versorgung der Verbraucher. Kleinere Kraftwerke (bis 150MW) speisen direkt in das Verteilnetz ein (s. Haubrich 1996, S. 38-42). Übertragung und Verteilung übernehmen gemeinsam den Transport des Stroms vom Kraftwerk zum Endverbraucher, sie werden deshalb im weiteren als eine Transportstufe behandelt. Zur Aufrechterhaltung eines Stromversorgungssystems müssen Einspeisung und Abnahme zu jedem Zeitpunkt identisch sein. Der ständige Ausgleich zwischen eingespeister und entnommener Energie ist die zentrale Aufgabe der Systemsteuerung. Sie fällt nur einmal pro Netzgebiet an und ist somit ein natürliches Monopol. Die Systemsteuerung ist technisch eng an den Transport des Stroms gebunden (s. Growitsch/Wein 2004, S. 31), sie soll deshalb nicht weiter separat betrachtet wer-

den. Die Bereiche Versorgung/Verkauf und Messung/Erfassung sind mehr ökonomisch denn technisch notwendig. Sie spielen als Wertschöpfungsstufen eine untergeordnete Rolle und sollen im weiteren Verlauf vernachlässigt werden. Die Segmente Erzeugung und Transport hingegen stellen bedeutende Wertschöpfungsstufen dar und zeichnen sich durch spezifische Unterschiede hinsichtlich ihrer technischen Eigenschaften aus. Beide Segmente werden deshalb im Anschluß genauer betrachtet.

Die minimal effiziente Betriebsgröße einiger Kraftwerke im Vergleich zu einzelnen Verbrauchern ist sehr hoch (ca. 800 MW für ein größeres Dampfturbinenkraftwerk, s. Kumar 2000, S. 21). Hierin kann ein Indiz für ein natürliches Monopol in der Stromerzeugung vorliegen. Wird z.B. ein Kraftwerk für einen speziellen Zweck errichtet (z.B. Stromversorgung einer abgelegenen Region wie einer kleinen Insel) und weist damit eine hohe Beziehungsspezifität auf, liegt vermutlich ein natürliches Monopol in der Stromerzeugung vor, da für den genannten Zweck ein Kraftwerk genügen könnte. Von dieser speziellen Situation soll im folgenden jedoch abgesehen werden, da sie eine Ausnahme darstellt. Im Vergleich zu einem Gesamtmarkt von der Größe Deutschlands ist die erforderliche Anlagengröße klein (die in Deutschland 1996 installierten Stromerzeugungskapazitäten betragen 121 GW, vgl. Kumar 2000, S. 8 und S. 21). Aus dem oben angeführten Beispiel wird jedoch deutlich, daß ein Stromtransport zu verschiedenen Verbrauchern zu akzeptablen Preisen möglich sein muß, damit aus einzelnen Kraftwerken ein Gesamtmarkt entstehen kann und nicht viele regionale Erzeugungs- und Verbrauchs-„Inseln“ vorliegen. Nur dann haben die Nachfrager eine Auswahl zwischen verschiedenen Anbietern und es kann ein Wettbewerb zwischen den Erzeugern entstehen. Wenn also – wie in Deutschland – die relevante Nachfrage groß im Vergleich zu den wirtschaftlich betreibbaren Erzeugungseinheiten ist, dann gibt es keine Argumente für das Vorhandensein eines natürlichen Monopols in der Stromerzeugung. Eine Regulierung der Stromerzeugung in Deutschland erweist sich aus den genannten Gründen als unnötig.

Die erzeugte elektrische Energie muß leitungsgebunden an den Ort des Verbrauchs befördert werden. Für den Stromtransport sind elektrische Energieversorgungsnetze notwendig. Die Netze werden nach ihren primären Funktionen Übertragung (Höchstspannungsnetze) und Verteilung (Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze) unterschieden, sollen jedoch gemeinsam betrachtet werden. Bei der Analyse der Netze fallen mehrere Größenvorteile auf:

- Die Kosten der Stromübertragung sind hauptsächlich von der Stromstärke abhängig: Zum einen steigen die Energieverluste des Stromtransports in einer gegebenen Leitung quadratisch mit dem Stromfluß an. Kann der Stromfluß, der zur Übertragung einer gegebenen Leistung notwendig ist, z.B. halbiert werden, sinken die Übertragungsverluste

auf ein Viertel. Zum anderen steigt mit sinkendem Stromfluß die übertragbare Leistung einer Leitung quadratisch an, da durch die physikalischen Eigenschaften des Leitermaterials der Höhe des Stromflusses in einer Leitung Grenzen gesetzt sind. Je höher wiederum die Übertragungsleistung einer Leitung, desto geringer ist die Anzahl der für den Transport einer gegebenen Leistung benötigten Trassen. Folglich senkt eine Verringerung des Stromflusses auf zweifache Weise – durch Senkung der Leitungsverluste und Erhöhung der übertragbaren Leistung – die Kosten des Stromtransports. Allerdings muß zur Senkung der stromflußbedingten Verluste die Spannung erhöht werden, da bei gegebener Transportleistung der Stromfluß umgekehrt proportional zur Spannung ist (Mirrow 1993, S. 20). Die Kosten des Leitungsbaus wachsen ungefähr linear mit der Höhe der Spannung (vgl. Drasdo et al. 1998, S. 33 und Oeding/Oswald 2004, S. 257) und damit in einem weitaus geringeren Maße als die Kosten, die durch eine höhere Stromstärke entstehen. Elektrische Energie sollte also möglichst unter hohen Spannungen und geringen Stromstärken übertragen werden.

- Mit der Anzahl der Verbraucher, die an ein Netz angeschlossen sind, glättet sich aufgrund von Durchmischungseffekten die Nachfrage nach Strom. Der Durchmischungseffekt entsteht dadurch, daß einzelne Nachfragen zufallsbehaftet und nicht perfekt positiv miteinander korreliert sind. Dadurch sinkt die Differenz zwischen maximal benötigter und durchschnittlich genutzter Transportkapazität des Netzes und dementsprechend auch die Netzkosten pro transportierter Einheit Strom (Drasdo et al. 1998, S. 34).
- Durch die geographische Nähe mehrerer Verbraucher innerhalb eines gegebenen Gebietes (Abnehmerdichte) sinken die Kosten des Anschlusses des einzelnen Verbrauchers, weil alle Verbraucher mit einer gemeinsamen Hauptleitung versorgt werden können. Die Kosten einer gemeinsamen Leitung sind dabei geringer als die kumulierten Kosten einzelner Leitungen. Dieser Dichtevorteil verschafft den Verteilungsnetzen einen „Charakter (beständiger) natürlicher Monopole“ (Drasdo et al. 1998, S. 36).

Obige Argumente sprechen dafür, daß im Bereich des Stromtransports sinkende Durchschnittskosten gegeben sind. Mehrere Netze parallel aufzubauen würde zu Kostenduplikationen und damit volkswirtschaftlichen Ineffizienzen führen (vgl. Growitsch/Wein 2004, S. 31). Es ist auch nicht anzunehmen, daß sich diese Eigenschaft bei Ausweitung der Nachfrage verlieren wird. Der Stromtransportsektor stellt somit ein natürliches Monopol dar (vgl. Drasdo et al. 1998, S. 37) und ist gleichzeitig ein monopolistischer Bottleneck, da die Vorstufe Stromerzeugung auf den Stromtransport angewiesen ist. Es könnte indes sein, daß der Stromtransport ein bestreitbarer Markt ist (vgl. Baumol/Panzar/Willig 1988, S. 5-7 und Borrmann/Finsinger 1999, S. 278-280). Die Bestreitbarkeit ist jedoch für den Fall der Stromversorgungsnetze aus

zwei Gründen eindeutig abzulehnen: Erstens sind die Netzeinrichtungen (Maste, Leitungen, etc.) nicht für alternative Zwecke verwendbar, sie stellen also versunkene Kosten dar. Zweitens bedarf der Aufbau eines Stromversorgungsnetzes mehrerer Jahre, damit benötigt der Markteintritt in diesen Sektor erheblich länger als die Änderung der Preise für die Netznutzung. Zwei der drei Bedingungen des Konzepts bestreitbarer Märkte sind hier nicht erfüllt, demzufolge ist eine Disziplinierung des Monopolisten durch potentielle Konkurrenz nicht gegeben (vgl. Growitsch/ Wein 2004, S. 31). Ein unregulierter Monopolist als Netzbetreiber wird Monopolpreise nehmen und damit einen volkswirtschaftlichen Wohlfahrtsverlust verursachen. Eine Regulierung des natürlichen Monopols Stromtransport ist deswegen notwendig. Dabei stellt sich die Frage, welcher Regulierungsmaßnahmenmix in der Praxis die besten Ergebnisse aufweist. Die Frage nach der Art der Regulierung soll weiter unten behandelt werden; zunächst sollen die möglichen wirtschaftspolitischen Konsequenzen aus den unterschiedlichen Eigenschaften der Stufen Erzeugung und Transport erörtert werden.

Aufgrund der technischen Gegebenheiten ist auf der Erzeugungsebene ein funktionierender Wettbewerb durchaus möglich, während die Transportebene ein regulierungsbedürftiges natürliches Monopol darstellt (vgl. Kruse 1997, S. 253). Es eröffnet sich deshalb die Frage, ob es nicht empfehlenswerter ist, die beiden Ebenen ökonomisch voneinander zu trennen. Die EU hält eine mindestens gesellschaftsrechtliche Separierung (Legal Unbundling) für notwendig, um einen funktionierenden Wettbewerb auf dem Strommarkt (insbesondere der Erzeugungsebene) zu erreichen und schreibt diese in ihrer Richtlinie 2003/54/EG für alle Mitgliedsstaaten verbindlich vor. Nur durch eine strikte Trennung der Entscheidungsbefugnisse über Erzeugung und Transport sieht sie die Unabhängigkeit der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber gewährleistet, die einen nichtdiskriminierenden und transparenten Netzzugang zu angemessenen Preisen bewirken soll (vgl. Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates 2003). Außer dem Argument des nichtdiskriminierenden Netzzugangs, welches die ökonomische Literatur teilt (vgl. z.B. Mulder u.a. 2005), sprechen weitere Gründe für eine vertikale Separierung:

- Vertikale Integration kann der Ausnutzung von Marktunvollkommenheiten dienen: Herrscht auf einer der beiden Stufen ein Monopol vor, wird der Monopolist als dominantes Unternehmen der Wettbewerbsstufe die anderen diskriminieren und seine Marktmacht auch auf diese Stufe ausdehnen können (Leverage-Effekt, vgl. Kruse 1997, S. 247f). In einem Modell mit vollkommenem Wettbewerb auf der einen und monopolistischem Bottleneck auf der anderen Stufe fällt der Monopolgewinn vollständig dem Bottleneck-Eigentümer zu. Growitsch/Wein (2005, S. 167f) zeigen, daß der integrierte Monopolist keinen Anreiz zur Diskriminierung auf der wettbewerblichen Stufe hat, so-

lange er den Monopolgewinn vollständig abschöpfen kann. Wird sein Gewinn durch Regulierung gesenkt, steigt entsprechend sein Anreiz, diesen auf der wettbewerblichen Stufe wiederzuholen – und damit sein Anreiz zur Diskriminierung. Vertikale Separierung unterbindet hier eine etwaige Diskriminierung von Stromerzeugern durch den Netzbetreiber.

- Durch vertikale Separierung steigt die Effizienz der Regulierung des monopolistischen Bottlenecks: Die Regulierungsbehörde erhält bessere Informationen über die Kosten des Netzbetriebs, da es einem integrierten Unternehmen viel leichter fällt, relevante Informationen vor dem Regulierer zu verbergen; die Kontrolle der Marktgegebenheiten ist so einfacher und effektiver. Gleichzeitig kann die Regulierungsinstanz dem Netzunternehmen zielgerichtetere Anreize setzen, da zum einen die Anreize sich nur noch auf das Netz beziehen und zum anderen das Management sich ganz auf das Netz konzentriert (s. Mulder u.a. 2005, S. 48-50).
- Das integrierte Unternehmen hat zahlreiche Möglichkeiten der Diskriminierung, die der Regulierer kaum alle überwachen und unterbinden kann (s. Kruse 1997, S. 258).

