

Schriftenreihe des  
Rheinisch-Westfälischen Instituts  
für Wirtschaftsforschung  
Neue Folge Heft 57

# Die Tarifierung elektrischer Energie

Eine kritische Analyse aus ökonomischer Sicht

Von

Thomas Werbeck



Duncker & Humblot · Berlin

# Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung

Vorstand: Prof. Dr. Paul Klemmer (Präsident),  
Priv.-Doz. Dr. Ullrich Heilemann (Vizepräsident)

Verwaltungsrat: Dr. Theodor Pieper (Vorsitzender); Dr. Erich Coenen, Prof. Dr. Dr.h.c. Reimut Jochimsen, Christa Thoben (stellv. Vorsitzende); Dr. Walter Aden, Dr. Holger Berndt, Manfred Bodin, Kurt Busch, Prof. Dr. Johann Eekhoff, Reinhard Fiege, Heinrich Frommknecht, Prof. Dr. Harald B. Giesel, Dr. Friedhelm Gieske, Prof. Dr. Jürgen Gramke, Peter Hohlfeld, Ulrich Hombrecher, Hartmut Krebs, Joachim Kreplin, Gerd Müller, Dr. Henning Osthues-Albrecht, Hans-Jürgen Reitzig, Klaus Schloesser, Franz Schlüter, Friedrich Späth, Wolfgang Steller, Dr. Werner Thoma, Dr. Ruprecht Vondran, Dr. Wessel de Weldige-Cremer, Dr. Axel Wiesener

---

## Schriftenreihe des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung Neue Folge Heft 57

Schriftleitung: Prof. Dr. Paul Klemmer  
Redaktionelle Bearbeitung: Joachim Schmidt

**THOMAS WERBECK**

**Die Tarifierung elektrischer Energie**

**SCHRIFTENREIHE DES RHEINISCH-WESTFÄLISCHEN  
INSTITUTS FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG ESSEN**

**NEUE FOLGE HEFT 57**

# Die Tarifierung elektrischer Energie

Eine kritische Analyse aus ökonomischer Sicht

Von

Thomas Werbeck



Duncker & Humblot · Berlin

Die Deutsche Bibliothek – CIP-Einheitsaufnahme

**Werbeck, Thomas:**

Die Tarifierung elektrischer Energie : eine kritische Analyse aus ökonomischer Sicht / von Thomas Werbeck. – Berlin : Duncker und Humblot, 1995

(Schriftenreihe des Rheinisch-Westfälischen Instituts für  
Wirtschaftsforschung Essen ; N. F., H. 57)

ISBN 3-428-08291-5

NE: Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung  
(Essen): Schriftenreihe des Rheinisch-Westfälischen . . .

Alle Rechte vorbehalten

© 1995 Duncker & Humblot GmbH, Berlin

Fotoprint: Berliner Buchdruckerei Union GmbH, Berlin

Printed in Germany

ISSN 0720-7212

ISBN 3-428-08291-5

Gedruckt auf alterungsbeständigem (säurefreiem) Papier  
gemäß der ANSI-Norm für Bibliotheken

## Vorwort

Die Preisstellung im Bereich der elektrischen Energie ist ein seit langer Zeit unter verschiedenen Blickwinkeln diskutiertes Thema. Versuchte man in der Frühzeit der Nutzung des elektrischen Stroms den Verbrauch durch entsprechende Tarife zu fördern und Marktanteile von anderen Energieträgern zu erlangen, so ist spätestens seit Beginn der siebziger Jahre eine Umkehr zu beobachten, die den Aspekten Ressourcenschöpfung und Energieeinsparung stärker Rechnung trägt. Die bisherige Tarifierungspraxis der Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist unter diesem Blickwinkel in die Kritik geraten, was letztlich zu der Novellierung der Bundestarifordnung Elektrizität im Jahre 1989 geführt hat.

Eine ökonomische Analyse der in jenen Jahren und der nachfolgenden Zeit diskutierten Gestaltungsformen und der inzwischen eingesetzten Tarife erfordert es, den Markt für elektrische Energie sowohl unter produktions- bzw. kostentheoretischem Blickwinkel als auch unter strukturellen, die praktizierte Regulierung berücksichtigenden Gesichtspunkten zu analysieren, die von den Handlungsträgern verfolgten bzw. aus Effizienzsicht zu verfolgenden Zielen zu hinterfragen und die grundsätzlich möglichen Formen einer Tarifierung elektrischer Energie darzustellen und hinsichtlich ihrer Zieladäquanz zu untersuchen.

In der deutschsprachigen Literatur finden sich bisher zumeist entweder energiewirtschaftlich ausgerichtete Beiträge, die ökonomischen Konzepte nur bedingt Aufmerksamkeit schenken, oder eher wirtschaftstheoretische Ansätze, die die Besonderheiten und Komplexitäten bei der Erzeugung elektrischer Energie nur rudimentär würdigen. Insbesondere die in einem wohlfahrtstheoretischen Ansatz als optimal einzuschätzenden zeitabhängigen Tarife sind stärker im amerikanischen Raum diskutiert worden. Mit der vorliegenden Arbeit wird der umschriebene Problemkreis umfassend aus ökonomischem Blickwinkel beleuchtet, wobei ein Schwerpunkt bei der wohlfahrtstheoretischen Analyse der traditionell verwendeten zweiteiligen Tarife und der der Grenzkostenpreisregel entsprechenden zeitabhängigen Tarife liegt. Als Ergebnis kann man festhalten, daß zum einen eine allokativtheoretische Dominanz zeitabhängiger Tarife besteht und zum anderen die mit der Novellierung der Bundestarifordnung Elektrizität verfolgten Ziele durch die neu konzipierten Tarife der Versorgungsunternehmen nur zum Teil erreicht werden.

Essen, Oktober 1994

Rheinisch-Westfälisches Institut  
für Wirtschaftsforschung

Paul Klemmer



## Inhaltsverzeichnis

<b>Problemstellung und Gang der Untersuchung</b>	<b>13</b>
--	-----------

### Erstes Kapitel

<b>Der Markt für elektrische Energie</b>	<b>16</b>
--	-----------

1. Physikalische und ökonomische Aspekte der elektrischen Energie	16
2. Die Nachfrage nach Strom . . . . .	21
2.1. Anwendungsbezogene und zeitliche Nachfragestruktur . . . . .	21
2.2. Allgemeines Modell der Stromnachfrage . . . . .	25
3. Das Angebot an Strom . . . . .	26
3.1. Anbieterstruktur und rechtliche Rahmenbedingungen in der Elektrizitätsversorgung . . . . .	26
3.2. Die Kosten der Elektrizitätsversorgung . . . . .	32
3.2.1. Möglichkeiten der Kostenstrukturierung . . . . .	32
3.2.2. Kostenarten in den einzelnen Bereichen der Stromversorgung . . . . .	34
3.2.3. Analyse der Stromerzeugungskosten . . . . .	36
3.2.3.1. Zeitlicher Einsatz der Kraftwerke und optimaler Kraftwerkspark . . . . .	36
3.2.3.2. Grenzkosten der Stromerzeugung . . . . .	40

### Zweites Kapitel

<b>Ziele bei der Formulierung von Stromtarifen</b>	<b>47</b>
--	-----------

1. Monopolregulierung und Identifizierung der relevanten Ziele . . . . .	47
2. Allokationstheoretische Ziele . . . . .	48
2.1. Wohlfahrtstheoretische Grundlagen . . . . .	48
2.2. Pareto-Optimum versus sozialer Überschuß als Kriterien für eine optimale Allokation . . . . .	49
2.3. Einwände gegen die Grenzkostenpreisregel . . . . .	57
2.3.1. Die Problematik des „second best“ . . . . .	57
2.3.2. Preissetzung bei zunehmenden Skalenerträgen . . . . .	58

3.	Ziele energiepolitisch relevanter Institutionen . . . . .	63
3.1.	Ziele der Energienpolitik . . . . .	63
3.2.	Ziele der Energiewirtschaft . . . . .	69
3.3.	Ziele von Umweltschutzverbänden . . . . .	70
4.	Zwischenergebnis . . . . .	72

## Drittes Kapitel

	<b>Theorie der Stromtarifgestaltung</b>	73
1.	Ansatzpunkte einer Darstellung alternativer Tarifierungsmöglichkeiten . . . . .	73
2.	Systematisierung von Stromtarifen . . . . .	74
2.1.	Bestandteile von Tarifen . . . . .	74
2.1.1.	Grundpreise . . . . .	74
2.1.2.	Grenzpreise . . . . .	75
2.1.2.1.	Begriffsklärung . . . . .	75
2.1.2.2.	Differenzierung nach der Menge . . . . .	76
2.1.2.3.	Differenzierung nach der Zeit . . . . .	78
2.2.	Typische Erscheinungsformen von Stromtarifen . . . . .	80
2.2.1.	Kombinationen von Tarifelementen . . . . .	80
2.2.2.	Alternative Aufteilungen der gemeinsamen Kosten . . . . .	85
2.3.	Einheitliche Preissetzung versus Preisdifferenzierung . . . . .	87
2.3.1.	Begriff, Arten und Erscheinungsformen der Preisdifferenzierung . . . . .	87
2.3.2.	Probleme der Identifizierung realer Preisdifferenzierungen . . . . .	92
2.3.3.	Preisdifferenzierung im Bereich der Stromversorgung . . . . .	95
2.3.3.1.	Anknüpfungspunkte der Diagnose von Preisdifferenzierungen . . . . .	95
2.3.3.2.	Intertemporale Preisdifferenzierung . . . . .	95
2.3.3.3.	Preisdifferenzierung durch Anwendung nichtlinearer Tarife . . . . .	97
2.3.3.4.	Preisdifferenzierung zwischen den Bedarfsarten . . . . .	98
3.	Zieladäquanz der Grundmodelle . . . . .	99
3.1.	Wohlfahrsttheoretische Beurteilung . . . . .	99
3.1.1.	Aspekte einer Beurteilung der allokativen Auswirkungen unterschiedlicher Tarifmodelle . . . . .	99
3.1.2.	Potentielle und tatsächliche Marktversorgung . . . . .	100
3.1.3.	Gleiche Preise für alle Abnehmer oder Anwendung von Strategien der Preisdifferenzierung? . . . . .	113
3.1.4.	Exkurs: Verteilungswirkungen der Grundmodelle . . . . .	117
3.2.	Zur Kostenorientierung . . . . .	119
3.2.1.	Ansatzpunkte einer Analyse der Kostenorientierung existierender Tarifmodelle . . . . .	119

3.2.2.	Zur Kostenorientierung zweiteiliger Stromtarife . . . . .	120
3.2.2.1.	Traditionelle Begründungen zweiteiliger Tarifstrukturen . . . . .	120
3.2.2.2.	Kritische Stimmen zum zweiteiligen Tarif . . . . .	125
3.2.2.3.	Ökonomische Ansätze zur Ausgestaltung des Grundpreises . . . . .	126
3.2.3.	Kostenorientierte Tarife für unterschiedliche Abnehmergruppen? .	131
3.2.3.1.	Begründung der Tarifdifferenzierung . . . . .	131
3.2.3.2.	Kritische Würdigung . . . . .	132
3.3.	Zwischenergebnis . . . . .	134
4.	Zeitabhängige Tarife als Lösung des Problems effizienter Preisbildung bei Spitzenlastphänomenen . . . . .	136
4.1.	Entwicklung der theoretischen Diskussion . . . . .	136
4.1.1.	Problembeschreibung und frühe Lösungsansätze . . . . .	136
4.1.2.	Die klassischen Beiträge zur Spitzenlastpreisbildung . . . . .	138
4.2.	Argumente zur Anwendung zeitabhängiger Tarife . . . . .	149
4.3.	Spitzenlastpreisbildung bei zeitlich interdependent Periodennachfrage . . . . .	156

## Viertes Kapitel

### **Tarifmodelle nach der Novellierung der Bundestarifordnung Elektrizität**

1.	Auswahl und Beschreibung der analysierten Tarife . . . . .	165
1.1.	Überblick über die Bestimmungen der BTO Elt . . . . .	165
1.1.1.	Notwendigkeiten einer Neuformulierung der BTO Elt . . . . .	165
1.1.2.	Ausgestaltungsmöglichkeiten der Tarife nach der BTO Elt . . . . .	167
1.2.	Der 96h-Tarif der VDEW . . . . .	170
1.2.1.	Tarifbeschreibung . . . . .	170
1.2.2.	Auswirkungen auf die Inanspruchnahme von Arbeit und Leistung	172
1.2.3.	Ergebnis . . . . .	178
1.3.	Das Saarbrücker Modell zeitvariabler linearer Stromtarife . . . . .	179
1.3.1.	Tarifbeschreibung und Ergebnisse des Modellversuchs . . . . .	179
1.3.2.	Bedeutung für die weitere Verbreitung zeitabhängiger Tarife . . . . .	184
1.3.3.	Exkurs: Zeitabhängige Stromtarife im Ausland . . . . .	185
2.	Mögliche Modifikationen der vorliegenden Tarifmodelle im Licht der theoretischen Analyse . . . . .	187

## Fünftes Kapitel

### **Abschließende Bemerkungen**

### **Literaturverzeichnis**

## **Verzeichnis der Tabellen**

<b>Tabelle</b>	<b>1: Arten der Preisdifferenzierung . . . . .</b>	<b>91</b>
<b>Tabelle</b>	<b>2: Optimale Preise bei kurzfristiger Betrachtung . . . . .</b>	<b>160</b>
<b>Tabelle</b>	<b>3: Zusammenhang zwischen Benutzungsgrad und Jahresausnutzung . . . . .</b>	<b>176</b>