Neben den hier genannten Gründen für eine vertikale Separierung gibt es auch Gegenargumente. Genannt werden v.a. produktionstechnische und transaktionskostenbezogene Verbundvorteile. Produktionstechnische Verbundvorteile bewirken, daß bei vertikaler Integration auf mindestens einer Fertigungsstufe weniger Inputs für die Herstellung eines gegebenen Outputs benötigt werden (s. Perry 1989, S. 187 und Shepherd 2004, S. 256). Newbery (1999, S. 408) argumentiert jedoch, daß der Synergieeffekt zwischen Erzeugung und Transport im Elektrizitätssektor nur gering ist und damit kein gewichtiger Grund gegen eine vertikale Separierung sei. Die Begründung für transaktionskostenbezogene Verbundvorteile basiert auf dem Vorhandensein von Koordinierungserfordernissen: Die Koordination der Stromerzeugung und des Stromtransports sei so aufwendig, daß die Transaktionskosten viel höher seien, wenn die Abstimmung über den Markt anstatt innerhalb einer Unternehmung abliefe. Verschiedene empirische Studien über die US-amerikanische Elektrizitätswirtschaft (Kaserman/Mayo 1991, Kwoka 2002 und Lee 1995) kommen diesbezüglich zu dem Schluß, daß in der Stromindustrie signifikante vertikale Verbundvorteile vorhanden sind. Somit sprechen zwar technische Argumente für die Beibehaltung eines integrierten Stromsektors; die genannten Argumente müssen jedoch gegen die Nachteile geringerer Wettbewerbsintensität abgewogen werden, die ihrerseits zu Ineffizienzen führt. Kwoka (2002, S. 670) ist der Ansicht, daß eine vertikale Separierung des Stromsektors durchaus in Betracht gezogen werden könne, wenn dabei Institutionen geschaffen werden, welche die Kostenvorteile der unternehmensinternen Koordination erhielten. Die gesellschaftsrechtliche Trennung der Erzeugungs- und der Transportstufe sei

laut Kwoka eine Institution, welche diese Anforderung erfülle. Durch die verbesserten Wettbewerbsbedingungen vertikaler Separierung könnten mehr Unternehmen auf der Erzeugungsebene in den Markt eintreten. Der steigende Konkurrenzdruck führt einerseits kurzfristig zu sinkenden Preisen; andererseits zu vermehrten Anstrengungen seitens der Unternehmen, die Kosten durch Erhöhung der Produktionseffizienz zu senken, wie Markiewicz/Rose/Wolfram (2004) in einer U.S.-amerikanischen Studie empirisch nachweisen. Angesichts dieser Argumente und unter Berücksichtigung der politischen Vorgabe der EU zur Separierung sollte ein Strommarkt mit getrennter Erzeugungs- und Transportstufe untersucht werden. Das im nächsten Abschnitt diskutierte Modell bildet den Elektrizitätssektor deshalb in zwei Stufen ab. Der Einfachheit halber werden hierbei Übertragung und Verteilung zu einer Stufe zusammengefaßt. Mit der vertikalen Separierung können die Unternehmen beider Stufen ihre Preise unabhängig voneinander setzen.

Für beide Bereiche – Stromerzeugung als auch -transport – sind die Bedingungen für eine Anwendung von Spitzenlastpreisbildung erfüllt: Es sind dauerhaft verfügbare Kapazitäten vorhanden, die auf eine periodisch schwankende Nachfrage treffen. Gleichzeitig kann elektrischer Strom und elektrische Transportleistung nur unter prohibitiv hohen Kosten gespeichert werden, weswegen er fast vollständig zum Zeitpunkt des Gebrauchs erzeugt und auch transportiert werden muß. Unter solchen Bedingungen bleibt ein Teil der Kapazitäten episodisch ungenutzt. Damit ist eine Anwendung von Spitzenlastpreisbildung bei wettbewerblicher Anbieterstruktur volkswirtschaftlich sinnvoll (vgl. Steiner 1957, Crew/Fernando/Kleindorfer 1995). Da die vertikal getrennten Bereiche ihre Preise unabhängig voneinander setzen können, soll beiden Stufen des Modells, welches in diesem Papier vorgestellt wird, die unabhängige Spitzenlastpreisbildung möglich sein.²

Das Spitzenlastproblem wird in der Literatur und in der Praxis seit längerem behandelt. Crew/Fernando/Kleindorfer (1995) bieten einen Überblick über die bis dahin erschienene Literatur zum Thema Peak-load Pricing. Als erste haben Boiteux (1949/1960) und Steiner (1957) Spitzenlastpreisbildung modelliert. Die von ihnen entwickelten Modelle dienen bis heute als Basis für weitere Forschung. Crew/Kleindorfer (1975) haben die Auswirkungen des parallelen Einsatzes verschiedener Stromerzeugungstechnologien auf Peak- und Off-Peak-

² Im Gegensatz zur Spitzenlastpreisbildung befassen sich ortsabhängige (Grenzkosten-) Preise (Locational Marginal Prices - LMP) mit der Frage, wie innerhalb des Stromnetzes zeitliche und räumliche Preisdifferenzen Signale für optimale Entscheidungen von Stromerzeugern und Netzbetreibern geben können. Ortsabhängige Grenzkostenpreise decken zwar laufende Kosten, diese betragen allerdings schätzungsweise nur 20-30% der anfallenden Gesamtkosten. Offen bleibt, wie bei dieser Preissetzung die Übertragungskapazitäten refinanziert werden (s. Brunekreeft/Neuhoff/Newbery 2004 und Chao/Peck 1996).

Preise untersucht. Kleindorfer/Fernando (1993) haben, aufbauend auf Arbeiten von anderen (z. B. Brown/Johnson 1969 und Chao 1983), ein allgemeines Modell zur Analyse von Spitzenlastpreisbildung bei Angebots- und Nachfrageunsicherheit entwickelt, in dessen Rahmen sie detailliert auf die durch Unsicherheit entstehenden Kosten eingehen.

Während in der Literatur bis Anfang der 90er Jahre wenige Phänomene von vielen Autoren untersucht worden sind und so das Basismodell schrittweise erweitert wurde, werden in der neueren Literatur sehr verschiedene Aspekte, diese jedoch nur von einzelnen Autoren betrachtet. So modellieren Lecinq/Ilic (1997) das Netz inklusive seiner räumlichen Ausdehnung, um Peak-load Pricing für das Netz zu untersuchen, vernachlässigen jedoch Kapazitätskosten der Stromerzeugung und Transportkosten des Stroms im Netz. Sie betonen zwar die Wichtigkeit sinkender Durchschnittskosten für ihr Modell, bilden es dennoch mit konstanten Durchschnittskosten. Pillai (2003) plädiert für eine Aufteilung der Kapazitätskosten auf die verschiedenen Nachfragen entsprechend ihrer relativen Inanspruchnahme der vorhandenen Kapazität. Er folgt ebenfalls dem traditionellen Ansatz mit konstanten Durchschnittskosten und einstufiger Modellierung des Stromsektors. Ksoll (2003) untersucht Effekte vertikaler Trennung bei verschiedenen Preissystemen und Marktformen, thematisiert allerdings Spitzenlastpreisbildung nicht. Ein Schwerpunkt in der neueren Literatur ist die Betrachtung interdependenter Nachfragen, d.h. die Verlagerung der Nachfragen durch zeitlich differenzierte Preisgestaltung. Horsley/Wrobel (2001) betrachten kontinuierliche Preise und interdependente Nachfragen, bilden aber den Strommarkt weder zweistufig noch mit sinkenden Durchschnittskosten ab. Genauso verfährt Rocco (2003), der ein Spiel modelliert, in dem die nutzenmaximierenden Individuen den Zeitpunkt ihrer Nachfrage in Abhängigkeit von den Preisen treffen, die wiederum von den Nachfrageentscheidungen aller anderen Mitspieler abhängen. So versucht er, die Höhe der Nachfrage zu jedem Zeitpunkt endogen zu erklären. Ein weiterer Schwerpunkt der neueren Literatur ist das Abrücken von der Annahme des wohlfahrtsmaximierenden integrierten Stromunternehmens und die Untersuchung der dann entstehenden Probleme des Wohlfahrtsverlustes durch gewinnmaximierende Preissetzung des Monopolisten.

Wie oben gezeigt wurde, bedarf der Transportsektor als ein natürliches Monopol der Regulierung. Zum Thema Regulierung und Peak-load Pricing untersucht Brunekreeft (2000) Price-Capping und Peak-load Pricing. Bergstrom/MacKie-Mason (1991) beschreiben das Verhalten eines Rate-of-Return (ROR) regulierten Monopolisten bei Einführung von Peak-load Pricing. Crew/Kleindorfer (1981) betrachten ROR-Regulierung bei verschiedenen Technologien und Spitzenlastpreisbildung. Kim (1997) vergleicht die Auswirkungen von ROR-

und ROC- (Rate-on-cost-) Regulierung bei gleichzeitigem Vorhandensein eines 2-teiligen Tarifes und Peak-load Pricing. Er stellt dabei fest, daß die Wohlfahrtsauswirkungen beider Regulierungsmechanismen nicht eindeutig sind. Alle in diesem Absatz zitierten Papiere modellieren die Netzsektoren allerdings einstufig und mit konstanten Durchschnittskosten. Offen bleibt damit die Frage, wie ein natürliches Monopol mit sinkenden Durchschnittskosten in einem zweistufigen Markt mit einer wettbewerblich organisierten Stufe reguliert werden kann.

Die wohlfahrtsoptimale Regulierungsmaßnahme besteht darin, dem natürlichen Monopol (langfristige) Grenzkostenpreise vorzuschreiben. Hierbei entstehen dem Monopolisten Defizite, die durch Subventionen aus allgemeinen Steuereinnahmen ausgeglichen werden müssen (s. Fritsch/Wein/Ewers 2005, S. 229f). Bis auf die Kopfsteuer führen jedoch alle Steuern zu Allokationsverzerrungen und mindern damit ihrerseits die Wohlfahrt. Eine Defizitsubventionierung gibt außerdem Anreiz zur ineffizienten Produktion, da jedes entstehende Defizit übernommen wird. Hinzu kommt, daß in der Praxis die Grenzkosten des Transports nicht genau bestimmbar sind. Da aus den genannten Gründen eine Grenzkostenpreis-Regulierung unpraktikabel erscheint, ist eine Second-best-Regulierung notwendig. Dabei sollte nicht nur das Kriterium der Wohlfahrtsmaximierung eine Rolle spielen, sondern auch die Praxistauglichkeit der Maßnahme. Bei der Auswahl der Instrumente sollten somit Kriterien wie Aufwand der Implementierung und Überprüfbarkeit der Normen miteinbezogen werden. Wenn der Netzmonopolist zu verschiedenen Zeiten unterschiedliche Preise nimmt, betreibt er damit Preisdiskriminierung 3. Grades. Wie Scherer/Ross (1990, S. 495-498) zeigen, sind bei Preisdiskriminierung 3. Grades die Wohlfahrtseffekte uneindeutig, bzw. sinkt die Wohlfahrt, wenn auch ohne Preisdiskriminierung alle Märkte bedient werden. Eine Regulierungsmaßnahme könnte also sein, dem Netzmonopolisten zu verbieten, verschiedene Preise zu nehmen. Im folgenden soll also untersucht werden, welche Wohlfahrtsauswirkungen es hat, wenn einem gewinnmaximierenden Netzmonopolisten die Vorgabe gemacht wird, zu jeder Zeit von allen Konsumenten denselben Preis zu nehmen. Diese Regulierungsmaßnahme soll im nächsten Abschnitt in einem zweistufigen Modell des Strommarkts mit Spitzenlastpreisbildung analysiert und auf ihre Wohlfahrtsauswirkungen hin untersucht werden.