## **Verzeichnis der Übersichten**

<b>Übersicht</b>	<b>1: Struktur der Elektrizitätswirtschaft . . . . .</b>	<b>28</b>
<b>Übersicht</b>	<b>2: Ausgestaltungsmöglichkeiten der Grenzpreise . . . . .</b>	<b>80</b>

## Verzeichnis der Schaubilder

Schaubild 1: Lastgänge . . . . .	23
Schaubild 2: Kosten pro kW Leistung bei zunehmendem zeitlichen Einsatz der unterschiedlichen Kraftwerksarten . . . . .	38
Schaubild 3: Geordnete Tageslastganglinie . . . . .	39
Schaubild 4: Geordnete Lastganglinie bei vollausgelasteten Kapazitäten . .	42
Schaubild 5: Grenzkostenverlauf in Abhängigkeit von der Leistungsnachfrage . . . . .	45
Schaubild 6: Konsumenten- und Produzentenrente im Preis-Mengen-Dia- gramm . . . . .	53
Schaubild 7: Konsumentenrente, kompensierende und äquivalente Variation	54
Schaubild 8: Grenz- und totale Durchschnittskostenverläufe bei subadditiver Kostenfunktion . . . . .	59
Schaubild 9: Ausgabenfunktion bei traditioneller linearer Preisstellung . . .	76
Schaubild 10: Diskontinuierliche Ausgabenfunktion im Falle eines üblichen Blocktarifs . . . . .	77
Schaubild 11: Ableitung zeitabhängiger Tarife . . . . .	79
Schaubild 12: Zweiteiliger Tarif . . . . .	82
Schaubild 13: Blocktarif mit Grundpreis . . . . .	83
Schaubild 14: Ausgabenfunktion, Grenz- und Durchschnittspreise bei Men- genrabatten . . . . .	84
Schaubild 15: Preisdifferenzierung bei vorgegebener Marktteilung . . . . .	90
Schaubild 16: Wirkung eines Blocktarifs auf den Verlauf der Nachfragekurve	105
Schaubild 17: Nutzenmaximierung bei Blocktarifen . . . . .	106
Schaubild 18: Verlauf der individuellen Nachfragefunktion bei Blocktarifen .	107
Schaubild 19: Ausbeutungsposition bei einem Mengenrabatt . . . . .	110
Schaubild 20: Optimaler individueller Mengenrabatt bei positiver Nachfrage- menge in der ersten Absatzschicht . . . . .	111
Schaubild 21: Wohlfahrtsmaximale und gewinnmaximale kontinuierliche Preisstruktur . . . . .	116

Schaubild 22: Auswirkungen einer Verbrauchserhöhung auf die Lastganglinie . . . . .	122
Schaubild 23: Optimale Preissetzung im „Shifting Peak“-Fall . . . . .	141
Schaubild 24: Einfluß der Spitzenlastpreisbildung auf die Höhe der Erzeugungskapazität . . . . .	151
Schaubild 25: Kostendeckung bei Spitzenlastpreisen . . . . .	163
Schaubild 26: Verbrauchsmuster zur gegenläufigen Entwicklung von Benutzungsgrad und Jahresausnutzung . . . . .	175

*... the vast literature on electricity tariffs shows so many different views that it would be difficult to be original in proposing tariff changes ...*

Hendrik S. Houthakker<sup>1</sup>

## Problemstellung und Gang der Untersuchung

Die Frage der Preissetzung von elektrischer Energie ist seit der Einführung dieser Energieform zum Ende des 19. Jahrhunderts eine regelmäßig und kontrovers diskutierte Angelegenheit<sup>2</sup>. Ausschlaggebend dafür dürfte einerseits die universelle und viele technische Entwicklungen erst ermöglichte, aber auch hinsichtlich der Belastung der Umwelt nicht geringe Bedeutung des Gutes „Elektrizität“ sein, andererseits die Existenz schwer zu analysierender technischer Zusammenhänge der Erzeugung und der Distribution von elektrischem Strom, die zu Schwierigkeiten der Kostenanalyse und damit der Gestaltung einer an konkreten Zielen ausgerichteten Preisstruktur führen. Nicht zuletzt sind es derzeit die recht deutlichen Interessengegensätze zwischen den Vertretern der Stromversorgungswirtschaft und Umweltschutzverbänden und den die jeweiligen Positionen unterstützenden politischen Parteien, die zu der in der Bundesrepublik Deutschland seit knapp zwanzig Jahren andauernden Diskussion um die „richtige“ Gestaltung der Stromtarife geführt haben<sup>3</sup>.

Dahinter steht letztlich das Problem, eine nachhaltige Sicherung der Energieversorgung der deutschen Wirtschaft – wie auch der Weltwirtschaft – zu erreichen. Ange-sichts der Tatsache, daß Elektrizität momentan überwiegend aus nicht regenerierbaren Primärenergien gewonnen wird – wobei für die Frage des aufrechterhaltbaren Niveaus nicht die Ressourcenbestände, sondern eher die Absorptionsfähigkeiten der Umweltmedien entscheidend sind –, ist es sinnvoll, diesen Sachverhalt nicht nur durch Maßnahmen einer Erhöhung der Effizienz der Energienutzung und durch Weiterentwicklung der Einsatzmöglichkeiten regenerativer Energiequellen zu berücksichtigen<sup>4</sup>, sondern daneben durch eine Tarifierung, die auch Aspekte der Umwelteinwirkung der Energienutzung berücksichtigt. Damit soll nicht einer einseitigen Ausrichtung der Strompreise auf Behinderung des Elektrizitätseinsatzes das Wort geredet

---

1 H.S. Houthakker, Electricity Tariffs in Theory and Practice. „Economic Journal“, Oxford, vol. 61 (1951), S. 1 (Kursivsetzung durch den Verfasser).

2 Zu einem kurzen historischen Überblick über die Problematik der Bestimmung von Stromtarifen vgl. R.G. Uhler, Electric-Utility Pricing Issues: Old and New. In: A.L. Danielsen and D.R. Kamerschen (Eds.), Current Issues in Public-Utility Economics. Lexington, MA, 1983, S. 77ff.

3 Vgl. P. Röder, Zielkonflikte bei der Preisbildung in der Elektrizitätsversorgung. Baden-Baden 1991, S. 34f.

4 Vgl. hierzu D.H. Meadows, D.L. Meadows und J. Randers, Die neuen Grenzen des Wachstums. Die Lage der Menschheit. Bedrohung und Zukunftschancen. 3. Auflage, Stuttgart 1992, S. 94ff.

werden („politischer Strompreis“), aber es sollte bei einer ökonomischen Analyse der Stromtarife das hier gegebene Knappheitsproblem beachtet werden<sup>5</sup>.

Gegenstand der vorliegenden Arbeit ist die Untersuchung der wirtschaftstheoretischen Grundlagen einer Preissetzung für elektrische Energie. Dabei geht es einerseits um die Analyse der kostentheoretischen Basis der Energieerzeugung, andererseits um die haushalts- bzw. preistheoretische Betrachtung alternativer Formen von Stromtarifen. Diese Grundlagen werden dazu benutzt, eine Antwort auf die Frage zu finden, wie eine an bestimmten Zielen ausgerichtete Tarifierung von elektrischer Energie gestaltet sein sollte bzw. konkret, ob man einer der momentan praktizierten Grundarten der Tarifierung von elektrischem Strom Vorrang vor anderen einräumen sollte, wobei insbesondere die traditionellen und von der Versorgungswirtschaft heftig gegenüber Kritikern verteidigten Methoden neueren Ansätzen gegenübergestellt werden.

Um hierzu Aussagen machen zu können, müssen zunächst die Bedingungen untersucht werden, unter denen sich die Nachfrage nach und das Angebot an elektrischem Strom entfalten, und die zugrunde gelegten Zielgrößen expliziert werden, was in den ersten beiden Kapiteln der Arbeit geschieht. Besonderes Gewicht wird hier auf die Analyse der langfristigen Grenzkosten der Stromversorgung gelegt, da diesem Konzept sowohl unter wohlfahrtstheoretischen wie auch unter erwerbswirtschaftlichen Aspekten eine herausragende Bedeutung zufällt.

Im dritten Kapitel werden die grundsätzlichen Möglichkeiten der Tarifierung elektrischer Energie und ihre typischen Ausgestaltungen dargestellt und in ihrer Wirkung auf die Zielgrößen untersucht. Hierzu werden sowohl auf der Ebene eines individuellen Konsumenten als auch auf der des gesamten Marktes unter Zugrundelegung eines Nutzenmaximierungskalküls die Nachfragewirkungen und im weiteren – zusammen mit den Produktionscharakteristika eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens – die Mengeneffekte alternativer Tarifierungsarten untersucht. Die Analyse bleibt dabei auf Haushalte beschränkt; die in der Realität darüber hinaus zum Bereich der Tarifabnehmer gehörenden gewerblichen und landwirtschaftlichen Betriebe werden bezüglich der Nachfrageanalyse also ausgeklammert.

Schließlich werden im vierten Kapitel die mittels der theoretischen Analyse gewonnenen Erkenntnisse auf einen Teilbereich der aktuellen Stromtarife in der Bundesrepublik angewandt, um so in der Welt verschiedenster Tarifmodelle den Versuch einer ersten Einschätzung dieser oftmals neuen Preisstrukturen durchzuführen.

Das Untersuchungsobjekt dieser Arbeit ist nicht das Niveau der Strompreise, sondern deren Struktur. Es kommt also nicht auf die Praxis der Genehmigung von Stromtarifen durch die Aufsichtsbehörden an, sondern auf die Grundsätze, nach denen die Stromta-

5 Möglichkeiten zur Verbraucherbeeinflussung mit dem Ziel der Reduzierung des Energieverbrauchs sind zahlreich. Neben der Aktionsgröße Strompreis wären z.B. auch Anzeigenkampagnen o.ä. zu erwähnen, wobei Anzeigen zum Stromsparen nicht nur durch öffentliche Stellen, sondern auch von Stromversorgern geschaltet werden könnten, da unter gewissen Annahmen dadurch eine Gewinnerhöhung eintreten könnte; vgl. D.L. Kaserman and J.W. Mayo, Advertising and the Residential Demand for Electricity, „Journal of Business“, Chicago, IL, vol. 58 (1985), S. 399ff.

rife gebildet werden sollten und die beispielsweise in der Bundesrepublik in der Bundesstarifordnung Elektrizität (BTO Elt) niedergeschrieben sind<sup>6</sup>. Insofern gehört diese Untersuchung in die Rubrik „Ökonomie öffentlicher Unternehmungen“ und nicht in den Bereich „Regulierung privater Unternehmungen“, obwohl die hier tätigen Unternehmen zu einem großen Teil privatwirtschaftlich organisiert sind.

Ein Tarif soll in Anlehnung an Diederich als Preisverzeichnis verstanden werden, welches Preisforderungen enthält, die „ohne Verhandlungen mit den Nachfragern vom anbietenden Betrieb gesetzt werden und die zumeist für einen längeren Zeitabschnitt gelten“<sup>7</sup>. Die Bestandteile des Tarifs – z.B. mengenunabhängige Grundpreise bzw. mengenabhängige Grenzpreise, die einzeln oder kombiniert angewendet werden – sind die einzelnen Preisforderungen; sie beziehen sich auf die jeweiligen Leistungen des Elektrizitätsversorgungsunternehmens (EVU).

Die theoretische Analyse umfaßt grundsätzlich den Gesamtbereich der Stromtarife. Soweit allerdings die institutionellen Gegebenheiten in der Bundesrepublik betrachtet werden, fallen lediglich die sog. „Allgemeinen Tarife“<sup>8</sup> in den Kreis der untersuchten Regelungen, da die Preisvereinbarungen zwischen großen industriellen Abnehmern – den sog. Sonderabnehmern – und den EVU keinen rechtlichen Einschränkungen unterliegen. Damit sollte aber keine eingeschränkte Relevanz dieses Untersuchungsobjekts unterstellt werden, da mehr als 98 vH der EVU-Kunden von diesen allgemeinen Tarifen betroffen sind<sup>10</sup>.

---

6 Hierbei stellt sich direkt das Problem, daß solche Grundsätze die Flexibilität der betrieblichen Entscheidungen nicht unbillig behindern sollten, will man nicht die Entwicklung neuer Ideen und technischer Konzepte erschweren, vgl. hierzu W.J. Baumol [I], Rate Making: Incremental Costing and Equity Considerations. In: H.M. Trebing (Ed.) [I], Essays on Public Utility Pricing and Regulation. East Lansing, MI, 1971, S. 138.

7 Vgl. D. Bös [I], Public Enterprise Economics. Amsterdam u.a. 1986, S. 15.

8 H. Diederich, Preisforderungen in Form von Tarifen. „Zeitschrift für Betriebswirtschaft“, Wiesbaden, Jg. 39 (1969), S. 142.

9 Der Begriff „Tarif“ wird im folgenden synonym mit dieser rechtlich klassifizierten Teilmenge der Stromtarife in der Bundesrepublik verwendet.

10 Allerdings nur ca. 40 vH der gesamten Stromabgabe; vgl. zu diesen Zahlen für das Jahr 1989 L. Strauß, Reform der Stromtarife. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt, Jg. 88 (1989), S. 1054.