3 Das Modell

Das hier vorgestellte Modell basiert auf dem von Boiteux (1949/1960) und Steiner (1957). Die Weiterentwicklung besteht in der Modellierung zweier separater Stufen für Stromerzeugung und Stromtransport. Zusätzlich wird die Transportebene mit sinkenden Durchschnittskosten dargestellt. So soll das natürliche Monopol, welches die Transportebene

bildet, realitätsnah modelliert werden. Innerhalb dieses Modellrahmens werden vier Modelle vorgestellt, anhand derer zur Regulierungsmaßnahme hingeführt und diese auf ihre Wohlfahrtsauswirkungen hin analysiert wird. Nach den Modellannahmen wird das Grundmodell mit einem wohlfahrtsmaximierenden Netunternehmen und konstanter Nachfrage dargestellt. In einem nächsten Schritt wird die periodisch schwankende Nachfrage und damit das eigentliche Peak-load-Pricing-Problem eingeführt. Da in dem Modell die maximale Wohlfahrt entsteht, dient es als Referenzmodell für die folgenden beiden Modelle, in denen die Annahme, daß der Netzbetreiber die Wohlfahrt maximiert, aufgehoben wird. Für das dritte und vierte Modell wird die dagegen Annahme getroffen, daß der Netzbetreiber seinen Gewinn maximiert. Während er im dritten Modell in seinem Verhalten nicht eingeschränkt wird, unterliegt er im vierten der oben genannten Regulierungsmaßnahme, daß er nur einen einzigen Preis setzen darf.

3.1 Modellannahmen

Zunächst werden die Modellannahmen über Angebot und Nachfrage dargelegt, die für alle vier folgenden Modelle gelten. Es wird ein Zeitraum T betrachtet, der in zwei gleich lange Teilperioden $t = 1, 2$ unterteilt ist (das Modell läßt sich auf n Perioden erweitern, dadurch ergeben sich jedoch keine grundlegend neuen Erkenntnisse). In einer der beiden Teilperioden herrsche eine starke (Peak) Nachfrage, in der anderen eine schwache (Off-Peak) Nachfrage. Beide Nachfragen seien linear und durch $P_t = a_t - b_t Q_t$ mit P als Preis und Q als Menge gegeben. Die beiden Nachfragen beeinflussen sich gegenseitig nicht, d.h. es findet keine Verlagerung der Nachfrage von einer in die andere Periode statt. Weiterhin sei die schwache Nachfrage zu jedem Preis geringer als die starke Nachfrage, d.h. es gilt $Q_1(P) > Q_2(P)$ für alle P . Die Nachfragen sind deterministisch, d.h. es kann genau die Kapazität installiert werden, die benötigt wird, um die Nachfrage bei einem bestimmten Preis zu befriedigen. Der Zeitraum T kann sich auf einen Tag beziehen (Tag und Nacht) oder auch auf jede andere beliebige Periodenlänge (z.B. ein Jahr mit Winter und Sommer). Da das Modell mit nicht-konstanten Kostenfunktionen gebildet wird, ist eine allgemeine Lösung nicht bestimmbar. Für die Lösung des Modells werden deswegen Funktionen mit konkreten Werten benutzt.

Die konkreten Nachfragefunktionen lauten für die Peak-Periode $P_1 = 100 - Q_1$ und für die Off-Peak-Periode $P_2 = 50 - Q_2$.

Den Strom erzeugt das Upstream-Unternehmen US. Dazu benötigt es eine Kapazität K_u (Kraftwerk) in der Größe der maximal nachgefragten Strommenge. Die Kapazität ist mit konstanten Grenzkosten k_u je Kapazitätseinheit herstellbar (konkreter Wert: 10) und steht – einmal errichtet – über die Gesamtperiode T zur Verfügung, unabhängig davon, wieviel Strom

mal errichtet – über die Gesamtperiode T zur Verfügung, unabhängig davon, wieviel Strom tatsächlich produziert wird. Eine Einheit Strom in einer Teilperiode t zu erzeugen, kostet – genügend Erzeugungskapazität vorausgesetzt – b_u (konkreter Wert: 2,5). Für alle hier untersuchten Modelle wird ein Stromerzeugungsunternehmen unterstellt, welches ein bestreitbares Monopol im Sinne von Baumol/Panzar/Willig (1988, S. 5-7) innehat (vgl. Abschnitt 2).

Der vom US erzeugte Strom wird vom Downstream-Unternehmen DS, dem Netzbetreiber, zum Verbraucher übertragen. Wie in Abschnitt 2 argumentiert, sinken die Durchschnittskosten bei Erhöhung der Übertragungsleistung; damit sinken auch die Grenzkosten. Die gleiche Kostenstruktur wird auch für die Kosten des Stromtransports angenommen: Je größer die zu übertragende Strommenge, desto geringer die Kosten pro transportierter Einheit. Zur Darstellung der Kostenverläufe wird eine logarithmische Kostenfunktion verwendet:

$$TC(Q_t) = r \ln(1 + Q_t) + d Q_t$$

Diese Funktion wird sowohl für die Kapitalkosten als auch für die Betriebskosten genutzt, für r und d gelten jeweils andere Werte: Für die Kapitalkosten gelten hierbei die Parameterwerte: $r_k = 120$ und $d_k = 4$. Für die Betriebskosten gelten die Parameterwerte $r_b = 30$ und $d_b = 1$. Für den Netzoperator wird für die ersten beiden Modelle wohlfahrtsmaximierendes und für die letzteren beiden gewinnmaximierendes Verhalten angenommen. Erstens könnte das wohlfahrtsmaximierende Verhalten vorliegen, wenn der Netzbetrieb als öffentliches Unternehmen geführt wird. Zweitens wird bei wohlfahrtsmaximierendem Verhalten die größte Wohlfahrt erreicht; das wohlfahrtsmaximale Ergebnis dient als Referenz für die verschiedenen Modelle mit gewinnmaximierendem Verhalten.

Es wird angenommen, daß sich die Kostensituation im Stromsektor durch die vertikale Trennung nicht verändert, d.h. daß dieselbe Menge Strom zu denselben Kosten hergestellt und transportiert wird, unabhängig davon, ob die beiden Ebenen des Stromsektors vertikal integriert (ein Unternehmen) oder getrennt (zwei Unternehmen) sind. Unter den beschriebenen Annahmen soll ein vertikal separierter Strommarkt unter verschiedenen Bedingungen untersucht werden. Als einfachstes Modell wird zunächst die konstante Nachfrage und wohlfahrtsmaximierendes Verhalten des Netzbetreibers betrachtet.

3.2 Konstante Nachfrage und wohlfahrtsmaximierendes Verhalten des Netzbetreibers

In diesem Abschnitt soll die Grundidee eines zweistufigen Strommarktmodells mit sinkenden Durchschnittskosten auf der Netzebene aufgezeigt werden. Dazu wird zunächst wohl-

fahrtsmaximierendes Verhalten des Netzunternehmens unterstellt und eine konstante Nachfrage D in Höhe der Peak-Nachfrage angenommen.

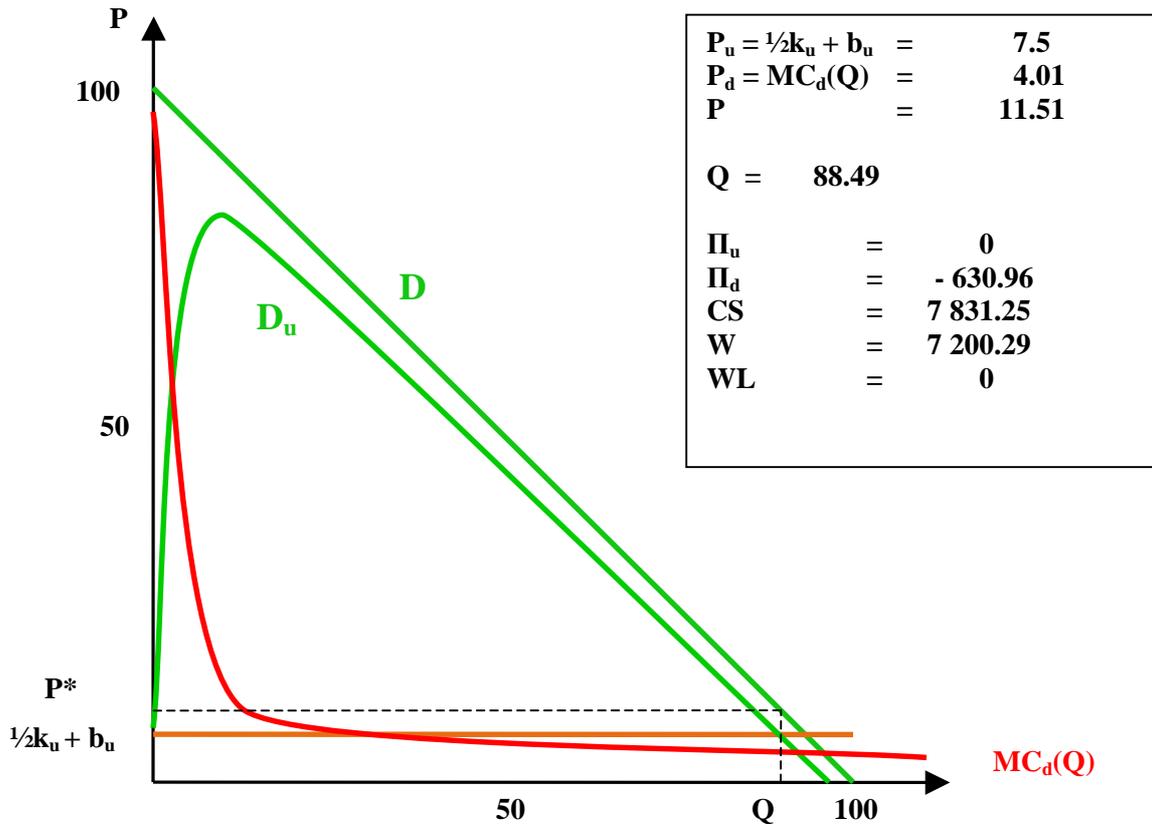


Abbildung 3.1: Konstante Nachfrage und wohlfahrtsmaximierendes Verhalten des Netzbetreibers

In Abbildung 3.1 sind $\frac{1}{2}k_u + b_u$ die Grenzkosten des US-Unternehmens (Stromerzeugung) in jeder Periode, entsprechend $MC_d(Q)$ die sinkenden Grenzkosten des DS-Unternehmens (Stromtransport). D ist die Nachfrage nach Strom. Die abgeleitete Nachfrage D_u gilt für das US-Unternehmen und stellt die Nachfrage am Ort der Stromerzeugung dar. Sie resultiert daraus, daß von der Endnachfrage (am Ort des Stromverbrauchs) der Preis abgezogen wird, den das Transportunternehmen von den Verbrauchern nimmt. Bei wohlfahrtsmaximierendem Verhalten entspricht dieser Preis den (langfristigen) Grenzkosten des Stromtransports $MC_d(Q)$. Bei geringen Mengen hat das DS hohe Grenzkosten des Transports; durch den hohen Preis sinkt die Nachfrage nach Strom stark ab. Bei konstanter Nachfrage D liegt die wohlfahrtsoptimale Menge an Strom Q beim Schnittpunkt der abgeleiteten Nachfrage D_u und den Grenzkosten des US $\frac{1}{2}k_u + b_u$.

Mathematisch betrachtet werden die Modelle rückwärts gelöst: Zunächst wird die Optimierungsfunktion des DS aufgestellt und die Preise, die das US für den Strom nimmt, als Variablen eingesetzt. Man erhält die abgeleitete Nachfrage D_u des US, auf deren Basis das US seinerseits sein optimales Verhalten bestimmt.