## Erstes Kapitel

### Der Markt für elektrische Energie

#### 1. Physikalische und ökonomische Aspekte der elektrischen Energie

Energie ist ein unverzichtbarer Bestandteil fast aller Bereiche von Produktion und Konsumtion. In der Physik wird Energie als Arbeitsvermögen umschrieben<sup>1</sup>; als Ergebnis des Einsatzes dieser gespeicherten Arbeit wird die Erzeugung von Wärme und Licht, die Bewegung von Materie und die Ermöglichung bestimmter chemischer Reaktionen angestrebt. Solche Formen von Energie, die direkt an bestimmte Bedürfnisse von Konsumenten oder Produzenten anknüpfen, werden „Nutzenergie“ genannt<sup>2</sup>. Die in der Natur vorkommenden Erscheinungsformen von Energie (Primärenergie) sind allerdings nur in manchen Fällen zur unmittelbaren Nutzung geeignet<sup>3</sup>. Die meisten Primärenergieträger müssen zu ihrer Nutzung umgewandelt werden, wodurch eine Sekundärenergieform entsteht. Die elektrische Energie ist eine universell einsetzbare und in sämtliche Formen von Nutzenergie umwandelbare Sekundärenergie<sup>4</sup>, woraus sich wohl auch der im Laufe der Jahrzehnte gestiegene Einsatz von Strom sowohl im Haushalts- wie auch im Unternehmensbereich erklärt.

Die durch den elektrischen Strom ausgeführte Arbeit [W] wird mittels elektrischer Ladungen hervorgerufen, die bei Anlegung einer Spannung durch einen elektrischen Leiter fließen. Die Arbeit hängt somit von der Spannung [U], der Menge an elektrischen Ladungen [Q], die pro Zeiteinheit [t] transportiert werden (d.h. der Stromstärke [I])<sup>5</sup> und der Zeit, in der der Strom fließt, ab und errechnet sich als

$$(1) \quad W = U \cdot \frac{Q}{t} \cdot t = U \cdot I \cdot t.$$

---

1 Vgl. A. Däschler, Elektrotechnik. Nachdruck der 13. Auflage, Aarau 1980, S. 56.

2 Vgl. H. Gröner [I], Elektrizitätsversorgung. In: P. Oberender (Hrsg.), Marktstruktur und Wettbewerb in der Bundesrepublik Deutschland. München 1984, S. 89.

3 Z. B. Wärmeenergie aus Sonnenstrahlung oder die Energie fließenden Wassers bei Mühlen.

4 Vgl. G. Hosemann, Leistungsbezogene Stromtarife – zeitgemäß und gerecht. Studie zur angemessenen Gestaltung der Elektrizitätstarife. Erlangen 1990, S. 9ff., der auch die besondere Eigenschaft des stofflosen Leistungstransports anspricht. Elektrische Energie ist in wenigen Fällen auch direkt in der Natur vorzufinden, z.B. bei einigen Fischen.

5 Vgl. G. Hagmann, Grundlagen der Elektrotechnik. 3. Auflage, Wiesbaden 1990, S. 9.

Neben der elektrischen Arbeit ist aber insbesondere die damit verbundene elektrische Leistung [P] von Belang, da diese Größe die pro Zeiteinheit maximal zu verrichtende Arbeit angibt. Allgemein bestimmt sich somit die Leistung als

$$(2) \quad P = \frac{W}{t}.$$

Somit erhält man für den Fall der elektrischen Leistung die Beziehung

$$(3) \quad P = U \cdot I.$$

Die Einheit der elektrischen Leistung ist das Watt (W), welches sich gemäß Gleichung (3) aus dem Produkt von Spannung (gemessen in Volt) und Stromstärke (gemessen in Ampere) ergibt<sup>6</sup>; die Einheit der elektrischen Arbeit ist die Wattsekunde (Ws), an deren Stelle aus Gründen der Praktikabilität allerdings die Einheit Kilowattstunde (kWh) getreten ist.

Eines der Kriterien, nach denen elektrischer Strom unterschieden werden kann, betrifft die Dichotomie Wechselstrom/Gleichstrom<sup>7</sup>. Für die öffentliche Versorgung mit elektrischer Energie ist der Wechselstrom ohne Zweifel die wichtigere Art. Der Grund liegt darin, daß eine Transformation von Wechselstrom zwischen den Ebenen Hoch-, Mittel- und Niederspannung problemlos und nahezu ohne Verluste möglich ist<sup>8</sup>. Diese Eigenschaft ermöglicht die Fortleitung elektrischen Stromes über weite Entfernungen, wodurch eine weiträumige Trennung von Erzeugung und Verbrauch von elektrischer Energie praktikabel wird.

Unter ökonomischen Gesichtspunkten sieht sich die Stromwirtschaft – so die übereinstimmende Feststellung in der Literatur<sup>9</sup> – einer Reihe von Besonderheiten gegenüber, die entweder dem Grunde oder der Bedeutung nach in der folgenden Kombination in anderen Branchen nicht angetroffen werden. Die beiden wichtigsten Eigenschaften bei der Versorgung mit elektrischer Energie sind

- Strom ist eine leitungsgebundene Sekundärenergie (ähnlich wie Gas und Fernwärme); zu seiner großflächigen Nutzung sind Netzsysteme erforderlich, um

---

6 Im weiteren Verlauf wird als Symbol für die Leistung ein L verwendet, um es von dem Symbol für den Preis p abzugrenzen.

7 Daneben findet man Unterscheidungen nach der angelegten Spannung und nach der Stärke des fließenden Stromes; vgl. A. Däschler, S. 18f. Erläuterungen zu den Besonderheiten der Bestimmung von Arbeit und Leistung bei Wechselstrom finden sich bei A. Däschler, S. 189ff. und S. 208ff.

8 Vgl. A. Däschler, S. 19.

9 Vgl. U. Jönck, Die Nachfrage nach Elektrizität in der Bundesrepublik Deutschland. Dissertation, Bonn 1963, S. 20f.; W. Mönig, Determinanten des Elektrizitätsangebots und volkswirtschaftliche Kriterien zu seiner Beurteilung. (Schriftenreihe des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln, Band 18.) München 1975, S. 27; H. Grüner [II], Die Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Baden-Baden 1975, S. 24; W. Mackenthun und A. Mareske, Elektrizitätsversorgung. In: G. Bischoff und W. Goch (Hrsg.), Energietaschenbuch. 2. Auflage, Braunschweig und Wiesbaden 1984, S. 313, und N. Eickhof [I], Versorgungswirtschaft und Wettbewerbsordnung. „ORDO – Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft“, Stuttgart, Band 37 (1986), S. 203f. Daneben werden weitere Punkte wie die geringe Substituierbarkeit, die Abhängigkeit des Einsatzes von elektrischen Geräten und die Höhe der Kapitalintensität genannt, auf die weiter unten näher eingegangen wird.

die in Kraftwerken aus Primärenergie umgewandelte elektrische Energie an den Ort ihrer Verwendung zu transportieren<sup>10</sup>.

- Strom lässt sich nicht – zumindest nicht in notwendigem Umfang und zu vertretbaren Kosten – speichern; die Produktion verläuft daher zwingend synchron zur Konsumtion, was entsprechende Auswirkungen auf die Höhe der notwendigen Kapazitäten hat.

Die Leitungsgebundenheit der elektrischen Energie impliziert folgende Konsequenzen für die Konsumenten wie für die Produzenten:

- Die Fortleitung des Stromes erfolgt in Abhängigkeit von der Entfernung und der Strommenge auf unterschiedlichen Spannungsebenen<sup>11</sup>. Die Kosten, die für die Stromlieferung an die Verbraucher anfallen, sind je nach Spannungsebene, auf der die Lieferung erfolgt, unterschiedlich hoch, da Abnehmer auf der Hochspannungsebene (weiterverteilende kommunale EVU oder große Sonderabnehmer) keine Kosten für die niedrigeren Spannungsebenen verursachen<sup>12</sup>.
- Die Kostensituation in der Fortleitung der elektrischen Energie ist das stärkste Argument für die Sonderstellung dieser Branche als wettbewerbliche Bereichsausnahme, da für diesen Bereich der Bereitstellung von Strom eine Subadditivität der Kosten und somit ein natürliches Monopol nachgewiesen werden kann<sup>13</sup>.
- Die Beanspruchung von Wegen zur Fortleitung der elektrischen Energie – sei es durch Freileitungen oder durch unterirdisch verlegte Kabel – führt zu Auswirkungen auf die finanzielle Situation der Eigentümer der betroffenen Grundstücke. Insbesondere die Kommunen profitieren davon, da sie als Eigentümer der öffentlichen Wege mit den EVU Verträge abschließen, in denen sie diesen das Recht zubilligen, über oder unter ihren Grundstücken (vor allem Straßen) Stromleitungen zu verlegen. Außerdem räumen sie ihnen eine Ausschließlichkeitsstellung ein, welche den EVU „einen weitgehenden Schutz vor Wettbewerbern innerhalb des Gemeindegebietes gewährt“<sup>14</sup>. Als Gegenleistung führen die EVU eine sogenannte Konzessionsabgabe an die Kommunen ab<sup>15</sup>.

10 Vgl. W. Möning, S. 65ff., und W. Mackenthun und A. Mareske, S. 328ff.

11 Hierbei wird unterschieden zwischen Höchstspannungsnetzen (380 und 220 kV) zur überregionalen und internationalen Fortleitung im europäischen Verbundnetz, Hochspannungsnetzen (110 kV) zur regionalen Verteilung, Mittelspannungsnetzen (60 bis 1 kV) und Niederspannungsnetzen (insb. 380 und 220 V), durch die die meisten Kunden der EVU beliefert werden. Vgl. H. Solling, Elektrizität – Ware und Markt. Thun und Frankfurt a.M. 1981, S. 35.

12 Vgl. W. Möning, S. 67f., und H. Solling, S. 33, wonach die Transportkosten regelmäßig höher als die Erzeugungskosten sind; auf diese Kostendifferenzen und Preisunterschiede wird weiter unten kritisch eingegangen.

13 Vgl. N. Eickhof [II], S. 204 und S. 206ff.; die von vielen Seiten kritisierte Sonderstellung bezüglich des Wettbewerbs und die unterschiedliche Beurteilung der Begründbarkeit dieser Stellung hinsichtlich der drei Bereiche Produktion, weiträumige Fortleitung und lokale Verteilung soll in dieser Arbeit nicht thematisiert werden.

14 H. Gröner [II], S. 262; Konzessionsverträge werden im Rahmen der Erörterung der Marktstruktur noch genauer erläutert.

15 Vgl. H. Gröner [II], S. 262f. und S. 286ff.

- Der Nutzen, den der einzelne Haushalt aus dem Gebrauch von elektrischer Energie ableitet, wird auch davon bestimmt, daß die bei der Energieumwandlung entstehenden Schadstoffemissionen und sonstigen Nutzeneinbußen nicht unmittelbar bei ihm, sondern am Ort des Kraftwerks anfallen. Dies hat z.B. bei der Heizung den Vorteil, daß an die Stelle vieler umweltbelastender Einzelfeuерstellen eine einzelne „Großfeuerungsanlage“ tritt, bei der zudem die gesamte Umweltgefährdung eventuell nicht so groß sein wird<sup>16</sup>.

Im Gegensatz zur Leistungsgebundenheit der elektrischen Energie, welche eine Eigenheit darstellt, die nur für relativ wenige andere Produkte gilt, ist die mangelnde Lagerfähigkeit des Stroms ein Charakteristikum, das für viele Bereiche des Wirtschaftslebens relevant ist. Insbesondere der gesamte Bereich der Dienstleistungen ist hier zu nennen<sup>17</sup>. Die Nachfrager bestimmen auf solchen Märkten durch ihre Verbrauchsentscheidungen das wirksame Angebot, solange dieses nicht das potentielle Angebot, welches durch die Produktionskapazität vorgegeben ist, übersteigt. Die Entscheidung über die Auslastung der Kapazität liegt somit unmittelbar bei den Verbrauchern, eine Politik der Verstetigung der Produktion bei gleichzeitiger Abkopplung von Produktion und Absatz ist hier nicht möglich. Da es in einer solchen Situation im Regelfall nicht darauf ankommt, wieviele Einheiten des betreffenden Gutes in einer bestimmten Zeitspanne, sondern wieviele zu einem Zeitpunkt hergestellt werden können, handelt es sich im Falle der elektrischen Energie bei der angesprochenen Kapazität um die elektrische Leistung, die von dem betreffenden EVU maximal bereitgestellt werden kann<sup>18</sup>.