Für das erste Modell maximiert das DS die Wohlfahrt, seine Wohlfahrtsfunktion sieht folgendermaßen aus:

$$W_d = ZB_d - TC_d \quad (1.1)$$

Die Zahlungsbereitschaft ZB_d ist die Endnachfrage, die Kosten TC_d setzen sich zusammen aus denen des Stromtransports und der Summe, die der Stromerzeuger verlangt. Der Index d steht für den Netzbetreiber, das Downstream-Unternehmen (DS); ebenso steht der Index u für das Upstream-Unternehmen (US), den Stromerzeuger. Die Wohlfahrt W wird über die Gesamtperiode – also über alle (hier: zwei) Teilperioden – maximiert.

$$W_d = 2 \int_0^Q P(x) dx - 2P_u Q - TC_d \quad (1.2)$$

Durch Einsetzen der Werte für die Nachfrage- und Kostenfunktion folgt

$$W_d = 2 \int_0^Q [100 - x] dx - 2P_u Q - 180 \ln(1 + Q) - 6Q \quad (1.3)$$

Nach Ableitung nach Q erhält man die wohlfahrtsoptimale Menge in Abhängigkeit vom Preis des US für Strom, P_u . Aufgelöst nach P_u resultiert die abgeleitete Nachfrage D_u (1.4), auf deren Grundlage das US seine optimale Menge berechnet.

$$P_u = 97 - Q - \frac{90}{1 + Q} \quad (1.4)$$

Die abgeleitete Nachfrage ist die Differenz zwischen der Nachfrage D und den Grenzkosten des Stromtransports $MC_d(Q)$, da das in diesem Modell wohlfahrtsmaximierende Netzunternehmen Grenzkostenpreise nimmt. Für kleine Q ergeben sich sehr hohe Werte für die Grenzkosten des DS, so daß – wie in Abb. 3.1 ersichtlich – die Zahlungsbereitschaft für Strom links eines Maximums von ca. $Q = 15$ rasch abfällt. Die abgeleitete Nachfrage ist Bestandteil der Wohlfahrtsfunktion W_u (1.5) des US.

$$\begin{aligned} W_u &= 2 \int_0^Q P_u(x) dx - TC_u \\ &= 2 \int_0^Q [97 - x - 90/(1 + x)] dx - [k_u Q_0 + c_u Q_1 + c_u Q_2] \end{aligned} \quad (1.5)$$

Da im hier behandelten Grundmodell die Nachfrage nicht schwankt, ist die verkaufte Menge in beiden Perioden (Q_1, Q_2) identisch und gleich der Kapazität Q_0 , also gilt $Q_1 = Q_2 = Q_0$. Nach Ableiten und Umformen von (1.5) geht als wohlfahrtsoptimale Menge $Q = 88.49$ pro Teilperiode hervor. In Abbildung 1 liegt Q am Schnittpunkt der Grenzkostenkurve des US ($\frac{1}{2}k_u + b_u$) mit der abgeleiteten Nachfrage D_u . Das US verlangt einen Preis gemäß seinen

Grenzkosten von $P_u = \frac{1}{2}k_u + b_u = 5 + 2.5 = 7.5$. Der Netzbetreiber verlangt für den Transport einen Preis von $MC(88.49) = 4.01$ (in Abbildung 3.1 die Differenz von D_u und D an der Stelle Q), so daß sich ein wohlfahrtsoptimaler Gesamtpreis von $P = 11.51$ herleitet. Da aufgrund der sinkenden Grenzkosten die Durchschnittskosten höher als die Grenzkosten ausfallen, erwirtschaftet das DS bei einem wohlfahrtsoptimalen Preis einen Verlust. Die Werte sind:

$P_u = \frac{1}{2}k_u + b_u = 7.5$	$\Pi_u = 0$
$P_d = MC_d(Q) = 4.01$	$\Pi_d = -630.96$
$P = 11.51$	$CS = 7\,831.25$
$Q = 88.49$	$W = 7\,200.29$
	$WL = 0$

Da im behandelten Modell eine konstante Nachfrage nach Strom angenommen wurde, liegt hier noch kein Peak-load-Pricing-Problem vor. Damit ist die Unterscheidung in Kapazitäts- und Betriebskosten irrelevant, da die Nachfrage die gesamten anfallenden Kosten tragen muß, unabhängig davon, zu welchem Zeitpunkt sie anfallen. Dies ändert sich im nächsten Modell, in welchem eine periodisch schwankende Nachfrage eingeführt wird.

3.3 Schwankende Nachfrage und wohlfahrtsmaximierendes Verhalten des Netzbetreibers

Für den verbleibenden Teil des Abschnitts 3 wird angenommen, daß die Nachfrage periodisch schwankt: Gegeben sei eine Teilperiode $t = 1$, in der eine hohe Nachfrage herrscht und eine Teilperiode $t = 2$, in der eine niedrige Nachfrage vorliegt. Das hier behandelte Modell stellt das Referenzmodell dar: Da beide Unternehmen im Ergebnis Grenzkostenpreise nehmen, wird die maximale Wohlfahrt generiert. Durch Vergleich mit diesem Modell lassen sich somit die wohlfahrtsökonomischen Auswirkungen bei alternativen Verhaltensannahmen und Einführung der Regulierungsmaßnahme angeben.

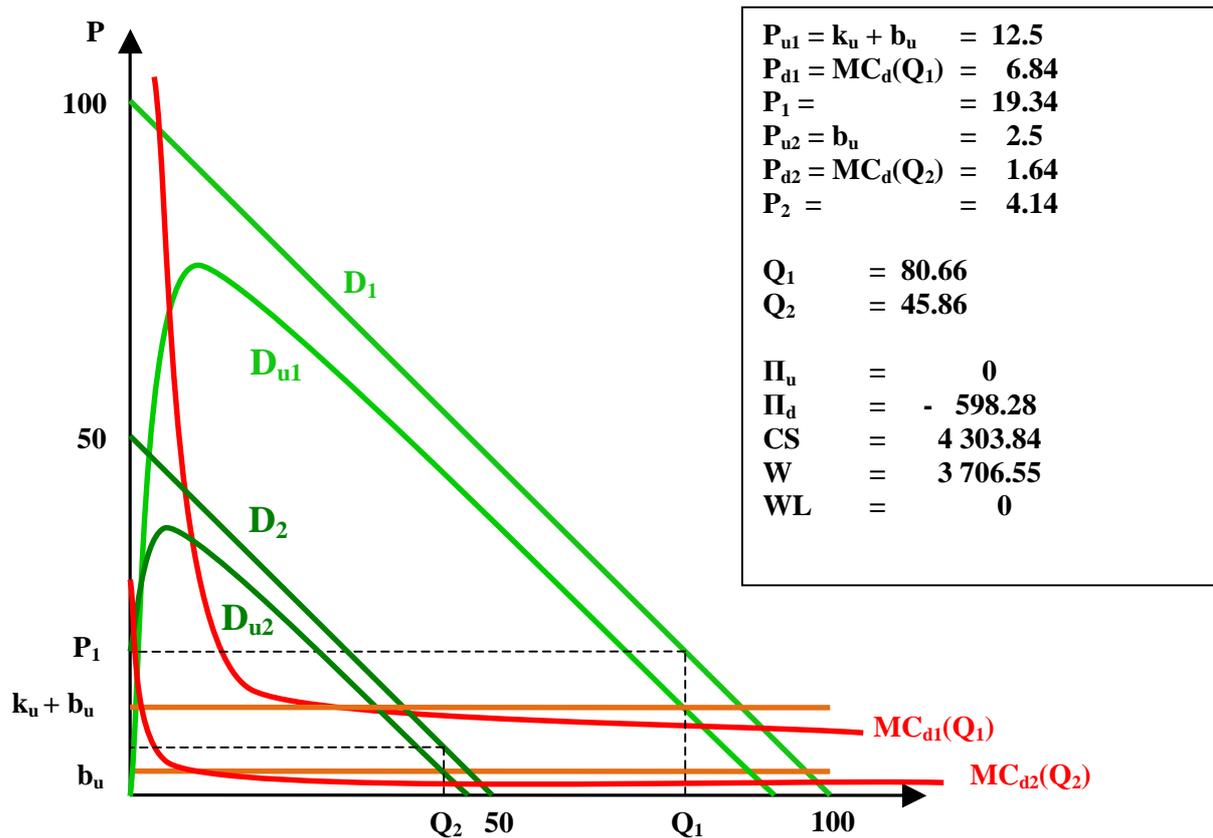


Abbildung 3.2: Schwankende Nachfrage und wohlfahrtsmaximierendes Verhalten des Netzbetreibers

In diesem Modell gibt es nicht nur eine Nachfrage D wie im vorigen Modell, sondern zwei verschieden starke: Wie Abbildung 3.2 zeigt, ist D_1 die Peak-Nachfrage, die identisch mit D , aber nur die halbe Zeit wirksam ist. In der anderen Hälfte der Zeit ist die Off-Peak-Nachfrage D_2 wirksam. „Off-Peak“ kann z.B. die Nacht sein, in der deutlich weniger Strom nachgefragt wird als am Tag. Angesichts der deutlichen Nachfrageunterschiede ist es wohlfahrtsoptimal, daß die Peak-Nachfrage D_1 die gesamten Kapazitätskosten sowohl des Transports als auch der Erzeugung des Stroms trägt. Hierdurch ergeben sich Unterschiede in den Grenzkosten, für den Transport mit $MC_{d1}(Q_1)$ und $MC_{d2}(Q_2)$ bezeichnet, für die Erzeugung entsprechend $k_u + b_u$ und b_u . Aus der Kalkulation des DS resultieren wie schon im vorigen Modell die abgeleiteten Nachfragen D_{u1} und D_{u2} , auf deren Basis das US seine optimalen Mengen und Preise herleitet. Auch in diesem Modell sinken die Zahlungsbereitschaften für Strom (am Ort seiner Erzeugung) bei geringen Mengen deutlich ab, da die Grenzkosten des Transports bei kleinen Mengen sehr hoch ausfallen. Die optimalen Mengen in der Peak- und der Off-Peak-Periode liegen – graphisch ausgedrückt – an den Schnittpunkten der Grenzkostenkurven des US mit den abgeleiteten Nachfragen; die Preise lassen sich durch Aufloten auf die entsprechenden Endnachfragen D_1 und D_2 ermitteln.

Die Wohlfahrtsfunktion des DS für den Fall mit schwankender Nachfrage lautet:

$$\begin{aligned}
 W_d &= ZB_1 + ZB_2 - [K(Q_0) + TC_{d1}(Q_1) + TC_{d2}(Q_2) + P_{u1}Q_1 + P_{u2}Q_2] \\
 &= \int_0^{Q_1} P_1(x_1) dx_1 + \int_0^{Q_2} P_2(x_2) dx_2 - [120 \ln(1 + Q_0) + 4Q_0 + 30 \ln(1 + Q_1) + 4Q_1 \\
 &\quad + 30 \ln(1 + Q_1) + Q_1 + 30 \ln(1 + Q_2) + Q_2 + P_{u1}Q_1 + P_{u2}Q_2] \quad (2.1)
 \end{aligned}$$

Im aktuellen und den folgenden Modellen ist angenommen, daß die Nachfragen so unterschiedlich sind, daß nur die Peak-Periode kapazitätswirksam ist (Firm-Peak-Fall): Selbst wenn D_1 die gesamten Kapazitätskosten trägt und D_2 nur die Betriebskosten, ist die zu diesem Preis an D_2 verkaufte Menge trotzdem kleiner als die von D_1 . Folglich muß die Kapazität genau so gewählt werden, daß die Menge Q_1 hergestellt und übertragen werden kann. Für die Aufstellung der Wohlfahrtsfunktion kann also die Kapazität Q_0 und die Menge der Peak-Periode Q_1 gleichgesetzt werden. (2.1) lautet dann folgendermaßen:

$$\begin{aligned}
 W_d &= \int_0^{Q_1} P_1(x_1) dx_1 + \int_0^{Q_2} P_2(x_2) dx_2 - [150 \ln(1 + Q_1) + 5Q_1 \\
 &\quad + 30 \ln(1 + Q_2) + Q_2 + P_{u1}Q_1 + P_{u2}Q_2] \quad (2.2)
 \end{aligned}$$

Nach Ableitung nach Q_1 und Q_2 erhält man die wohlfahrtsoptimalen Mengen in Abhängigkeit vom jeweiligen Preis des US, P_{u1} und P_{u2} . Aufgelöst nach P_{ui} sind diese die abgeleiteten Nachfragen D_{u1} und D_{u2} , die dem US zur Herleitung seiner optimalen Mengen dienen.

$$P_{u1} = 95 - Q_1 - \frac{150}{1 + Q_1} \quad (2.3)$$

$$P_{u2} = 49 - Q_2 - \frac{30}{1 + Q_2} \quad (2.4)$$

Für kleine Q sind die Grenzkosten des Stromtransports sehr hoch, die Zahlungsbereitschaften für die elektrische Energie fallen – wie in Abbildung 3.2 ersichtlich – links der Maxima von $Q_1 = 20$ und $Q_2 = 10$ stark ab. Die abgeleiteten Nachfragen (2.3) und (2.4) verwendet das US, um seine optimale Erzeugungsmenge zu bestimmen (Gleichung 2.5). Dabei lassen sich auch für das US Kapazitätskosten und Betriebskosten für die Teilperiode 1 zusammenfassen.

$$W_u = \int_0^{Q_1} P_{u1}(x_1) dx_1 + \int_0^{Q_2} P_{u2}(x_2) dx_2 - [(k_u + b_u)Q_1 + b_u Q_2] \quad (2.5)$$

Nach Ableiten und Umformen folgt als wohlfahrtsoptimale Menge für die Teilperiode 1 $Q_1 = 80.66$. In gleicher Höhe ist auch die Kapazität Q_0 zu errichten. Für die Teilperiode 2 ist $Q_2 = 45.86$. Das US verlangt einen Preis gemäß seiner Grenzkosten von $P_{u1} = k_u + b_u = 10 + 2.5 = 12.5$ und $P_{u2} = b_u = 2.5$. Der Netzbetreiber nimmt für den Stromtransport einen Preis

von $MC_d(80.66) = 4.01$ (in der Zeichnung die Differenz von D_u und D an der Stelle Q_1), so daß sich ein wohlfahrtsoptimaler Gesamtpreis von $P = 11.51$ ableitet. Aufgrund der sinkenden Grenzkosten liegen die Durchschnittskosten über den Grenzkosten, das DS erwirtschaftet bei wohlfahrtsoptimalen Preisen einen Verlust. Die Werte im Überblick lauten

$P_{u1} = k_u + b_u = 12.5$	$\Pi_u = 0$
$P_{d1} = MC_d(Q_1) = 4.01$	$\Pi_d = -598.28$
$P_1 = 19.34$	$CS = 4\,303.84$
$P_{u2} = b_u = 2.5$	$W = 3\,706.55$
$P_{d2} = MC_d(Q_2) = 1.64$	$WL = 0$
$P_2 = 4.14$	
$Q_1 = 80.66$	
$Q_2 = 45.86$	

Auch in einem zweistufigem Peak-load-Pricing-Modell mit sinkenden Grenzkosten auf der Transportstufe ergeben sich im Firm-Peak-Fall dieselben Ergebnisse wie in einem einstufigen Modell mit konstanten Grenzkosten: Wohlfahrtsoptimal sind Grenzkostenpreise auf jedem Markt, wobei die kapazitätswirksame Nachfrage die Grenzkosten der zu errichtenden Kapazität trägt. Dies gilt nicht nur für den Gesamtpreis, sondern auch für die einzelnen Stufen. Auch hier entsteht ein Defizitproblem bei dem Unternehmen, welches sinkende Grenzkosten hat: Da die Grenzkosten unter den Durchschnittskosten liegen, decken Grenzkostenpreise die entstehenden Kosten nicht vollständig.

Ein unregulierter Netzbetreiber wird sich jedoch kaum wohlfahrtsmaximierend verhalten, v.a. nicht, wenn ein Defizit die Folge ist. Wie jedes andere Unternehmen wird er versuchen, seine Gewinne zu maximieren. Dieses Verhalten soll im nächsten Abschnitt untersucht werden.

3.4 Schwankende Nachfrage und gewinnmaximierendes Verhalten des Netzbetreibers

Das Netzunternehmen wird versuchen, seinen Gewinn zu maximieren. Im folgenden Modell soll deshalb untersucht werden, was geschieht, wenn der monopolistische Netzbetreiber ohne jede Einschränkung sein Gewinnmaximierungskalkül verfolgt.

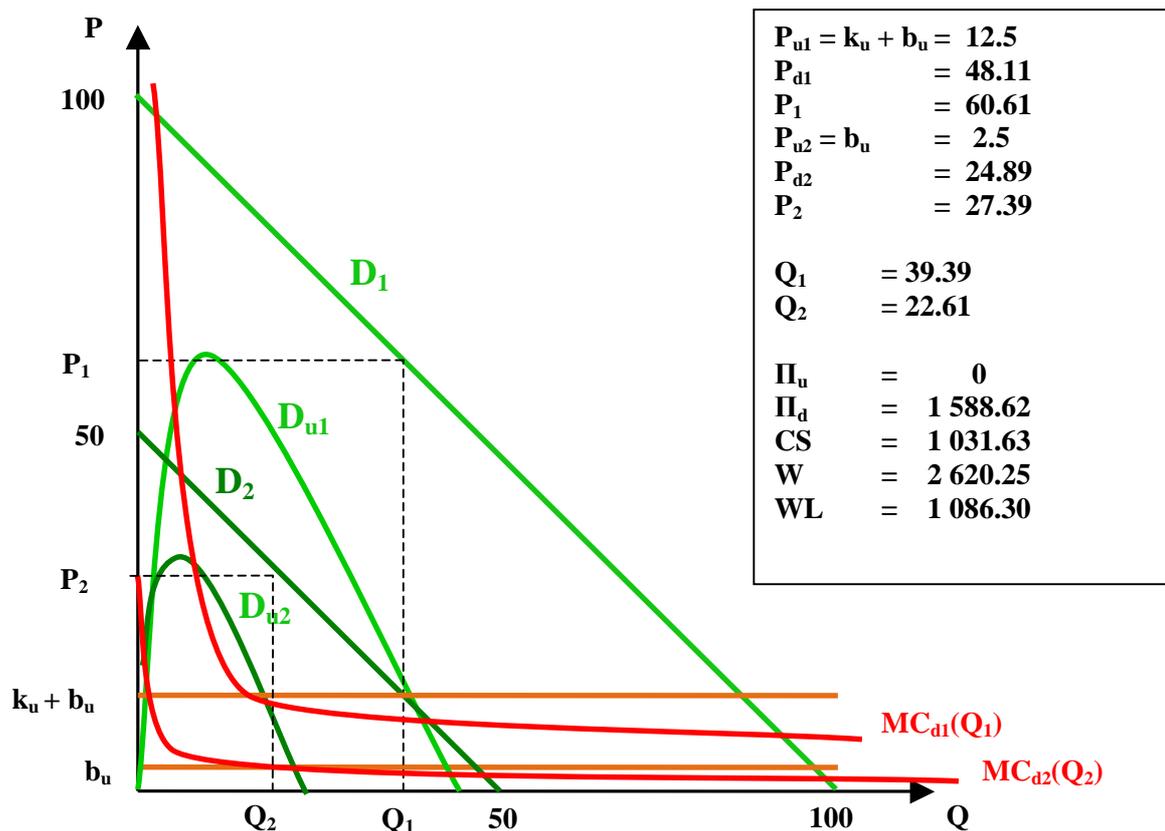


Abbildung 3.3: Schwankende Nachfrage und gewinnmaximierendes Verhalten des Netzbetreibers

Abbildung 3.3 zeigt die Marktergebnisse nach der Verhaltensänderung des Netzbetreibers. Er verlangt höhere Preise, dadurch sinken die verkauften Mengen, was an den abgeleiteten Nachfragen D_{u1} und D_{u2} erkennbar ist: Sie sind immer noch die Differenz zwischen der Nachfrage und den Preisen, die das DS jeweils für den Stromtransport verlangt; nur liegen diese Preise in beiden Teilperioden sehr viel höher, als noch im vorigen Modell (Abschnitt 3.3). Die optimalen Preise des US sind wiederum $k_u + b_u$ in der Peak- und b_u in der Off-Peak-Periode. Es läßt sich bereits in der Grafik erkennen, daß durch die geringeren Mengen und die höheren Preise ein Wohlfahrtsverlust im Vergleich zum vorigen Modell entsteht. Hier erwirtschaftet der Netzbetreiber allerdings keinen Verlust mehr, sondern einen hohen Gewinn, der größer als die Konsumentenrente ist. Die Schnittpunkte der abgeleiteten Nachfragen D_{u1} und D_{u2} mit den Grenzkostenkurven des US $k_u + b_u$ und b_u zeigen die optimalen Mengen an. Die Preise lassen sich durch Aufloten auf die entsprechenden Endnachfragen D_1 und D_2 ermitteln.

Das DS muß bei seiner Gewinnmaximierung neben seinen eigenen Kosten noch die Preise berücksichtigen, die das US für den Strom verlangt.

$$\Pi_d = TR_d - TC^d = P_{d1}Q_1 + P_{d2}Q_2 - [TC_k^d + TC_{b1}^d + TC_{b2}^d + P_{u1}Q_1 + P_{u2}Q_2] \quad (3.1)$$

Im Firm-Peak-Fall ist die Kapazität mit der Nachfrage D_1 identisch, somit ist $Q_0 = Q_1$. Setzt

man die Kostenfunktion ein, folgt

$$\Pi_d = P_{d1}Q_1 + P_{d2}Q_2 - [150\ln(1+Q_1) + 5Q_1 + 30\ln(1+Q_2) + Q_2 + P_{u1}Q_1 + P_{u2}Q_2] \quad (3.2)$$

(3.2) wird nach Q_1 und Q_2 abgeleitet, um das Gewinnmaximum in Abhängigkeit von P_{u1} und P_{u2} zu bestimmen. Es resultieren die abgeleiteten Nachfragen für P_{u1} und P_{u2} , anhand derer das US seine optimalen Mengen und Preise bestimmt.

$$P_{u1} = 95 - 2Q_1 - \frac{150}{1+Q_1} \quad (3.3)$$

$$P_{u2} = 49 - 2Q_2 - \frac{30}{1+Q_2} \quad (3.4)$$

Die abgeleiteten Nachfragefunktionen (3.3) und (3.4) bilden sich nicht mehr aus der Differenz von Nachfrage und Grenzkosten des DS, wie es im vorigen Modell der Fall war, sondern aus der Differenz von Grenzerlös und Grenzkosten des DS. Da der Grenzerlös des DS deutlich schneller sinkt als die jeweilige Nachfrage, sinken auch die abgeleiteten Nachfragen D_{u1} und D_{u2} deutlich schneller als im Vorgängermodell. Auf Basis der abgeleiteten Nachfragefunktionen optimiert das US Preise und Mengen. Wiederum gilt, daß die Kapazität Q_0 mit der Peak-Nachfragemenge Q_1 identisch ist.

$$W_u = \int_0^{Q_1} P_{u1}(x_1) dx_1 + \int_0^{Q_2} P_{u2}(x_2) dx_2 - [(k_u + b_u)Q_1 + b_u Q_2] \quad (3.5)$$

Durch Ableiten und Auflösen erhält man mit $Q_1 = 39.39$ und $Q_2 = 22.61$ Mengen, die nur knapp halb so groß sind wie im vorigen Modell. Das US verlangt dieselben Preise wie im vorigen Modell – $P_{u1} = k_u + b_u = 10 + 2.5 = 12.5$ und $P_{u2} = b_u = 2.5$. Das DS nimmt hingegen deutlich höhere Monopolpreise. Die Werte im Überblick lauten

$P_{u1} = k_u + b_u = 12.5$	$\Pi_u = 0$
$P_{d1} = 48.11$	$\Pi_d = 1588.62$
$P_1 = 60.61$	$CS = 1031.63$
$P_{u2} = b_u = 2.5$	$W = 2\,620.25$
$P_{d2} = 24.89$	$WL = 1086.30$
$P_2 = 27.39$	
$Q_1 = 39.39$	
$Q_2 = 22.61$	

Das Ergebnis ist, daß das gewinnmaximierende Verhalten des Netzbetreibers einen bedeutenden Wohlfahrtsverlust bewirkt. Hier taucht die Frage auf, wie eine solche Schlechterstellung der Allgemeinheit verhindert werden kann; also die Frage nach einer wirksamen und in der Praxis anwendbaren Regulierungsmaßnahme. Die First-Best-Lösung wäre, den Mono-

polisten dazu zu bringen, Grenzkostenpreise zu nehmen. Um dieses Ziel zu erreichen, gibt es aber keine in der Praxis anwendbaren Maßnahmen. Im folgenden Abschnitt soll deswegen eine einfache und damit praxistaugliche Regulierungsmaßnahme und auf ihre Auswirkungen im Vergleich zum unregulierten Monopolisten hin untersucht werden.