Aufgrund der Tatsache, daß die von den Stromverbrauchern nachgefragte Menge relativ stark und nicht immer vorhersehbar schwankt, könnte es grundsätzlich zu dem Problem kommen, daß der in einem bestimmten Zeitpunkt gewünschte Strombezug nicht durch die Kraftwerkskapazitäten gedeckt werden kann. Dadurch würde es zunächst zu einem Spannungsabfall in dem betroffenen Gebiet kommen, was in vielen Bereichen zu Störungen von Abläufen führen könnte; allein die Ausfälle von elektronischen Geräten, die auf konstante Spannungen angewiesen sind, könnten gravierende Probleme nach sich ziehen. Bei längeren oder größeren „Nachfrageüberschüssen“ würde es dann sogar zu Netzzusammenbrüchen kommen, deren Gefahren kaum a priori angemessen geschätzt werden können<sup>19</sup>. Um solche Situationen zu vermeiden, sind mehrere Strategien denkbar:

- 
- 16 Wobei der hier geschilderte Vorteil natürlich auch für andere leitungsgebundene Sekundärenergieformen (insb. Fernwärme) gilt; vgl. W. Mackenthun und A. Mareske, S. 347; darüber hinaus kann man wohl annehmen, daß eine solche Großfeuerungsanlage auch besser in ihren Umweltwirkungen kontrolliert werden kann bzw. durch die aufwendigeren Genehmigungsverfahren die Gefahr des Einsatzes veralteter Technologien oder fehlender Sicherheitsstandards geringer ausfällt; vgl. Rat von Sachverständigen für Umweltfragen, Energie und Umwelt. Sondergutachten März 1981. Stuttgart und Mainz 1981, Ziffer 95ff. und 108ff. Andererseits ist das Risiko gravierenderer Schäden zu beachten, welche bei Störfällen eintreten können.
  - 17 Allerdings weisen Dienstleistungsunternehmen wohl nur in Ausnahmefällen eine solch hohe Kapitalintensität auf.
  - 18 Vgl. W. Möning, S. 28.
  - 19 In diesem Zusammenhang sei an die beklemmenden Schilderungen der Situationen von Zusammabrüchen der Stromversorgung in US-amerikanischen Metropolen erinnert; zu den grundsätzlichen

- Ein EVU kann mit mehreren oder allen Kunden Verträge über – nach vorheriger Absprache und Vorwarnung – unterbrechbare Stromlieferungen oder über strikt begrenzte Maximalleistungen abschließen. Solche Regelungen finden sich in der Tat oftmals in den vertraglichen Beziehungen von EVU mit großen Sonderabnehmern<sup>20</sup>. Eine Ausdehnung solcher Praktiken auch auf den gesamten Tarifkundenbereich – also Haushalte, Landwirtschaft, Handel, Dienstleistungen und kleinere Gewerbebetriebe – würde aber einerseits sehr teuer, da eine Installation eines Apparates zur Stromunterbrechung an jeder Verbrauchsstelle notwendig wäre, andererseits könnte eine solche Maßnahme mit großer Wahrscheinlichkeit für einen einzelnen Abnehmer zu ähnlich schwierigen Situationen führen wie ein Netzzusammenbruch.
- Die Kapazitäten werden an der Spitzenlast, also an der höchsten Nachfrage zu einem Zeitpunkt ausgerichtet. Aufgrund der grundsätzlichen Ungewißheit über die Höhe dieser Spitzenlast besteht auch dann noch die Notwendigkeit der Bereithaltung von Reservekapazitäten, um somit die jederzeitige Gewißheit zu haben, daß eine ausreichende Stromerzeugung gegeben ist<sup>21</sup>.

Eine für die EVU positive Konsequenz aus der Nichtlagerfähigkeit von Strom liegt darin, daß ihnen die Kosten, die mit einer Lagerhaltung verbunden sind, erspart bleiben. Über die potentielle Höhe solcher Kosten bei relativ zentraler Stromerzeugung und großen Schwankungen in der Nachfrage kann natürlich nur spekuliert werden; trotzdem ist dieser Effekt bei den üblicherweise vorgetragenen Branchenbesonderheiten und der daraus folgenden Notwendigkeit einer Sonderstellung bezüglich des Wettbewerbs zu berücksichtigen<sup>22</sup>.

Das Problem der fehlenden Lagerfähigkeit der elektrischen Energie ist dadurch so gravierend, daß die Nachfrager nach Strom weitgehend unabhängig von der Situation der Anbieter agieren, somit von diesen auch nicht direkt beeinflußbar sind, dabei aber ihr Nachfrageverhalten offensichtlich großen und auch nicht exakt vorhersehbaren Schwankungen unterliegt. Es liegt insofern nahe, diesem Verhalten nachzugehen und einige grundsätzliche Überlegungen zur Stromnachfrage anzustellen.

---

Konsequenzen der Überlastung von Stromerzeugungskapazitäten vgl. W. Mönig, S. 30; W. Piller, Lastgangsimulation und -synthese des Stromverbrauchs von Haushalten unter Berücksichtigung der Ausgleichsprobleme. Dissertation, München 1980, S. 4f., und G. Hosemann, S. 5f.

- 20 Vgl. W. Mönig, S. 30, und W. Piller, S. 7, der auf eine solche Praxis bei der Electricité de France (EdF) hinweist.
- 21 Vgl. W. Mönig, S. 31; die momentane Reservekapazität in der deutschen öffentlichen Elektrizitätsversorgung liegt bei ca. 22 vH; laut telefonischer Auskunft vom Referat Elektrizitätswirtschaft im Bundesministerium für Wirtschaft wurden von der verfügbaren Leistung am 3. Mittwoch im Dezember 1991 (Referenzzeitpunkt) in Höhe von 72 302 MW 56 073 MW zeitgleich (12.00 Uhr) eingesetzt.
- 22 Vgl. H. Solling, S. 57ff.

## 2. Die Nachfrage nach Strom

### 2.1. Anwendungsbezogene und zeitliche Nachfragestruktur

Die Nachfrage nach Strom ist grundsätzlich abhängig von den Einsatzmöglichkeiten für die elektrische Energie. Strom selber erbringt keinen Nutzen, vielmehr muß zunächst eine Umwandlung der elektrischen Energie in eine der Nutzenergien Licht, Wärme, Kraft und chemische Energie erfolgen<sup>23</sup>, da das Ziel der Nachfrage von Haushalten bzw. Unternehmen die Entnahme von Nutzleistungen dauerhafter Konsum- bzw. Investitionsgüter ist, welche zum Betrieb elektrische Energie benötigen. Solche dauerhaften Güter sollen im folgenden „elektrische Geräte“ genannt werden. Beispiele für solche Geräte im Haushaltbereich – unterteilt nach der jeweils damit verbundenen Nutzenergie – sind:

- Heizöfen, Herde, Warmwassergeräte zur Wärmeerzeugung,
- Beleuchtungsanlagen zur Lichterzeugung und
- Motoren zur Erzeugung von mechanischer Kraft (auch Rundfunkgeräte zur Schallerzeugung).

Diese Umwandlungsprozesse fallen sowohl in Haushalten als auch in Unternehmen an. Allerdings ist die in Anspruch genommene Elektrizität bezüglich der Kriterien Spannung, Stärke und zeitlicher Anfall unterschiedlich für verschiedene Elektrizitätsabnehmer<sup>24</sup>. Unabhängig von der jeweiligen Person oder Institution ist die Nachfrage nach Strom eine abgeleitete Nachfrage, was a priori gewisse Eigenheiten insbesondere bezüglich der Elastizitäten der Nachfrage erwarten läßt<sup>25</sup>.

Eine andere Möglichkeit der Strukturierung der Nachfrage ist aus dem Merkmal der Nichtspeicherbarkeit der elektrischen Energie abzuleiten. Die angesprochenen Anlässe, zu denen man elektrische Geräte benötigt, erfolgen im zeitlichen Verlauf mit einer gewissen Regelmäßigkeit. Hierbei muß man zwischen tageszeitlichen, wöchentlichen und jahreszeitlichen Schwankungen unterscheiden. Die im Haushaltbereich genutzten elektrischen Geräte lassen sich dabei unter dem Aspekt der Leistungsanforderungen und des zeitlichen Einsatzes in drei Gruppen unterteilen<sup>26</sup>:

23 Vgl. hierzu H. Solling, S. 10; die chemische Energie ist im Haushaltbereich weitgehend irrelevant. Eine noch weitergehende Differenzierung der Kette zwischen der nutzenstiftenden Aktivität und der dazu benötigten Energie verwendet Jarass, der – ausgehend von der Primärennergie – nach der Stufe der Nutzenergie noch die Energiedienstleistung einführt, die z.B. aus dem zubereiteten Essen besteht; vgl. L. Jarass, Energienachfrage, wirtschaftliche Entwicklung und Preise. Braunschweig und Wiesbaden 1988, S. 43f.

24 Vgl. H. Solling, S. 17ff. und S. 71ff., und R. Frey, Die Stromtarife der schweizerischen Elektrizitätswerke, Dissertation, Zürich 1936, S. 4ff.; Solling und Frey unterteilen die Stromnachfrage darüber hinaus gemäß der Wertschätzung, die bei unterschiedlichen Nachfragern und Anwendungsgebieten nicht gleichmäßig auffällt. Dieser Aspekt wird – ebenso wie die mögliche Unterteilung der Nachfrager nach Haushalten, landwirtschaftlichen und gewerblichen Betrieben durch die Vorgaben der Preisregulierung – bis zur Behandlung der Preisdifferenzierungsaspekte zurückgestellt.

25 Vgl. R. Hüpen, Die Marshallsschen Regeln. „WiSt – Wirtschaftswissenschaftliches Studium“, München und Frankfurt, Jg. 17 (1988), S. 244ff.; empirische Untersuchungen dazu werden unten besprochen.

26 Vgl. W. Piller, S. 11ff.

- elektrische Geräte zum Kühlen/Gefrieren mit relativ geringer momentaner Leistungsaufnahme und dauerhaftem Einsatz und Kleingeräte mit teilweise durchaus hohen Leistungsanforderungen bei allerdings meist nur kurzem Gebrauch,
- elektrische Beleuchtung mit leicht erhöhten Leistungsanforderungen im Vergleich zu Kühl- bzw. Gefriergeräten, dafür allerdings nur geringeren Einsatzzeiten in den Morgen- und Abendstunden und
- elektrische Großgeräte mit vergleichsweise hohen Werten für die Leistungsaufnahme und regelmäßigem, länger andauerndem Einsatz im Tagesverlauf (Elektroherd, Waschmaschine, Wäschetrockner, Spülmaschine usw.).

Für einen einzelnen Haushalt ergeben sich somit typische Belastungsverläufe, mit deren Hilfe die Nachfrage nach den beiden stromwirtschaftlichen Größen Leistung und Arbeit dargestellt werden kann. Anhand der oftmals zu findenden Darstellung von Lastgängen<sup>27</sup> kann der Wert der zum jeweiligen Zeitpunkt in Anspruch genommenen Leistung als Ordinatenwert direkt abgelesen und die nachgefragte Menge an elektrischer Arbeit mittels des Integrals der Lastgangkurve gemessen werden<sup>28</sup>.

In Schaubild 1 erkennt man die Lastgänge zweier unterschiedlicher Kunden während eines Tages. Hauptunterschiede in der Leistungsinanspruchnahme sind während der Mittagszeit und am Abend zu erkennen: während Kunde 1 offensichtlich vom Morgen bis zum Nachmittag einen recht großen Leistungsbedarf hat (z.B. zum Kochen) und zum Abend eine deutlich sinkende Nachfrage nach Strom äußert, befindet sich Kunde 2 während der Tagesstunden außerhalb seiner Wohnung, wohingegen zum Abend ein relativ großer Bedarf an elektrischer Energie bei ihm besteht.

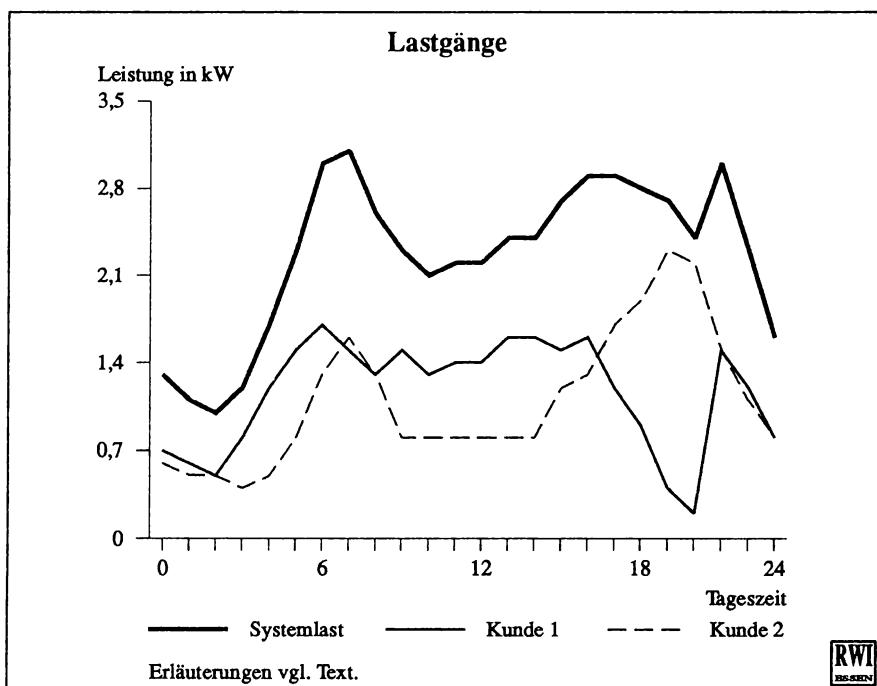
Die Gleichmäßigkeit der Stromnachfrage eines einzelnen Kunden äußert sich darin, wie stark die Lastspitzen und -täler im Verlauf der Lastganglinie ausgeprägt sind. Im Vergleich der beiden Kurven in Schaubild 1 ergibt sich, daß – gemessen an der Spannweite zwischen der geringsten und der größten angeforderten Leistung – für Nachfrager 2 stärkere Schwankungen in der Leistungsinanspruchnahme zu verzeichnen sind als für Nachfrager 1. Ein weit verbreitetes Maß für die Gleichmäßigkeit der Leistungsinanspruchnahme stellt die sogenannte Benutzungsdauer B dar, sie ist für einen einzelnen Abnehmer i definiert als<sup>29</sup>:

27 Vgl. W. Piller, S. 11, W. Gilson, Analyse des Belastungsverlaufs bei Elektrizitätsversorgungsunternehmen für Städte, regionale und gemischte Versorgung. „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“, München, Jg. 21 (1971), S. 662ff., und D. Wallisch, Tarifliche Maßnahmen zum Abbau von Lastspitzen im Stromverbrauch der Haushalte – Eine empirische Untersuchung. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Braunschweig und Wiesbaden, Jg. 12 (1988), S. 38f., mit einer andersartigen Darstellung. Interessant ist in diesem Zusammenhang auch die Darstellung der Lastgänge mit differenziertem Ausweis der einzelnen Arten von elektrischen Geräten bei P. Düwall, M. Lange-Hükken und G. Zybell, Lastganglinien der Haushalte. „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 84 (1985), S. 1058ff.

28 Vgl. H. Grüner [I], S. 102f.

29 Die Dimension der Benutzungsdauer ist Stunden [h]. Eine damit verwandte Größe, die insbesondere als Ausdruck für die Ausnutzung der bestehenden Kraftwerkskapazitäten verwendet wird, ist der sogenannte „capacity factor“ bzw. im deutschen Sprachraum der Benutzungsgrad b, bei dem die Gesamtzahl der in der betrachteten Periode anfallenden Stunden mit berücksichtigt wird, wodurch

Schaubild 1



$$(4) \quad B_i = \frac{\text{Menge an verbrauchter elektrischer Arbeit}}{\text{Maximale Leistungsinanspruchnahme}} = \frac{W_i}{L_{i_{\max}}}.$$

Die Benutzungsdauer ist ein theoretisches Konstrukt zur Kennzeichnung der Gleichmäßigkeit der Leistungsinanspruchnahme. Ihr Wert stellt die fiktive Dauer der vollständigen Inanspruchnahme der maximalen Leistung dar, die zur gleichen Menge an verbrauchter Arbeit führt wie in der realen Situation. Eine vollkommen gleichmäßige Inanspruchnahme der maximalen Leistung würde zu Benutzungsdauern von 24 Stunden (Tagesbenutzungsdauer) oder von 8 760 Stunden (Jahresbenutzungsdauer) führen. Solche Werte implizieren eine perfekte Ausnutzung der vorhandenen Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungskapazitäten, aufgrund der oben geschilderten Sachverhalte in der zeitlichen Nachfragestruktur ist allerdings von deutlich geringeren Benutzungsdauern auszugehen. Die Benutzungsdauer der Gesamtheit der Nachfrager eines Versorgungsgebietes ( $B_v$ ) ergibt sich als gewichteter Mittelwert aller Benut-

---

sich eine dimensionslose Größe  $b = \text{Menge an erzeugter elektrischer Arbeit}/(\text{Maximale Leistung} \cdot \text{Anzahl der Stunden in der Periode})$  ergibt. Vgl. J. Bateson and P.L. Swan, *Economies of Scale and Utilization. An Analysis of the Multi-Plant Generation Costs of the Electricity Commission of New South Wales*, 1970/71–1984/85. „Economic Record“, Melbourne, vol. 65 (1989), S. 330; Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.), *Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft. Teil 1: Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe*. 6. Ausgabe 1990. Frankfurt a.M. 1991, Kennziffer 1.7.3, S. 53, und G. Hosemann, S. 16f.

zungsdauern, wobei die Anteile der einzelnen Nachfrager an der Summe aller maximalen Leistungsinanspruchnahmen als Gewichte dienen<sup>30</sup>.

Bei der Zusammenfassung von Haushaltslastgängen zur Darstellung des Bedarfs gesamter Versorgungsgebiete (von einzelnen Kraftwerken, örtlichen oder regionalen Versorgungsgesellschaften oder der gesamten Verbundwirtschaft)<sup>31</sup> stellen sich allerdings Ausgleichseffekte ein, da die Zeiten der höheren Leistungsaufnahme nicht vollständig synchron über alle Haushalte verlaufen. Eine Maßgröße für den Grad der zeitlichen Übereinstimmung der jeweiligen Höchstlast in einem Versorgungsnetz stellt der sogenannte Gleichzeitigkeitsgrad dar<sup>32</sup>

$$(5) \quad g = \frac{L_{\max}}{\sum_i L_{i_{\max}}}.$$

Hierbei bezeichnet  $L_{\max}$  den höchsten Leistungswert der gesamten Abnehmergruppe und  $L_{i_{\max}}$  den höchsten Leistungswert für Haushalt i. Die Benutzungsdauer in einem solchen Versorgungssystem ergibt sich nur noch für  $g = 1$  als gewichtetes Mittel der Benutzungsdauern der einzelnen Nachfrager, für den nahezu sicheren Fall  $g < 1$  erhöht sich der Wert von  $B_v$ . Wegen  $L_{\max} = g \cdot (L_{1_{\max}} + L_{2_{\max}})$ , ergibt sich bei zwei Nachfragern

$$(6) \quad B_v = \frac{1}{g} \cdot \frac{B_1 \cdot L_{1_{\max}} + B_2 \cdot L_{2_{\max}}}{L_{1_{\max}} + L_{2_{\max}}}.$$

Neben den tageszeitlichen Schwankungen der Elektrizitätsnachfrage ist auch eine deutlich unterschiedliche Nachfrage nach Strom im Sommerhalbjahr gegenüber dem Winterhalbjahr festzustellen. Die Unterschiede bezüglich Witterung und Dauer des Einfalls von Tageslicht bewirken dann eine höhere Nachfrage nach Strom für Heizzwecke und für Beleuchtung. Dieser Effekt ist wiederum anhand von Belastungsverläufen deutlich identifizierbar<sup>33</sup>.

Somit zeichnet sich die Nachfrage nach Strom durch relativ große zeitliche Schwankungen aus. Im Zusammenspiel mit der mangelnden wirtschaftlichen Speicherungsfähigkeit ist für die Anbieter von elektrischer Energie dieser zeitliche Verlauf der Nachfrage von besonderer Bedeutung.

<sup>30</sup> Für den hier angenommenen Fall zweier Nachfrager folgt aus  $B_v = \frac{W_1 + W_2}{L_{\max}}$  (unter der Annahme,

daß  $L_{\max} = L_{1_{\max}} + L_{2_{\max}}$  ist),  $B_v = \frac{B_1 \cdot L_{1_{\max}} + B_2 \cdot L_{2_{\max}}}{L_{1_{\max}} + L_{2_{\max}}} = B_1 \frac{L_{1_{\max}}}{\sum_i L_{i_{\max}}} + B_2 \frac{L_{2_{\max}}}{\sum_i L_{i_{\max}}}.$

<sup>31</sup> Wobei hier noch der Elektrizitätsbedarf der sonstigen Abnehmergruppen zu berücksichtigen wäre; vgl. H. Solling, S. 71ff.

<sup>32</sup> Vgl. W. Piller, S. 10 und S. 76f.

<sup>33</sup> Vgl. W. Gilson, S. 662.

## 2.2. Allgemeines Modell der Stromnachfrage

Ausgehend von den speziellen Aspekten der Nachfrage nach elektrischer Energie soll nun eine allgemeine Formulierung eines analytischen Modells erfolgen.

In einer ersten Annäherung kann die Stromnachfrage eines Haushalts als abhängig von dem Bestand an elektrischen Geräten ( $s$ ) bzw. dessen gewünschter Ausnutzung ( $u$ ) angesehen werden, wobei die Ausnutzungsrate selber durch den Zeitpunkt ( $t$ ), den Preis ( $p_E$ ), das Einkommen ( $Y$ ) und die Preise der restlichen Güter ( $\bar{p}$ ) determiniert wird. In Anbetracht der dargestellten Abhängigkeit der Nutzung elektrischer Energie von den dafür notwendigen Stromwendlern kann man bei kurzfristiger Betrachtung davon ausgehen, daß der Bestand an elektrischen Geräten gegeben ist und die Höhe des gewünschten Strombezugs von der mengenmäßig und zeitlich angestrebten Ausnutzung dieses Gerätbestandes abhängt<sup>34</sup>. Das in der Funktion dieser Ausnutzungsrate<sup>35</sup>  $u$  auftretende Argument  $Z$  soll ein ganzes Bündel von demographischen und saisonalen Aspekten repräsentieren; hierbei ist an Jahreszeit, aber auch an Haushaltsgroße, Elektrifizierungsgrad, Bevölkerungsdichte u.ä. zu denken<sup>36</sup>.

Aufgrund der zeitlichen Unterschiedlichkeit der Nachfrage ist es zweckmäßig, eine zeitpunktbezogene Nachfrage nach elektrischer Leistung und eine zeitraumbezogene Nachfrage nach elektrischer Arbeit zu unterscheiden. Nimmt man an, daß die unsichere Abweichung der realisierten Leistungsanspruchnahme von der durch die sonstigen Erklärungsgrößen bedingten Last normalverteilt sein soll, so erhält man sowohl für die Nachfrage nach Leistung wie für diejenige nach elektrischer Arbeit stochastische Größen<sup>37</sup>. Der gewünschte Bezug an Leistung im Zeitpunkt  $t$  kann somit als

$$(7) \quad L_t = f \left\{ u ( p_E, Y, t, \bar{p}, Z ), s \right\}$$

und die Nachfrage nach elektrischer Arbeit im Zeitraum von  $t_1$  bis  $t_2$  als

$$(8) \quad W = \int_{t_1}^{t_2} f \left\{ u ( p_E, Y, t, \bar{p}, Z ), s \right\} dt$$

dargestellt werden.

Die Art der Abhängigkeit der Leistungs nachfrage von den Argumenten ist dabei nicht immer eindeutig zu bestimmen. Zwar kann man für den Strompreis selber von einer negativen und für den Gerätbestand von einer positiven partiellen Ableitung ausgehen; aber bereits für das Einkommen ist eine solche Beziehung problematisch.

34 Vgl. L.D. Taylor, The Demand for Electricity. A Survey. „Bell Journal of Economics“, New York, vol. 6 (1975), S. 80ff.

35 Vgl. L.D. Taylor, S. 80.

36 Vgl. L.D. Taylor, S. 80f., und V.G. Munley, L.W. Taylor and J.P. Formby, Electricity Demand in Multi-Family, Renter-Occupied Residences. „Southern Economic Journal“, Athens, GA, vol. 57 (1990), S. 180f.

37 Trotz dieser grundsätzlichen Unsicherheit wird im weiteren weitgehend von einer Berücksichtigung dieser Aspekte abgesehen, da aufgrund der Regelmäßigkeit der Stromnachfrage und der ausgesprochen guten Datengrundlage aufgrund von Messungen der Versorgungsunternehmen die Unsicherheit ausreichend abwägbar erscheint.

Wahrscheinlich wird mit steigendem Y die Ausstattung mit elektrischen Geräten zunehmen, dafür könnte aber ihre Ausnutzung sinken, da z.B. eine stärkere Frequenzierung von Restaurants die eigene Benutzung des Kochherdes ablöst. Ähnliche Mehrdeutigkeiten ergeben sich für die Preise der restlichen Güter, die Änderung der gewünschten Leistung in Abhängigkeit vom Zeitpunkt wird direkt durch eine Lastganglinie wie in Schaubild 1 wiedergegeben. Letztlich kann auch der Einfluß des Arguments Z auf die nachgefragte Leistung nicht allgemeingültig angegeben werden.

Nach diesen noch recht wenig detaillierten Ansätzen zu einer Modellierung der Nachfrage nach elektrischer Energie soll nun eine Analyse der Angebotsseite erfolgen, wobei insbesondere die Kosten der Erzeugung und des Transports von elektrischer Energie und die sie bestimmenden Einflußgrößen untersucht werden.

### 3. Das Angebot an Strom

#### 3.1. Anbieterstruktur und rechtliche Rahmenbedingungen in der Elektrizitätsversorgung

Die von den Haushalten und Unternehmen nachgefragte Energie muß von den EVU aus Primärenergieträgern umgewandelt und – nach mehrmaliger Änderung der Spannungsstufen – an den Ort der Verwendung weitergeleitet werden, bevor der jeweilige Verbraucher in der Lage ist, die von ihm gewünschte Nutzenergie mittels elektrischer Geräte zu erzeugen. In der aktuellen Situation in der Bundesrepublik erfolgt die Versorgung durch drei Gruppen von Produzenten<sup>38</sup>:

- Die öffentliche Elektrizitätsversorgung hat den größten Anteil an der Versorgung der gesamten Volkswirtschaft mit elektrischer Energie inne<sup>39</sup>.
- Die industrielle Kraftwirtschaft umfaßt die vollständige oder teilweise Versorgung von (insbesondere) Bergbau und Verarbeitendem Gewerbe mit elektrischer Energie durch firmeneigene Kraftwerke<sup>40</sup>.
- Als letzter Bereich ist die eigenständige Versorgung der Deutschen Bundesbahn zu nennen<sup>41</sup>.

Aufgrund der hier behandelten Problematik beschränkt sich die Analyse auf die öffentliche Elektrizitätsversorgung. Dieser Bereich besteht aus wiederum drei deutlich voneinander unterscheidbaren Unternehmensgruppen:

- Auf der interregionalen Ebene agieren die sogenannten Verbundunternehmen. Diese EVU betreiben Kraftwerke und unterhalten Leitungsnetze, die im Bereich der Höchstspannung zusammengeschaltet sind und damit den eigentlichen

---

38 Vgl. H. Grüner [I], S. 91.

39 Öffentliche Unternehmen erfordern einen Anteil von Gebietskörperschaften am stimmberechtigten Kapital von mehr als 95 vH, während gemischtwirtschaftliche Unternehmen durch die Bedingung gekennzeichnet sind, daß weniger als 95 vH des Kapitals in öffentlichen Händen und weniger als 75 vH in privaten Händen liegen; vgl. dazu und zu weiteren Unterscheidungskriterien H.W. Schiffer [I], Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland. 2. Auflage, Köln 1991, S. 119ff.