3.5 Schwankende Nachfrage und nur ein Preis erlaubt

In Abschnitt 3.4 wurde gezeigt, daß durch das gewinnmaximierende Verhalten des Monopolisten ein massiver Wohlfahrtsverlust entsteht. In der Regulierungstheorie werden deshalb verschiedene Maßnahmen untersucht – und zum Teil auch angewandt –, die bewirken sollen, daß der Monopolist niedrige Preise nimmt und so die Wohlfahrt erhöht wird. Dabei ist zu beachten, daß möglichst keine Fehlanreize gesetzt werden, die wohlfahrtssenkende Auswirkungen haben.

Gegenstand des Abschnitts ist deshalb eine sehr einfache Regel: Unternehmen mit Marktmacht nehmen oft unterschiedliche Preise von verschiedenen Nachfragergruppen. Sie versuchen so, ihre Gewinne zu maximieren, indem sie so einen noch größeren Anteil der Konsumentenrente abschöpfen. In solch einer Situation kann es die Wohlfahrt erhöhen, wenn es dem Monopolisten verboten wird, mehr als einen Preis zu nehmen. Diese Regel hat den Vorteil, daß sie sehr einfach anzuwenden und zu überprüfen ist: Nicht nur der Monopolist kann sie leicht implementieren, auch der Konsument kann leicht ersehen, ob der Monopolist die Regel einhält. Die Regulierungsbehörde muß – im Gegensatz zu anderen Regeln – keine weiteren Daten kennen: Weder Nachfrage- noch Kostenfunktionen müssen in irgendeiner Form bekannt sein. Dadurch wird der Regulierungsaufwand auf ein Minimum gesenkt. Im folgenden wird untersucht, welche Auswirkungen die Maßnahme auf den Gewinn des Netzbetreibers sowie Mengen, Preise und Konsumentenrente hat.

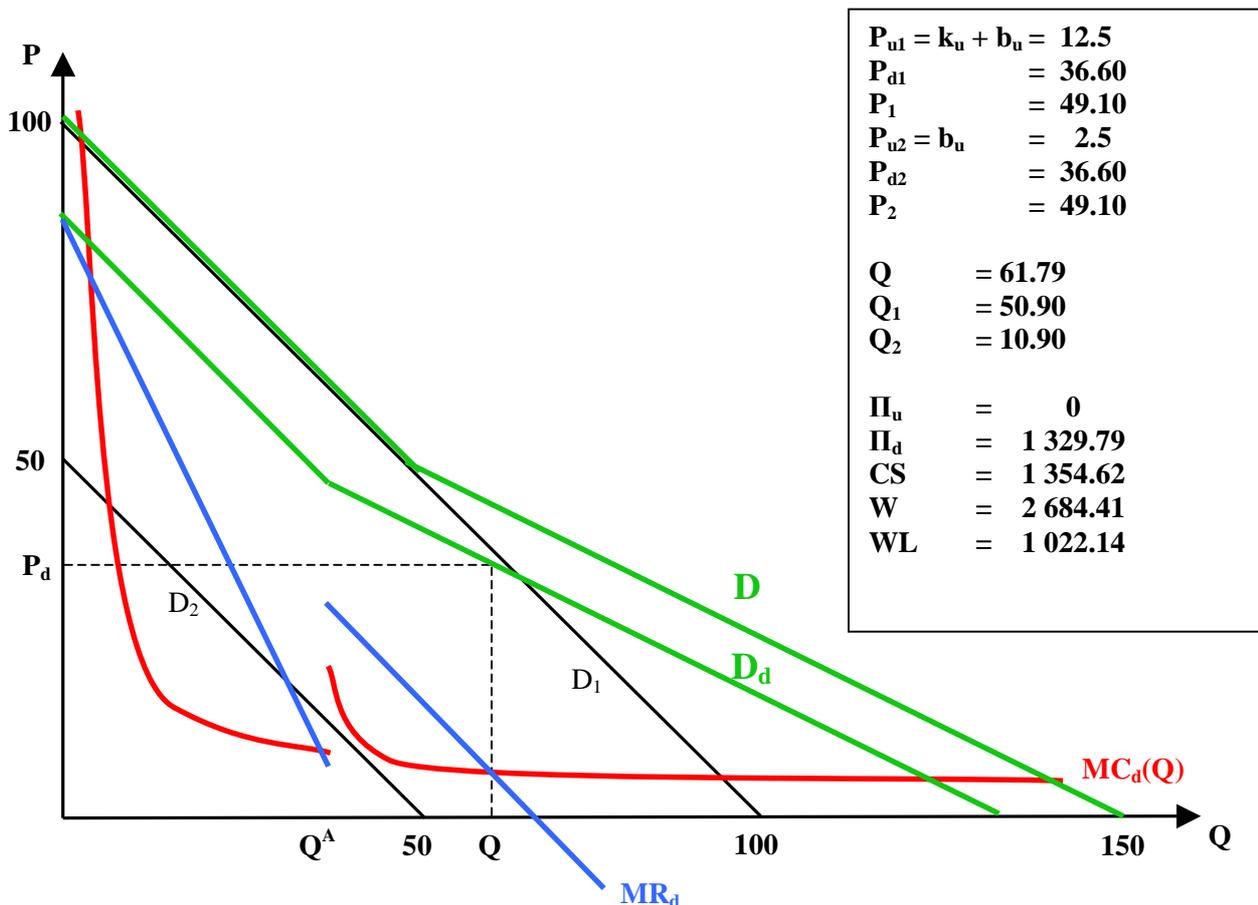


Abbildung 3.4: Schwankende Nachfrage und nur ein Preis erlaubt

Durch den Zwang, einen gemeinsamen Preis zu nehmen, gibt es aus Sicht des Monopolisten (DS-Unternehmens) nicht mehr zwei individuelle Nachfragen D_1 und D_2 , sondern nur noch eine gemeinsame Nachfrage D (s. Abbildung 3.4). D hat einen Knick, da für Preise $P \geq 50$ nur die Peak-Nachfrage größer als Null ist. Werden von der gemeinsamen Nachfrage D die Preise abgezogen, die der Stromerzeuger nimmt, resultiert die abgeleitete Nachfrage D_d des DS-Monopolisten. An der Stelle, an der die Off-Peak-Nachfrage einsetzt ($P = 47,5$, $Q = 40$), steigt der Grenzerlös des DS sprunghaft an, deshalb hat die Grenzerlöskurve des DS MR_d an jener Stelle einen Sprung. Die Grenzkostenkurve des DS MC_d hat einen Sprung an der gleichen Stelle ($Q = 40$): Wenn die Nachfrage in der Off-Peak-Periode positiv aber noch klein ist, sind die Grenzkosten des Stromtransports für diese Periode relativ hoch, sodaß die gesamten Grenzkosten des Stromtransports in dem Moment, wo die Off-Peak-Nachfrage einsetzt, sprunghaft ansteigen.

Durch die unterschiedlichen Nachfragen in der Peak- und der Off-Peak-Periode hat der Monopolist zwei Optionen, seinen Gewinn (lokal) zu maximieren: Entweder bedient er nur die Peak-Nachfrage zu einem hohen Preis und geringer Menge Q^A oder er verkauft beiden Nachfragen zu einem niedrigeren Preis die Gesamtmenge Q . Da er – wie gezeigt wird – bei

Versorgung beider Nachfragen den höheren Gewinn erzielt, wird der Netzbetreiber die höhere Menge Q wählen.

Der Stromerzeuger befindet sich im Wettbewerb und kann deswegen keine Preise oberhalb seiner Grenzkosten ($MC_{u1} = k_u + b_u = 10 + 2,5 = 12,5$; $MC_{u2} = b_u = 2,5$) etablieren. Werden diese Preise von den jeweiligen Nachfragen D_1 und D_2 abgezogen, resultieren die abgeleiteten Nachfragen D_{d1} und D_{d2} :

$$P_{d1} = a_1 - P_{u1} - b_1 Q_1$$

$$P_{d2} = a_2 - P_{u2} - b_2 Q_2$$

Die gemeinsame abgeleitete Nachfrage des DS $P_d(Q)$ ist

$$P_d(Q) = a_1 - P_{u1} - b_1 Q \quad \text{für} \quad 0 \leq Q \leq \frac{(a_1 - P_{u1}) - (a_2 - P_{u2})}{b_1}$$

$$P_d(Q) = A_d - BQ = \frac{(a_1 - P_{u1})b_2 + (a_2 - P_{u2})b_1}{b_1 + b_2} - \frac{b_1 b_2}{b_1 + b_2} Q \quad (4.1)$$

$$\text{für} \quad \frac{(a_1 - P_{u1}) - (a_2 - P_{u2})}{b_1} \leq Q \leq \frac{(a_1 - P_{u1})}{b_1} + \frac{(a_2 - P_{u2})}{b_2}$$

Nach Einsetzen der Zahlenwerte ergeben sich für die Bereiche $Q \leq 40$ und $Q \geq 40$ zwei verschiedene Nachfrage- und Kostenfunktionen. Beide Bereiche müssen deshalb einzeln betrachtet werden. Für $Q \geq 40$ gilt folgende Gewinnfunktion:

$$\begin{aligned} \Pi_d &= P_d Q - TC^d = P_d Q - [TC_k^d + TC_{b1}^d + TC_{b2}^d] \\ &= (67.5 - \frac{1}{2}Q)Q - [120 \ln(1 + Q_0) + 4Q_0 + 30 \ln(1 + Q_1) + Q_1 \\ &\quad + 30 \ln(1 + Q_2) + Q_2] \end{aligned} \quad (4.2)$$

In (4.2) läßt sich $Q_0 = Q_1 = \frac{1}{2}Q + 20$ und $Q_2 = \frac{1}{2}Q_1 - 20$ ersetzen, so daß die Gewinnfunktion nur noch von Q abhängig ist.

$$\begin{aligned} \Pi_d(Q) &= (67.5 - \frac{1}{2}Q)Q \\ &\quad - [150 \ln(\frac{1}{2}Q + 21) + 2.5Q + 30 \ln(\frac{1}{2}Q - 19) + \frac{1}{2}Q + 80] \end{aligned} \quad (4.3)$$

Durch Ableitung nach Q erhält man ein Polynom dritten Grades, welches nur noch näherungsweise bestimmbar ist. Die einzige Lösung innerhalb des Definitionsbereiches ($40 \leq Q \leq 135$) liegt bei $Q = 61.79$ (s. Abb. 3.4). Die gewinnmaximale Menge im oberen Teil der geknickten Nachfragekurve D_d ist $Q^A = 39.39$. Der mit dem Verkauf der Menge Q^A erzielbare Gewinn des Netzbetreibers liegt mit $\Pi_d = 1\,143.32$ deutlich unter dem Gewinn, den er bei $Q =$

61.79 verdient, weswegen er die größere Menge Q wählt. Die Ergebnisse im Überblick lauten:

$P_{u1} = k_u + b_u = 12.5$	$\Pi_u = 0$
$P_{d1} = 36.60$	$\Pi_d = 1\,329.79$
$P_1 = 39.10$	$CS = 1\,354.62$
$P_{u2} = b_u = 2.5$	$W = 2\,684.41$
$P_{d2} = 36.60$	$WL = 1\,022.14$
$P_2 = 49.10$	
$Q_1 = 50.90$	
$Q_2 = 10.90$	
$Q = 61.79$	

Da der Monopolist nur noch einen Preis nehmen darf, senkt er – im Vergleich zum vorigen Modell in Abschnitt 3.4 – den Preis der Peak-Periode deutlich (um ca. 11.5) und erhöht den Preis der Off-Peak-Periode ebenso deutlich (um ca. 11.7). Entsprechend steigt die Menge Q_1 und fällt die Menge Q_2 , die verkaufte Gesamtmenge Q bleibt annähernd gleich. Aufgrund der in der Peak-Periode sehr viel größeren verkauften Menge hat die Preissenkung hier eine größere positive Auswirkung auf die Konsumentenrente als die Preiserhöhung in der Off-Peak-Periode einen negativen Effekt hat, so daß im Ergebnis die Konsumentenrente um ca. 31% (323 Einheiten) steigt. Gleichzeitig kann der Monopolist nicht mehr einen so hohen Gewinn aus der Peak-Periode erzielen, sein Gewinn sinkt um 16% (-259 Einheiten). In der Summe steigt die Wohlfahrt leicht um 2.4% (64 Einheiten). Die Erhöhung der Konsumentenrente und die Steigerung der Wohlfahrt sprechen für das Verbot für den monopolistischen Netzbetreiber, verschiedene Preise zu nehmen. Die Regulierungsmaßnahme hat ihr Ziel damit erreicht. Das hier erzielte Ergebnis steht im Widerspruch zu dem herkömmlichen Ergebnis, daß Spitzenlastpreisbildung wohlfahrtssteigernd wirkt.

In allgemeiner Form kann das Ergebnis anders ausfallen: Je höher die Grenzkosten und je geringer die Zahlungsbereitschaft der Konsumenten, desto geringer fällt die gewinnmaximale Menge des Monopolisten aus. Ab einem bestimmten Kosten-/Zahlungsbereitschaftsverhältnis ist es für den Monopolisten gewinnmaximal, die geringere Menge zu wählen, bei der er nur der Peak-Nachfrage Strom verkauft. Ab diesem Punkt würde ein Verbot verschiedener Preise wohlfahrtssenkend wirken, da das Netzunternehmen ohne das Verbot die Off-Peak-Nachfrage bedienen würde.

4 Schlußfolgerungen

In diesem Papier wurde ein zweistufiges Peak-load-Pricing-Modell für die Stromindustrie mit sinkenden Grenzkosten auf der Transportstufe dahingehend analysiert, welche Auswirkungen die Regulierungsmaßnahme, dem monopolistischen Netzbetreiber Peak-load Pricing zu verbieten, hat. Dabei hat sich herausgestellt, daß das Verbot von Peak-load Pricing wohlfahrtserhöhende Auswirkungen haben und es damit eine sinnvolle Regulierungsmaßnahme darstellen kann.

Modell (Abschnitt)	P_{u1}	P_{d1}	P_1
3.2 Konstante Nachfrage, Wohlfahrtsmaximierung des Netzbetreibers	7.5	4.01	11.51
3.3 Schwankende Nachfrage, Wohlfahrtsmaximierung des Netzbetreibers	12.5	6.84	19.34
3.4 Schwankende Nachfrage, Gewinnmaximierung des Netzbetreibers	12.5	48.11	60.61
3.5 wie 3.4, zusätzlich mit Regulierungsmaßnahme „Nur ein Preis erlaubt“	12.5	36.60	49.10

P_{u2}	P_{d2}	P_2	Q_1	Q_2	Q	CS	Π_u	Π_d	WL
7.5	4.01	11.51	88.49	88.49	176.99	7 831.25	0	-630.96	0
2.5	1.64	4.14	80.66	45.86	126.52	4 304.84	0	- 598.28	0
2.5	24.86	27.39	39.39	22.61	62.01	1 031.63	0	1 588.62	1 086.30
2.5	36.10	39.10	50.90	10.90	39.39	1 354.62	0	1 329.78	1 022.14

Tabelle 4.1: Ergebnisse der Modelle im Überblick

In Tabelle 4.1 sind die Ergebnisse der einzelnen Modelle zusammengefaßt. P_{ui} ist der jeweilige Preis des US-Unternehmens (Stromerzeuger), P_{di} der Preis der DS-Unternehmens (Netzbetreiber) und P_i als die Summe der beiden Preise der Preis, den der Endverbraucher für den Strom am Ort des Verbrauchs bezahlen muß. CS ist die Konsumentenrente, Π_u der Gewinn des US-Unternehmens, Π_d der des DS-Unternehmen und WL der Wohlfahrtsverlust. Die Werte für den Wohlfahrtsverlust WL der beiden Modelle mit gewinnmaximierendem Netzbetreiber ergeben sich aus dem Vergleich mit dem wohlfahrtsmaximierenden Verhalten desselben Unternehmens und sind als wohlfahrtssenkend zu interpretieren – deshalb sind diese Zahlenwerte in rot angegeben. Das erste Modell (mit konstanter Nachfrage) läßt sich nicht direkt mit den anderen drei vergleichen, da hier durch eine höhere Nachfrage bei gleichem Preis größere Mengen verkauft werden und damit auch eine höhere Konsumentenrente CS entsteht.

Maximiert der Monopolist seinen Gewinn (statt der gesellschaftlichen Wohlfahrt, s. Abschnitt 3.4), kann er diesen auf Kosten der Nachfrager (Konsumentenrente) und der Allgemeinheit (Wohlfahrt) stark steigern. Hierin zeigt sich deutlich die Notwendigkeit einer Regulierung. Von der Regulierungsmaßnahme, dem Monopolisten Spitzenlastpreisbildung zu ver-

bieten, profitieren die Nachfrager, deren Rente deutlich zunimmt (um 31%); gleichzeitig gewinnt die Gesellschaft als Ganzes – die Wohlfahrt erhöht sich um 2,4%. Der Gewinn des Netzbetreibers sinkt (um 16%), bleibt aber größer als Null, so daß kein Defizitproblem entsteht. Diese Situation rechtfertigt die Maßnahme, da bei einem Verzicht auf Spitzenlastpreisbildung die gesamte Gesellschaft besser gestellt ist als im Falle unregulierter Preissetzung des Monopolisten. Das in diesem Modell erzielte Ergebnis steht damit im Widerspruch zur herkömmlichen Theorie der Spitzenlastpreisbildung (s. Crew/Fernando/Kleindorfer 1995). Gemäß der Spitzenlasttheorie steigt die Wohlfahrt dadurch, daß die Preise den tatsächlichen Grenzkosten, die je nach Höhe der Nachfrage unterschiedlich ausfallen, angeglichen werden. Uneingeschränkt gilt die genannte Aussage allerdings nur, wenn die Preise de facto den Grenzkosten entsprechen; wie z.B. in dem Fall, in dem der Netzbetreiber den Nutzen der Allgemeinheit als oberstes Ziel hat (also maximiert, vgl. Abschnitt 3.3). Verfolgt der Netzbetreiber hingegen sein privates Interesse der größtmöglichen Gewinnerzielung, sind die Preise so weit von den Grenzkosten des Stromtransports entfernt, daß der Effekt, die Volkswirtschaft durch die Anpassung der Preise an die Kosten besser zu stellen, aufgehoben wird. Eine Aufrechterhaltung der Spitzenlastpreisbildung kann in dieser Situation von Nachteil sein.

Wie in Abschnitt 3.5 dargelegt, hängt das hier ermittelte Ergebnis davon ab, ob der Monopolist trotz des Verbotes verschiedener Preise den Off-Peak-Markt noch versorgt. Ist das Verhältnis zwischen erzieltm Umsatz und dabei entstehenden Kosten zu ungünstig, verzichtet er auf die Bedienung der Off-Peak-Nachfrage, was zu einem deutlichen Rückgang sowohl der Konsumentenrente als auch der Wohlfahrt führt. Deswegen kann das Verbot von Spitzenlastpreisbildung nur dann empfohlen werden, wenn der dargelegte Fall ausgeschlossen werden kann.

Ein weiterer Effekt der Regulierungsmaßnahme ist die Umverteilung der Konsumentenrente von der Off-Peak- in die Peak-Periode. Durch die Preiserhöhung sinkt die Rente der Off-Peak-Nutzer, während die Rente der Peak-Nutzer durch die Preissenkung steigt.

Ein unreguliertes natürliches Monopol wie ein Betreiber von Stromversorgungsnetzen wird, wenn es privatisiert ist, seine Gewinne zu Lasten der gesellschaftlichen Wohlfahrt maximieren. In diesem Fall ist die Maßnahme, dem Netzbetreiber verschiedene Preise zu verbieten, empfehlenswert, wenn sichergestellt ist, daß der Netzbetreiber weiterhin alle Märkte bedient. Das gesellschaftliche Optimum wird nicht erreicht, die negativen Auswirkungen der monopolistischen Preissetzung werden jedoch verringert. Darüber hinaus spricht für die Maßnahme, daß sie aufgrund ihrer Einfachheit sehr leicht umzusetzen und mit sehr geringen Kosten verbunden ist.

Literaturverzeichnis

Baumol, W. J./J. C. Panzar/R. D. Willig (1988) *Contestable Markets And the Theory of Industry Structure*. Revised Edition. New York: Harcourt Brace Jovanovich.

Bergstrom, T./J. K. MacKie-Mason (1991) *Some simple analytics of peak-load pricing*. Rand Journal of Economics 22 (2), 241-249.

Blankart, Ch. B./G. Knieps (1992) *Netzökonomik*. In: Jahrbuch für Neue Politische Ökonomie, Band 11, 73-87.

Boiteux, M. (1960) *Peak-load Pricing*. Journal of Business 33 (2), 157-79. Original published in: Revue Générale de L'Electricité 58 (1949, August).

Borrmann, J./J. Finsinger (1999) *Markt und Regulierung*. München: Vahlen. Schriftenreihe: Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwiss.

Brown, G. Jr./M. B. Johnson (1969) *Public Utility Pricing and Output Under Risk*. American Economic Review 59 (1) (March), 119-129.

Brunekreeft, G. (2000) *Price Capping and Peak-Load-Pricing in Network Industries*. Diskussionsbeiträge des Instituts für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik 73, Universität Freiburg.

Brunekreeft, G. /K. Keller (2003) *Elektrizität: Verhandelter versus regulierter Netzzugang*. In: Knieps, G./G. Brunekreeft (Hrsg.) *Zwischen Regulierung und Wettbewerb – Netzsektoren in Deutschland*. 2. aktualisierte und erweiterte Auflage. Heidelberg: Physica, 131-156.

Brunekreeft, G./K. Neuhoff/D. Newbery (2004) *Electricity Transmission: an Overview of the Current Debate*. University of Cambridge: Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0463. CMI WP 60.

Button, K./T. Weyman-Jones (1993) *X-inefficiency and regulatory regime shift in the UK*. Journal of Evolutionary Economics 3, 269-284.

Chao, H.-P. (1983) *Peak-load Pricing and Capacity Planning with Demand and Supply Uncertainty*. Bell Journal of Economics 14 (1) (Spring), 170-190.

Chao, H.-P./S. Peck (1996) *A Market Mechanism for Electric Power Transmission*. Journal of Regulatory Economics 10 (1), 25-60.

Crew, M. A./P. R. Kleindorfer (1975) *On Off-Peak Pricing: An Alternative Technological Solution*. Kyklos 28 (1), 80-93.

Crew, M. A./P. R. Kleindorfer (1981) *Regulation and Diverse Technology and the Peak Load Problem*. Southern Economic Journal 48 (2) (October), 335-343.

Crew, M. A./C. S. Fernando/P. R. Kleindorfer (1995) *The Theory of Peak-load Pricing: A Survey*. Journal of Regulatory Economics 8, 215-248.

Drasdo, P. et al. (1998) *Konzentration und Wettbewerb in der deutschen Energiewirtschaft*. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln, Bd. 52. München: Oldenbourg.

Erlei, M. (2001) *Organisationsökonomik und vertikale Integration: Wettbewerbspolitische Implikationen*. In: Pies, I./M. Leschke (Hrsg.) Oliver Williamsons Organisationsökonomik. Tübingen: Mohr-Siebeck, 183-217.

Europäisches Parlament und Rat (2003) *Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG*. Amtsblatt der Europäischen Union vom 15.7.2003. http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/legislation/legislation_en.htm (9.3.2006)

Fritsch, M./T. Wein/H.-J. Ewers (2005) *Marktversagen und Wirtschaftspolitik – Mikroökonomische Grundlagen staatlichen Handelns*. 6 Auflage. Vahlen: München.

Growitsch, C./T. Wein (2004) *The Contestable Markets Theory: Efficient Advice for Economic Policy*. In: C. von Hirschhausen/T. Beckers/K. Mitusch (Hrsg.) Trends in infrastructure regulation and financing: international experience and case studies from Germany. Cheltenham: Edward Elgar, 21-42.

Growitsch, Christian/Thomas Wein (2005) *Negotiated Third Party Access – an industrial organisation perspective*. European journal of law and economics 20 (2), S. 165-183.

Haubrich, H.-J. (1996) *Elektrische Energieversorgungssysteme: technische und wirtschaftliche Zusammenhänge*. Skriptum zur Vorlesung "Elektrische Anlagen I" an der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen. - 3. Aufl. - Aachen: Mainz.