40 Vgl. H.W. Schiffer [II], Die Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Jg. 6 (1982), S. 230.

41 Vgl. H.W. Schiffer [III], S. 231.

Verbundbetrieb ermöglichen. Durch dieses Vorgehen sollen Vorteile bezüglich der Dimensionierung der Erzeugungskapazitäten und der Vorhaltung von Reserven zur Bewältigung von Störfällen resultieren<sup>42</sup>. Abnehmer der von den Verbundunternehmen erzeugten und fortgeleiteten elektrischen Energie sind EVU auf regionaler oder kommunaler Ebene; einige Verbundunternehmen versorgen darüber hinaus auch Letztabnehmer<sup>43</sup>.

- Regionale Versorgungsunternehmen beziehen Strom von Verbundgesellschaften und verkaufen diesen wie auch den bei den meisten regionalen EVU in eigenen Kraftwerken hergestellten Strom sowohl an Letztabbraucher als auch an kommunale Versorgungsunternehmen<sup>44</sup>. Diese Gruppe der Stromversorgungsunternehmen ist insbesondere in relativ dünn besiedelten Gebieten tätig, wobei hier eine Zusammenfassung von ländlichen und städtischen Regionen erfolgt. Dadurch findet eine Mischung von Abnehmern mit unterschiedlichen Verbrauchscharakteristiken statt, die sich positiv auf den Gleichzeitigkeitsgrad und damit auch auf die notwendige Kraftwerks- und Netzkapazität auswirkt<sup>45</sup>.
- Schließlich sind die kommunalen EVU zu erwähnen; sie befinden sich im Eigentum der betreffenden Gemeinde, ihre Abnehmer sind Haushalte, Betriebe und sonstige stromverbrauchende Einrichtungen in der Kommune bzw. im nahen Umland. Die Tätigkeit beschränkt sich in den meisten Fällen auf die Verteilung der elektrischen Energie, allerdings sind diese lokalen EVU häufig auch auf den sonstigen Gebieten der Versorgungswirtschaft tätig („Querverbund“)<sup>46</sup>.

Die Beziehungen zwischen den zwei Hauptgruppen von Produzenten und den unterschiedlichen Marktstufen der Tätigkeitsbereiche der EVU werden in Übersicht 1 dargestellt.

Die Versorgung mit elektrischer Energie findet auf einem Markt statt, der durch vielfältige und umfassende Maßnahmen öffentlicher Regulierung gekennzeichnet ist. Aufgrund der technischen und wirtschaftlichen Besonderheiten der Elektrizitätsversorgung und der durch öffentliche Stellen als Reaktion auf diese Branchenbesonderheiten durchgeführten gesetzgeberischen und vertraglichen Aktivitäten ist der Markt für elektrische Energie nicht wettbewerblich organisiert<sup>47</sup>. Diese bewußte Ablehnung des Wettbewerbs als das den meisten anderen Branchen zugrunde liegende Ordnungsprinzip<sup>48</sup> ist in den der Elektrizitätswirtschaft vorgegebenen gesetzlichen Grundlagen von Beginn an festzustellen. Die erste umfassende Regelung erfolgte im Jahre 1935

42 Zur Frage der Selbständigkeit der Verbundunternehmen in den sonstigen Bereichen ihrer Tätigkeit vgl. U. Büdenbender, Energierecht. München und Köln 1982, S. 565.

43 Vgl. U. Büdenbender, S. 565f., und H.W. Schiffer [I], S. 106ff.

44 Vgl. H.W. Schiffer [I], S. 75 und S. 77.

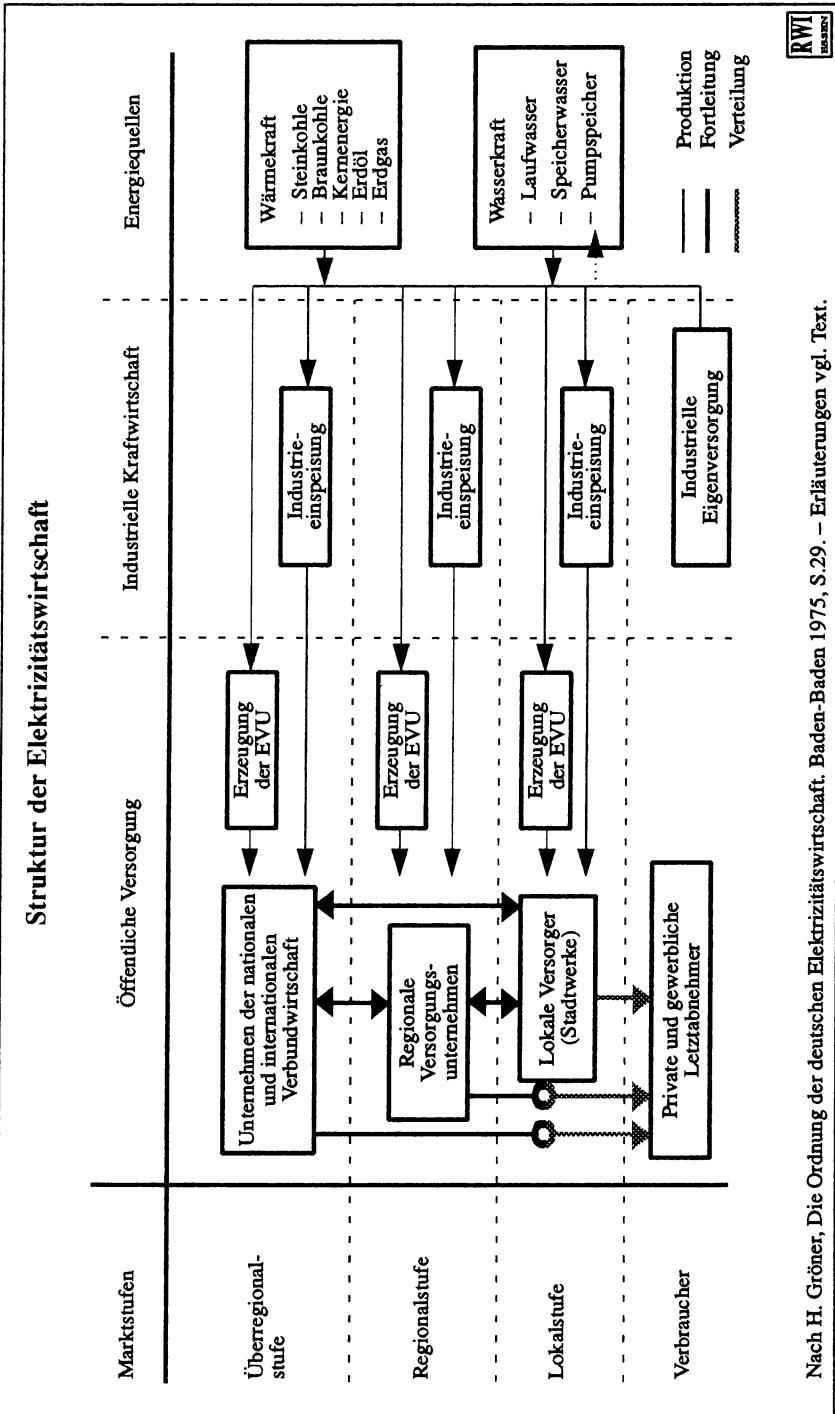
45 Vgl. U. Büdenbender, S. 566.

46 Vgl. U. Büdenbender, S. 567; H.W. Schiffer [I], S. 116f.

47 Dieser Sachverhalt wird in der vorliegenden Arbeit als gegeben angesehen, eine Analyse der Berechtigung dieser Marktregulierung wird nicht beabsichtigt; vgl. hierzu N. Eickhof [I].

48 Vgl. M. Krakowski, Theoretische Grundlagen der Regulierung. In: M. Krakowski (Hrsg.), Regulierung in der Bundesrepublik Deutschland. Die Ausnahmebereiche des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen. Hamburg 1988, S. 25ff.

## Übersicht 1



mit der Verabschiedung des Gesetzes zur Förderung der Energiewirtschaft (Energiewirtschaftsgesetz)<sup>49</sup>. Bereits in der Präambel wird davon gesprochen, „volkswirtschaftlich schädliche Auswirkungen des Wettbewerbs zu verhindern“; offensichtlich war man der Ansicht, daß dem Wettbewerb im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung keine für das Marktergebnis positiven Wirkungen zuzutrauen wären. Diese Einschätzung hat sich auch in der Bundesrepublik nicht geändert und führte bei der Verabschiedung des GWB im Jahre 1957 zur Qualifizierung der Elektrizitätswirtschaft als eine sog. Bereichsausnahme vom Wettbewerb. Grundlage für diese Entscheidung war die Beurteilung der Branchenbesonderheiten unter der Zielsetzung der sicheren und preiswerten Versorgung mit elektrischer Energie<sup>50</sup>.

Als Konsequenz aus dieser Ablehnung des Wettbewerbs resultiert die Organisation des Marktes für elektrische Energie in der Form von geschlossenen Versorgungsgebieten<sup>51</sup>. Das gesamte mit Strom zu versorgende Gebiet ist durch ein System von Verträgen auf die einzelnen EVU aufgeteilt. Hierdurch wird jedem Anbieter einerseits ein Gebiet zur alleinigen Belieferung reserviert, ohne daß er den Zutritt von Konkurrenten befürchten muß, andererseits verpflichtet er sich im Gegenzug, von einer Ausweitung seines Absatzgebietes durch unternehmerische Aktivitäten abzusehen. Diese Organisationsform durch privatrechtliche Verträge hat sich in der Elektrizitätswirtschaft von Beginn an herausgebildet; die gesetzliche Sanktionierung dieses Zustandes erfolgte erst nachträglich<sup>52</sup>.

Der Gebietsschutz auf dem Markt der Erzeugung und des Verkaufs elektrischer Energie beruht auf Marktabsprachen in der Form von Demarkations- und Konzessionsverträgen, die zwischen einzelnen EVU und den jeweils betroffenen Kommunen abgeschlossen werden<sup>53</sup>. Demarkationsverträge sind das zentrale Element zur Sicherung der Monopolstellung, da hierdurch die geschlossenen Versorgungsgebiete der einzelnen Monopolisten gegenseitig abgegrenzt, also markiert werden. Konzessionsverträge werden zwischen einem EVU und einer Kommune abgeschlossen und verpflichten die betreffende Gebietskörperschaft, dem EVU als Vertragspartner das alleinige und ausschließliche Recht zur Benutzung der gemeindlichen Wege und sonstigen notwendigen Grundstücke zur Verlegung oder Errichtung der Versorgungseinrichtungen zu gewähren (was auch die eigene Betätigung der Gemeinde auf diesem Gebiet ausschließt). Somit wird innerhalb einer Kommune ein Wettbewerb unter mehreren EVU wirksam unterbunden.

Dieses System von geschlossenen Versorgungsgebieten bedarf innerhalb einer grund-sätzlich auf Wettbewerbsmärkten beruhenden Ordnung nicht nur anlässlich seiner

49 RGBI. I S. 1451 vom 13.12.1935; im folgenden mit EnWG abgekürzt.

50 Die Frage der relevanten Zielsetzungen im Bereich der Versorgung mit elektrischer Energie soll im nächsten Kapitel detaillierter aufgegriffen werden.

51 Zu Argumenten hinsichtlich geschlossener Versorgungsgebiete vgl. U. Büdenbender, S. 7ff., und H. Gröner [II], S. 344ff.

52 Vgl. H. Gröner [II], S. 320ff., der als Hauptgrund für die Monopolisierung das Eigentum der Gebietskörperschaften an dem für die Elektrizitätsversorgung eminent wichtigen Produktionsmittel „öffentliche Wege“ ansieht; vgl. daneben W. Schulz, Ordnungsprobleme der Elektrizitätswirtschaft. München 1979, S. 49f.

53 Vgl. hierzu für viele U. Büdenbender, S. 212ff., und H. Gröner [II], S. 319ff. und S. 343, mit einer graphischen Übersicht über die möglichen Ausgestaltungen von Demarkationsverträgen.

Einsetzung einer Rechtfertigung, sondern im täglichen Wirtschaftsprozeß einer öffentlichen Aufsicht, damit die Ausrichtung der unternehmerischen Entscheidungen an der gesetzlichen Zielsetzung einer sicheren und preiswerten Elektrizitätsversorgung gewährleistet bleibt. Ziel ist es, die potentielle Marktmacht der innerhalb ihres Versorgungsgebietes als Monopolisten agierenden EVU nicht in eine tatsächlich realisierte „Ausbeutung“ der Letztverbraucher münden zu lassen<sup>54</sup>. Zu diesem Zweck sind an verschiedenen Stellen gesetzliche Regelungen in Kraft gesetzt worden.

Zunächst ist hier das bereits erwähnte Energiewirtschaftsgesetz zu nennen<sup>55</sup>. Innerhalb dieses Gesetzes sind die Bereiche Zutrittskontrolle, Betriebsuntersagungsverfügung und Investitionskontrolle direkt geregelt; bezüglich der Regelung der allgemeinen Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung und der Tarifgestaltung sind der zuständigen Behörde Möglichkeiten gegeben, durch Erlass von Rechtsverordnungen eine öffentliche Aufsicht einzusetzen, wovon auch Gebrauch gemacht wurde. Darüber hinaus sind insbesondere im Rahmen der Preisaufsicht noch weitere gesetzliche Bestimmungen zu beachten.