Horsley, A./A. J. Wrobel (2001) *Continuity of the Equilibrium Price Density and its Uses in Peak-load Pricing*. Discussion Paper May 2001, No. TE/01/417, London School of Economics and Political Science.

Joskow, P. L./R. Schmalensee (1983) *Markets for Power – An Analysis of Electric Utility Deregulation*. MIT Press: Cambridge (Mass.), London (England).

Kaserman, D./J.W. Mayo (1991) *The Measurement of Vertical Economies and the Efficient Structure of Electric Utility Industry*. Journal of Industrial Economics 39, 493-502.

Kim, P.-R. (1997) *The Effect of Profit Regulations on Combined Two-Part and Peak-Load Pricing*. The Economic Record 73 (222) (September), 238-247.

Kleindorfer, P. R./C. S. Fernando (1993) *Peak-load Pricing and Reliability under Uncertainty*. Journal of Regulatory Economics 5 (1) (March), 5-23.

Knieps, G. (2005) *Wettbewerbsökonomie. Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik*. 2., überarb. Auflage, Berlin, Heidelberg u.a.: Springer.

Ksoll, M. (2003) *Alternative Preistechiken und vertikale Strukturen in der Stromwirtschaft; Eine räumliche Partialanalyse der Liberalisierung*. Dissertation Universität Potsdam 2002. Aachen: Shaker.

Kruse, J. (1997) *Vertikale Integration als Wettbewerbsproblem*, in: Kruse, J./K. Stockmann/L. Vollmer (Hrsg.) *Wettbewerbspolitik im Spannungsfeld nationaler und internationaler Kartellrechtsordnungen*, Baden-Baden: Nomos, 247-270.

Kumkar, L. (2000) *Wettbewerbsorientierte Reformen der Stromwirtschaft – Eine institutionenökonomische Analyse*. Dissertation 1999. Tübingen: Mohr Siebeck.

Kwoka, J. E. (2002) *Vertical economies in electric power: evidence on integration and its alternatives*. International Journal of Industrial Organization 20, 653-671.

Laffont, J.-J./J. Tirole (1993) *A theory of incentives in procurement and regulation*. Cambridge, Mass. [i.e.]: MIT Press.

Lecinq, B. S./M. D. Ilic (1997) *Peak-load pricing for electric power transmission*. MIT, Cambridge, MA; System Sciences, 1997, Proceedings of the Thirtieth Hawaii International Conference on.

Lee, B.-J. (1995) *Separability test for the electricity supply industry*. Journal of applied econometrics 10 (1), 49-60.

Markiewicz, K./N. Rose/C. Wolfram (2004) *Does Competition Reduce Costs? Assessing the Impact of Regulatory Restructuring on U.S. Electric Generation Efficiency*. NBER Working Paper No. 11001, December.

Mirow, B. (1993) *Physik-Formeln / Sekundarstufe II*. 9. Auflage, 32 Abbildungen. Bonn: Dümmlers Verlag.

Mulder, M./V. Shestalova/M. Lijesen (2005) *Vertical separation of the energy-distribution industry - An assessment of several options for unbundling*. Discussion paper No. 84 of the CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis.

Newbery, David M. (1999) *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities*. Cambridge, Mass.: MIT Press.

Oeding, D./B. R. Oswald (2004) *Elektrische Kraftwerke und Netze*. 6. Auflage, Berlin, Heidelberg: Springer.

Perry, M. K. (1989) *Vertical Integration: Determinants and Effects*. In: Handbook of Industrial Organization. Ed. by R. Schmalensee/R. D. Willig. Amsterdam: Elsevier Science Publishers B.V. Vol. I, 183-255.

Pillai, N. V. (2003) *A contribution to Peak-load Pricing: Theory and Application*. Working Paper 346 of the Centre of Development Studies, India.

Rocco, L. (2003) *Pricing of an Endogenous Peak-Load*. Working Paper, Università de Milano Bicocca and ARQADE, Toulouse.

Shepherd, W. G./J. M. Shepherd (2004) *The economics of industrial organization*. 5th edition, New Jersey: Prentice Hall.

Steiner, P. O. (1957) *Peak Loads and Efficient Pricing*. Quarterly Journal of Economics 71 (November), 585-610.

UCTE (2005) *Monthly provisional values – October 2005*. Union for the co-ordination of transmission of electricity. http://www.ucte.org/publications/library/e_default_2005.asp (28.02.06).

Williamson, O. E. (1990) *Die ökonomischen Institutionen des Kapitalismus: Unternehmen, Märkte, Kooperationen*. Tübingen: Mohr.

Working Paper Series in Economics

(see www.uni-lueneburg.de/vwl/papers for a complete list)

- No. 36 *Jens Korunig*: Regulierung des Netzmonopolisten durch Peak-load Pricing?, Dezember 2006
- No.35: *Nils Braakmann*: Die Einführung der fachkundigen Stellungnahme bei der Ich-AG, November 2006
- No.34: *Martin F. Quaas and Stefan Baumgärtner*: Natural vs. financial insurance in the management of public-good ecosystems, October 2006
- No.33: *Stefan Baumgärtner and Martin F. Quaas*: The Private and Public Insurance Value of Conservative Biodiversity Management, October 2006
- No.32: *Ingrid Ott and Christian Papilloud*: Converging institutions. Shaping the relationships between nanotechnologies, economy and society, October 2006
- No.31: *Claus Schnabel and Joachim Wagner*: The persistent decline in unionization in western and eastern Germany, 1980-2004: What can we learn from a decomposition analysis?, October 2006
- No.30: *Ingrid Ott and Susanne Soretz*: Regional growth strategies: fiscal versus institutional governmental policies, September 2006
- No.29: *Christian Growitsch and Heike Wetzel*: Economies of Scope in European Railways: An Efficiency Analysis, July 2006
- No.28: *Thorsten Schank, Claus Schnabel and Joachim Wagner*: Do exporters really pay higher wages? First evidence from German linked employer-employee data, June 2006
[forthcoming in: Journal of International Economics]
- No.27: *Joachim Wagner*: Markteintritte, Marktaustritte und Produktivität
Empirische Befunde zur Dynamik in der Industrie, März 2006
- No.26: *Ingrid Ott and Susanne Soretz*: Governmental activity and private capital investment, March 2006
- No.25: *Joachim Wagner*: International Firm Activities and Innovation:
Evidence from Knowledge Production Functions for German Firms, March 2006
- No.24: *Ingrid Ott und Susanne Soretz*: Nachhaltige Entwicklung durch endogene Umweltwahrnehmung, März 2006
- No.23: *John T. Addison, Claus Schnabel, and Joachim Wagner*: The (Parlous) State of German Unions, February 2006
[erscheint in: Journal of Labor Research]

- No.22: *Joachim Wagner, Thorsten Schank, Claus Schnabel, and John T. Addison: Works Councils, Labor Productivity and Plant Heterogeneity: First Evidence from Quantile Regressions*, February 2006
 [published in: *Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik* 226 (2006), 505 - 518]
- No.21: *Corinna Bunk: Betriebliche Mitbestimmung vier Jahre nach der Reform des BetrVG: Ergebnisse der 2. Befragung der Mitglieder des Arbeitgeberverbandes Lüneburg Nordostniedersachsen*, Februar 2006
- No.20: *Jan Kranich: The Strength of Vertical Linkages*, July 2006
- No.19: *Jan Kranich und Ingrid Ott: Geographische Restrukturierung internationaler Wertschöpfungsketten – Standortentscheidungen von KMU aus regionalökonomischer Perspektive*, Februar 2006
- No.18: *Thomas Wein und Wiebke B. Röber: Handwerksreform 2004 – Rückwirkungen auf das Ausbildungsverhalten Lüneburger Handwerksbetriebe?*, Februar 2006
- No.17: *Wiebke B. Röber und Thomas Wein: Mehr Wettbewerb im Handwerk durch die Handwerksreform?*, Februar 2006
- No.16: *Joachim Wagner: Politikrelevante Folgerungen aus Analysen mit wirtschaftsstatistischen Einzeldaten der Amtlichen Statistik*, Februar 2006
 [publiziert in: *Schmollers Jahrbuch* 126 (2006) 359 - 374]
- No.15: *Joachim Wagner: Firmenalter und Firmenperformance*
 Empirische Befunde zu Unterschieden zwischen jungen und alten Firmen in Deutschland, September 2005
 [publiziert in: *Lutz Bellmann und Joachim Wagner (Hrsg.), Betriebsdemographie (Beiträge zur Arbeitsmarkt- und Berufsforschung, Band 305)*, Nürnberg: IAB der BA, S. 83 - 111]
- No.14: *Joachim Wagner: German Works Councils and Productivity: First Evidence from a Nonparametric Test*, September 2005
 [forthcoming in: *Applied Economics Letters*]
- No.13: *Lena Koller, Claus Schnabel und Joachim Wagner: Arbeitsrechtliche Schwellenwerte und betriebliche Arbeitsplatzdynamik: Eine empirische Untersuchung am Beispiel des Schwerbehindertengesetzes*, August 2005
 [publiziert in: *Zeitschrift für ArbeitsmarktForschung/ Journal for Labour Market Research* 39 (2006), 181 - 199]
- No.12: *Claus Schnabel and Joachim Wagner: Who are the workers who never joined a union? Empirical evidence from Germany*, July 2005
 [published in: *Industrielle Beziehungen/ The German Journal of Industrial Relations* 13 (2006), 118 - 131]
- No.11: *Joachim Wagner: Exporte und Produktivität in mittelständischen Betrieben*

Befunde aus der niedersächsischen Industrie (1995 – 2004), June 2005

[publiziert in: Niedersächsisches Landesamt für Statistik, Statistische Berichte Niedersachsen, Sonderausgabe: Tagung der NLS am 9. März 2006, Globalisierung und regionale Wirtschaftsentwicklung - Datenlage und Datenbedarf in Niedersachsen. Hannover, Niedersächsisches Landesamt für Statistik, Juli 2006, S. 18 – 29]

- No.10: *Joachim Wagner*: Der Noth gehorchend, nicht dem eignen Trieb.
Nascent Necessity and Opportunity Entrepreneurs in Germany.
Evidence from the Regional Entrepreneurship Monitor (REM), May 2005
[published in: RWI: Mitteilungen. Quarterly 54/ 55 (2003/04), 287 - 303
{published June 2006}]
- No. 9: *Gabriel Desgranges and Maik Heinemann*: Strongly Rational Expectations Equilibria with Endogenous Acquisition of Information, March 2005
- No. 8: *Joachim Wagner*: Exports, Foreign Direct Investment, and Productivity: Evidence from German Firm Level Data, March 2005
[published in: Applied Economics Letters 13 (2006), 347-349]
- No. 7: *Thomas Wein*: Associations' Agreement and the Interest of the Network Suppliers – The Strategic Use of Structural Features, March 2005
- No. 6: *Christiane Clemens and Maik Heinemann*: On the Effects of Redistribution on Growth and Entrepreneurial Risk-Taking, March 2005
- No. 5: *Christiane Clemens and Maik Heinemann*: Endogenous Redistributive Cycles – An overlapping Generations Approach to Social Conflict and Cyclical Growth, March 2005
- No. 4: *Joachim Wagner*: Exports and Productivity: A Survey of the Evidence from Firm Level Data, March 2005
[forthcoming in: The World Economy]
- No. 3: *Thomas Wein and Reimund Schwarze*: Is the Market Classification of Risk Always Efficient? - Evidence from German Third Party Motor Insurance, March 2005
- No. 2: *Ingrid Ott and Stephen J. Turnovsky*: Excludable and Non-Excludable Public Inputs: Consequences for Economic Growth, June 2005 (Revised version)
(also published as CESifo Working Paper 1423)
- No. 1: *Joachim Wagner*: Nascent and Infant Entrepreneurs in Germany.
Evidence from the Regional Entrepreneurship Monitor (REM), March 2005
[published in: Simon C. Parker (Ed.), The Life Cycle of Entrepreneurial Ventures
(International Handbook Series on Entrepreneurship, Volume 3), New York etc.: Springer, 2006, 15 - 37]

Universität Lüneburg

Institut für Volkswirtschaftslehre

Postfach 2440

D-21314 Lüneburg

Tel: ++49 4131 677 2321

email: brodt@uni-lueneburg.de

www.uni-lueneburg.de/vwl/papers