Neben dem Energiewirtschaftsgesetz (und den zugehörigen Rechtsverordnungen), das insbesondere die Übereinstimmung mit den Zielen der Elektrizitätsversorgung gewährleisten soll, ist als zweite gesetzliche Grundlage das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) anzuführen. Hierfür ist die Tatsache ausschlaggebend, daß das System der Gebietsschutzverträge erst durch die Regelungen in § 103 GWB gesetzlich sanktioniert wurde; außerdem ist auf dem so vom Wettbewerb ausgenommenen Markt der Gefahr der monopolistischen Ausbeutung besondere Aufmerksamkeit zu widmen. Die kartellrechtliche Mißbrauchsaufsicht soll somit die EVU zu einem wettbewerbskonformen Verhalten „anleiten“, ohne daß ein direkter Wettbewerb zwischen Stromversorgern innerhalb einer Region zugelassen wird.

Die Regulierung der Elektrizitätswirtschaft erfolgt durch die Fachaufsicht, die Preisaufsicht und die Mißbrauchsaufsicht. Für das Problem der Tarifierung elektrischer Energie unter besonderer Berücksichtigung des Haushaltsbereichs sollen die Bereiche der Fachaufsicht<sup>56</sup>, bei der man zwischen den Aspekten Betriebsaufnahmegenehmigung nach § 5 Abs. 1 EnWG, Betriebsuntersagung nach §§ 8, 9 EnWG und Investitionskontrolle nach § 4 EnWG unterscheidet, und der Mißbrauchsaufsicht nach § 103 GWB nicht weiter vertieft werden. Während die Fachaufsicht zwar im Bereich der Kapazitätsbemessung relevant ist, aber eher eine rechtliche Kontrolle ausübt<sup>57</sup> und

54 Das Problem des aufgrund der Qualifizierung als natürliches Monopol fehlenden Wettbewerbs im Markt könnte auch dadurch überwunden werden, daß man einen Wettbewerb um den Markt durch Ausschreibung zeitlich begrenzter Versorgungsrechte einsetzt. Vgl. hierzu H. Demsetz, *Why Regulate Utilities?* „Journal of Law and Economics“, Chicago, IL, vol. 11 (1968), S. 55ff. Ansatzweise wurde dieses Konzept durch die Begrenzung der Laufzeit von Konzessionsverträgen auf 20 Jahre im Zuge der vierten Kartellrechtsnovelle 1980 realisiert, vgl. N. Eickhof, *Im Netz der Monopole*, „Frankfurter Allgemeine Zeitung“, Frankfurt, Ausgabe vom 18. November 1989, S. 15.

55 Vgl. hierzu ausführlich U. Büdenbender, S. 23ff., mit weiteren Quellen.

56 Vgl. hierzu erläuternd U. Büdenbender, S. 45ff.; eine kritische Würdigung aus ordnungspolitischer Sicht enthält H. Gröner [II], S. 324ff. und S. 351ff.; H. Gröner [I], S. 98ff.

57 Vgl. U. Büdenbender, S. 58f.; die problematischen Aspekte, die H. Gröner [II], S. 355ff., aufgreift, werden allerdings nicht als nebensächlich angesehen.

insofern in der vorliegenden Arbeit nicht problematisiert werden soll, kann bezüglich der Mißbrauchsaufsicht ein Verweis auf die einschlägigen Quellen genügen, weil jene sich gemäß der offiziellen Erläuterungen nicht auf den Bereich der Strompreise für Tarifkunden erstreckt<sup>58</sup>.

Der hier relevante Bereich der Regulierung der Elektrizitätswirtschaft ist die Preisaufsicht. Hierbei handelt es sich hauptsächlich um die Bestimmungen der Bundestarifordnung Elektrizität (BTO Elt), daneben sind einige weitere Bestimmungen des Preisrechts relevant<sup>59</sup>. An dieser Stelle soll allerdings nicht auf Einzelaspekte der BTO Elt eingegangen werden – dies geschieht erst bei der Analyse alternativer Tarifstrukturen –, sondern eine knappe Einordnung der BTO Elt in das Gesamtsystem der öffentlichen Aufsicht über die Stromversorgung erfolgen<sup>60</sup>.

Mit der Verabschiedung der BTO Elt<sup>61</sup> (gleiches gilt für frühere Fassungen dieser Tarifordnung) wurde der Bereich der Preissetzung einer öffentlichen Kontrolle ausgesetzt, da eine Kontrolle über den Markt nicht erwünscht war und ist. Aufgrund der Ansicht, daß die einzelnen Abnehmer der elektrischen Energie eine gegenüber der Marktmacht des EVU wirtschaftlich schwächere Position innehaben, sollen sie vor monopolistisch überhöhten Preisen und vor einer grundsätzlich möglichen extremen Preisdifferenzierung geschützt werden. Zu diesem Zweck wird zunächst von den EVU nach § 6 EnWG gefordert, allgemeine Bedingungen und Tarifpreise für die Versorgung mit elektrischer Energie öffentlich bekanntzugeben, außerdem zu diesen Konditionen jedermann mit Strom zu versorgen (allgemeine Anschluß- und Versorgungspflicht). Dabei wird allerdings die Gestaltung dieser Tarife nicht in das Belieben der EVU gestellt, sondern es werden bestimmte Formen der Tarifgestaltung den EVU vorgegeben. Danach müssen die Stromversorger gemäß § 1 Abs. 1 BTO Elt

- einerseits ihre Tarife so gestalten, daß diese den Erfordernissen bestimmter energiepolitischer Ziele genügen,
- andererseits sich in ihrer Tarifgestaltung an den Kosten der Stromversorgung orientieren<sup>62</sup>.

Mit dem letzten Punkt soll zweierlei verhindert werden: Zunächst sollen die EVU keine „ungerechtfertigt“ hohen Gewinne erzielen können, daneben will der Verordnungsgeber eine Diskriminierung der einzelnen Abnehmer verhindern, die durch eine von den verursachten Kosten abweichende Preisstellung erreicht werden könnte. Inwieweit durch den Grundsatz der „Kostenorientierung“ diese Ziele erreicht werden, wird noch zu klären sein.

Die von den EVU geplanten Tarife für die in der BTO Elt vorgesehenen Abnehmergruppen müssen der zuständigen Aufsichtsbehörde vor der Veröffentlichung und der

---

58 Vgl. insbesondere U. Büdenbender, S. 236ff.

59 Vgl. U. Büdenbender, S. 35.

60 Zur geschichtlichen Entwicklung des Preisrechts in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft vgl. S. Borggreve, Neuordnung des Energiepreisrechts. „Der Betrieb“, Düsseldorf, Jg. 26 (1973), S. 605f., und H. Grüner [II], S. 378ff.

61 Die aktuelle BTO Elt stammt vom 18. Dezember 1989 und trat am 1. Januar 1990 in Kraft.

62 Ausführlich werden die Ziele der Energiepolitik im zweiten Kapitel erörtert.

Anwendung auf Stromlieferungsverträge mit Tarifkunden zur Genehmigung vorgelegt werden. Diese Genehmigung wird dann erteilt, wenn das EVU nachweist, „daß entsprechende Preise in Anbetracht der gesamten Kosten- und Erlöslage bei elektrizitätswirtschaftlich rationeller Betriebsführung erforderlich sind“<sup>63</sup>. Die von der Preisaufsicht genehmigten Tarife stellen Höchstpreise dar; eine weitere Erhöhung setzt eine neuerliche Genehmigung voraus. Einer freiwilligen Herabsetzung der Strompreise steht demgegenüber nichts im Wege<sup>64</sup>, allerdings fordert die neue BTO Elt vor der Wiederanhebung der Tarife auf das Niveau, das vor der Herabsetzung galt, eine formelle Genehmigung, während nach der alten BTO Elt ein einmal genehmigter Tarif nach einer solchen Preissenkung jederzeit wieder in Kraft gesetzt werden konnte<sup>65</sup>.

Nach dieser kurzen Übersicht über die Strukturen der öffentlichen Stromversorgung erfolgt im weiteren Verlauf der Arbeit eine kostentheoretische Analyse des Angebots, da diesbezügliche Kenntnisse sowohl aus allokativtheoretischer Sicht als auch im Hinblick auf die Preisstrukturregulierung in der BTO Elt notwendig sind.

### 3.2. Die Kosten der Elektrizitätsversorgung

#### 3.2.1. Möglichkeiten der Kostenstrukturierung

Die Ermittlung der Kosten der Elektrizitätsversorgung kann nach unterschiedlichen Strukturierungskriterien erfolgen. Der jeweils einzuschlagende Weg folgt aus dem Zweck, den man mittels der Kostenanalyse erreichen will<sup>66</sup>.

Ein erster Orientierungspunkt ist der zeitliche Blickwinkel. Eine Kostenermittlung stellt zunächst eine bestimmte zahlenmäßige Abbildung des bewerteten Güterverzehrs der Vergangenheit dar<sup>67</sup>. Dieser deskriptive Vorgang kann dazu dienen, im Zusammenspiel mit den erfolgten Leistungen einen Erfolg der Unternehmung auszuweisen; er

63 § 12 Abs. 2 BTO Elt; zur genaueren Erörterung der rechtlichen und betriebswirtschaftlichen Aspekte dieser Bestimmung vgl. P. Badura und W. Kern, Maßstab und Grenzen der Preisaufsicht nach § 12a der Bundesförderordnung Elektrizität (BTO Elt) aus rechtlicher und betriebswirtschaftlicher Sicht. Heidelberg 1983. Das Zitat im Text stammt aus der novellierten BTO Elt, während die Arbeit von Badura und Kern auf die alte BTO Elt Bezug nimmt. Inhaltlich ist die hier angesprochene Bestimmung nicht geändert worden.

64 An dieser Stelle ist der Konflikt zwischen der grundsätzlichen unternehmerischen Autonomie der privatwirtschaftlich organisierten EVU und der weitgehenden Regulierung des Elektrizitätsmarktes deutlich zu erkennen: wollte man die Tarifkunden der EVU vor monopolistisch überhöhten Strompreisen schützen und eine Ausrichtung an den Kosten erreichen, so müßte man den EVU vorschreiben, jede dauerhafte Änderung ihrer Kostensituation in die Tarife zu übernehmen, und nicht eine zu rechtfertigende Reduzierung der Strompreise in ihr Belieben zu stellen.

65 § 12a Abs. 6 BTO Elt 1971 und § 12 Abs. 5 BTO Elt 1989.

66 Vgl. D. Schmitt, Kosten und Kostenstruktur in der Elektrizitätsversorgung der Bundesrepublik Deutschland. „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 88 (1989), S. 1091f.

67 Diese Sichtweise der Kosten nennt Davidson „ex post accounting record of costs“ (Hervorhebung im Original); R.K. Davidson [I], Price Discrimination in Selling Gas and Electricity. Baltimore 1955, S. 69. In der deutschsprachigen Literatur erscheint teilweise auch der Begriff „Vollkosten“, womit die totalen Durchschnittskosten gemeint sein dürften; vgl. S.P. Mauch und W. Ott, Wirtschaftlich effiziente Tarifstrukturen für Elektrizität in der Schweiz. Möglichkeiten und Grenzen. „Schweizerische Zeitschrift für Volkswirtschaft und Statistik“, Basel, Jg. 120 (1984), S. 341, Fußnote 4.

kann weiterhin zur Nachkalkulation der in Rechnung gestellten Preise genutzt werden – auf diesen Aspekt ist im Rahmen der Kostenorientierung der BTO Elt einzugehen. Aufgrund der Tatsache, daß die Nachfrageaktivitäten der Verbraucher für das Niveau und die Entwicklung der Stromerzeugung und der sich anschließenden Bereiche der Stromversorgung ausschlaggebend sind, ist demgegenüber eine Analyse der Auswirkungen dieser Nachfrageentwicklung auf die dadurch veränderte Kostensituation – also eine in die Zukunft gerichtete Bestimmung der Grenzkosten – sinnvoll, die als Grundlage der Tarifbestimmung verwendet werden könnte<sup>68</sup>. In diesem Zusammenhang sollte es dann auch selbstverständlich sein, daß unter Berücksichtigung der üblicherweise längeren Gültigkeit ein Tarif grundsätzlich auf langfristigen Grenzkosten basiert<sup>69</sup>.

Eine andere Möglichkeit der Strukturierung liegt in der im Rahmen der Kostenrechnung verbreiteten Einteilung der Kosten nach Arten, Stellen und Trägern. Insbesondere die oben erwähnte Nachkalkulation setzt eine Verteilung der Kostenarten auf Kostenstellen und in einem weiteren Schritt auf die Kostenträger voraus, wobei als Kostenträger im Bereich der EVU z.B. die auf den einzelnen Spannungsstufen an die verschiedenen Kundengruppen abgesetzten Mengen an elektrischer Arbeit angesehen werden<sup>70</sup>. Bei einer Analyse der Grenzkosten der Stromerzeugung genügt dagegen die Betrachtung der Kostenarten, der Größen, von denen diese Kostenarten abhängen, und schließlich der Art dieser Abhängigkeiten.

Da es bei der Frage nach einer ökonomisch sinnvollen Tarifierung der elektrischen Energie nicht auf die ex post-Erfolgsermittlung ankommt, sondern auf die möglichst optimale Allokation von Ressourcen, ist besonderes Interesse auf eine detaillierte Analyse der Kostenarten zu legen, um somit zu einer exakten Aussage über die Grenzkosten der Stromversorgung zu gelangen.

Eine Auflistung der bei der Versorgung mit elektrischer Energie anfallenden Kostenarten kann unterschiedlich differenziert erfolgen. Es erscheint sinnvoll, aufgrund der ausschlaggebenden Bedeutung der Nachfrager für den Umfang der Stromversorgung deren Aktivitäten als Anknüpfungspunkt für die Klassifizierung zu verwenden. Folgende Klassen, die traditionell in diesem Zusammenhang unterschieden werden<sup>71</sup>, sollen auch hier Verwendung finden:

- 
- 68 Vgl. R.K. Davidson [I], S. 69f.; C.J. Cicchetti, W.J. Gillen und P. Smolensky, *The Marginal Cost and Pricing of Electricity*, Cambridge, MA, 1977, S. 92, und I. Hoven und W. Schulz [I], Kostenorientierte Stromtarife. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Jg. 12 (1988), S. 225ff.; die historischen Kosten haben hierbei höchstens die Funktion, Anhaltspunkte für die Höhe der Grenzkosten zu geben, worauf R.H. Coase [I], *The Theory of Public Utility Pricing and its Application*. „Bell Journal of Economics“, vol. 1 (1970), S. 122 und S. 124, verweist.
  - 69 Vgl. R.K. Davidson [I], S. 72; I. Hoven und W. Schulz [I], S. 226, und G.P. Keshava, *A Review of the Theory of Electricity Pricing*. „Indian Journal of Economics“, Alahabad, vol. 70 (1990), S. 389ff.; zu einer ausführlichen Diskussion kurz und langfristiger Grenzkosten vgl. J.C. Bonbright, *Principles of Public Utility Rates*. New York 1961, S. 317ff., worin den kurzfristigen Grenzkosten der Charakter einer Preisuntergrenze zugestanden wird.
  - 70 Vgl. W. Ohlms u.a., Aspekte für die Strompreisgestaltung aus der Analyse praktisch durchgeführter Kostenträgerrechnungen. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Jg. 6 (1982), S. 222.
  - 71 Vgl. R.K. Davidson [I], S. 60; J.C. Bonbright, S. 346ff.; Arbeitskreis „Kostenrechnung“ der VDEW, Kostenträgerrechnung in der Elektrizitätswirtschaft nach dem differenzierten Höchstleistungsverfahren mit charakteristischen Leistungsganglinien. „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 80 (1981), S. 843.

- Ein Abnehmer von elektrischer Energie<sup>72</sup> fragt im zeitlichen Ablauf eine seiner individuellen Lastkurve entsprechende Leistung nach. Die Kosten, die zur Sicherstellung dieser Leistung anfallen, hängen von der notwendigen Kapazität des gesamten Systems der Stromversorgung ab. Diese Kostenart wird daher als Kapazitätskosten bezeichnet<sup>73</sup>. Bezogen auf die Menge an elektrischer Arbeit, die der einzelne wie auch die Gesamtheit der Abnehmer verbrauchen, stellen diese Kosten einerseits kurzfristig Fixkosten dar, da ein bestehender Kraftwerkspark nur langfristig variiert wird, andererseits Gemeinkosten, da keine Zuordnung einzelner kW Kraftwerksleistung auf einzelne Abnehmer und die von ihnen verbrauchten kWh elektrischer Arbeit möglich ist<sup>74</sup>.
- Je nachdem, in welcher Höhe und vor allem wie lange der einzelne Abnehmer seine Nachfrage nach elektrischer Energie entfaltet, wird eine unterschiedlich große Menge an elektrischer Arbeit „produziert“. In Anlehnung an die in Teilen der angelsächsischen Literatur so benannten „energy costs“<sup>75</sup> sollen die mit dieser Aktivität einhergehenden Kosten als Energiekosten bezeichnet werden. Im Gegensatz zu den Kapazitätskosten liegen hier – bezogen auf den einzelnen Abnehmer und die von ihm verbrauchte Arbeit – variable bzw. Einzelkosten vor<sup>76</sup>.
- Der typische Abnehmer von elektrischem Strom verursacht darüber hinaus Kosten – z.B. für Zählerablesung und Rechnungserteilung –, die weder von der in Anspruch genommenen Leistung noch von der verbrauchten Arbeitsmenge abhängen. Daher werden diese Kosten Benutzerkosten genannt<sup>77</sup>.

### 3.2.2. Kostenarten in den einzelnen Bereichen der Stromversorgung

Auf der ersten Ebene eines Stromversorgungssystems – der Erzeugung – richtet sich das Ausmaß der potentiellen Leistung, die in einem Zeitpunkt bereitzuhalten ist, nach der größten Nachfrage nach elektrischer Energie, die von allen Abnehmern gemeinsam und zeitgleich durch die Inbetriebnahme von elektrischen Geräten geäußert wird. Zur Sicherstellung dieser Leistung ist eine bestimmte Menge an Kraftwerken mit einer Gesamterzeugungskapazität in der geforderten Höhe erforderlich. Die Kosten, die von der Höhe dieser Kapazität abhängen, bestehen hauptsächlich aus den Kapitalkosten für den Kraftwerkspark (Zinsen und Abschreibungen), den laufenden Wartungsausgaben für das Sachvermögen, dem überwiegenden Teil der Löhne und Gehälter der in den

---

72 Die Kosten, die zu Beginn der Versorgung eines neuen Abnehmers anfallen, wurden nicht weiter betrachtet.

73 Davidson verwendet hierfür auch den Begriff „demand costs“, vgl. R.K. Davidson [I], S. 60, während Turvey bei der möglichen Ausgestaltung von Tarifen einen leistungsabhängigen Tarifteil „demand rate“ nennt; vgl. R. Turvey [I], Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply. London 1968, S. 94f.

74 Vgl. R.K. Davidson [I], S. 61f.

75 R.K. Davidson [I], S. 60f.

76 Vgl. R.K. Davidson, S. 61.

77 Vgl. R.K. Davidson, S. 62ff. Ihre Einordnung als variable oder fixe bzw. Einzel- oder Gemeinkosten hängt von der Bezugsgröße ab: wählt man die Anzahl der Abnehmer, sind es variable bzw. Einzelkosten, wählt man kWh bzw. kW, sind es fixe bzw. Gemeinkosten.

Kraftwerken beschäftigten Arbeitnehmer und einem Teil der allgemeinen Verwaltungskosten<sup>78</sup>. Eine Steigerung der maximalen Leistungsnachfrage, wie sie in der Vergangenheit durchgängig zu verzeichnen war, führt somit zu einer steigenden Kapazität und damit verbundenen höheren Kosten.

Die Menge an elektrischer Arbeit, die innerhalb eines Zeitraumes „erzeugt“ wird, steht in direktem Zusammenhang mit der Menge an Brennstoff, welche zur Stromerzeugung verwendet wird. Der Hauptbestandteil der Energiekosten sind somit die Kosten für den Einsatz der Primärenergieträger in den Kraftwerken (Brennstoffkosten)<sup>79</sup>.

Auf der nächsten Ebene erfolgt der weiträumige Transport der elektrischen Energie durch das Leitungsnetz, wobei die Spannung beim Übergang von den einzelnen Ebenen jeweils auf niedrigere Spannungen transformiert wird. Der Umfang dieses Leitungsnetzes und damit die Kosten, die zur Unterhaltung und Erweiterung erforderlich sind, hängen weitgehend von der zu erwartenden Netzhöchstlast ab<sup>80</sup>. Das gesamte Verteilungsnetz wird – wie erwähnt – in die Bereiche Hoch-, Mittel- und Niederspannung unterteilt. Für den Umfang jedes Teiles ist insofern die einzelne Höchstlast relevant; die in den einzelnen Teilen des Leitungsnetzes auftretenden Höchstlasten müssen nicht unbedingt gleichzeitig auftreten und darüber hinaus auch nicht mit der Spitzenlast im Erzeugungsbereich zusammenfallen<sup>81</sup>. Auch hier ist mit einiger Wahrscheinlichkeit eine gewisse zeitliche Diversifizierung zu erwarten, die sich durch einen entsprechend formulierten Gleichzeitigkeitsgrad ausdrücken lässt.

Ein weiterer Aspekt der Fortleitung ist das Problem der Leitungsverluste. Dadurch muß die Stromeinspeisung bezüglich der elektrischen Leistung regelmäßig höher ausfallen, als die Nachfrage der Abnehmer es erfordert würde<sup>82</sup>.

Die Kosten jedes Teiles hängen von der Länge und Auslegung der jeweiligen Netze und von der Anzahl und Größe der Umspannstationen ab. Hierbei ist zu beachten, daß den einzelnen Kunden der EVU nur die sich gemäß ihrer Spannungsstufe ergebenden Kosten der Leitungsnetze und Transformatoren anteilig im Zuge der Tarifierung in Rechnung gestellt werden<sup>83</sup>.

---

78 Vgl. R.K. Davidson [I], S. 61.

79 Wobei die Unterschiede in den Brennstoffkosten zwischen den unterschiedlichen Kraftwerkstypen von den unterschiedlichen Preisen und den Brennwerten der jeweils verwendeten Primärenergie abhängen, vgl. R. Turvey [I], S. 2, und C.J. Cicchetti, W.J. Gillen and P. Smolensky, S. 29; zu weiteren Bestandteilen der Energiekosten, allerdings auch auf die Fortleitung bezogen, vgl. R.K. Davidson [I], S. 61. Brennstoffkosten fallen allerdings bei der Verwendung regenerierbarer Energiequellen – Sonne, Wind, Wasserkraft u.a. – nicht an.

80 Vgl. C.J. Cicchetti, W.J. Gillen and P. Smolensky, S. 19.

81 Vgl. C.J. Cicchetti, W.J. Gillen and P. Smolensky, S. 20.

82 Dieser Sachverhalt impliziert eine Abhängigkeit der Stromversorgungskosten von der Anordnung der Kunden im Raum, der aber im weiteren nicht explizit nachgegangen werden soll; vgl. hierzu I. Hoven und W. Schulz [I], S. 231; darüber hinaus bewirken die Leitungsverluste sowohl eine Erhöhung der notwendigen Erzeugungskapazität als auch der Menge an zu erzeugender elektrischer Arbeit, die Verluste hängen also nicht nur von der Netzhöchstlast, sondern auch von der sonstigen Lasthöhe ab; vgl. C.J. Cicchetti, W.J. Gillen and P. Smolensky, S. 20ff.

83 Da in dieser Arbeit lediglich die Tarife für den Niederspannungsbereich untersucht werden, wird diese Differenzierung nach den Spannungsstufen in der theoretischen Analyse nicht weiter verfolgt. Sie wird allerdings bei dem Problem der Preisdifferenzierung notwendigerweise wieder aufgegriffen.

Eine ähnliche Situation wie bei der Fortleitung gilt analog auch für den dritten Bereich, die lokale Distribution. Die Kosten dieser Leistungsbereitstellung sind nur von denjenigen Abnehmern zu tragen, die aus dem Niederspannungsnetz versorgt werden.

### 3.2.3. Analyse der Stromerzeugungskosten

#### 3.2.3.1. Zeitlicher Einsatz der Kraftwerke und optimaler Kraftwerkspark

Der Bereich der Stromerzeugung umfaßt die Umwandlung der unterschiedlichen Primärenergieträger in die Sekundärenergie „Elektrizität“. Hierzu werden verschiedene Kraftwerkstechnologien eingesetzt, die sich bezüglich ihrer Kostenstrukturen signifikant unterscheiden. Insbesondere das Verhältnis der von der Menge an erzeugter elektrischer Arbeit abhängigen Kosten zu denen, die davon unabhängig sind, differiert zwischen Laufwasser-, Pumpspeicher-, Kern-, Braunkohle-, Steinkohle-, Öl- und Gasturbinenkraftwerken. In der Reihenfolge dieser Aufzählung nehmen die mit der Menge an erzeugter elektrischer Arbeit zusammenhängenden Kosten relativ zu, während die von der elektrischen Leistung abhängigen Kapazitätskosten entsprechend abnehmen<sup>84</sup>.

Betrachtet man für eine bestimmte zeitliche Periode den Zusammenhang zwischen den Kosten der Erzeugung elektrischer Energie einer bestimmten, als konstant angenommenen Leistung und dem Zeitablauf, so erhält man für jede Kraftwerksart eine Funktion der Kosten der Bereitstellung dieser Strommenge in Abhängigkeit von dem zeitlichen Einsatz der betreffenden Kraftwerkskapazität<sup>85</sup>, wodurch man den kostenminimalen Kraftwerkspark ableiten kann. Für die weiteren Überlegungen wird davon ausgegangen, daß die Struktur des Bedarfs an elektrischem Strom eines Versorgungsgebietes in einer bestimmten Periode (24 Stunden) gegeben ist. Unter der Annahme einer stets gleichen täglichen Situation ist diese homogene Tageslastganglinie des Versorgungsgebietes der Ausgangspunkt der Überlegungen.

Die Kosten der Lieferung dieser benötigten elektrischen Energie sollen nun minimiert werden. Dazu sind drei verschiedene Stromerzeugungstechnologien vorhanden, die jeweils unterschiedliche Fixkosten pro kW Leistung und variable Kosten je Einsatzstunde eines kW Leistung aufweisen: Grundlastkraftwerke, Mittellastkraftwerke und Spitzenlastkraftwerke<sup>86</sup>. Jedes der drei Kraftwerke würde – unter der Annahme des alleinigen Einsatzes – zur Bereitstellung der benötigten Strommenge Kosten verursachen, die sich nach

$$(9) \quad K_i = k_i \cdot Q + r_i \cdot W, \quad i = g, m, s,$$

---

84 Vgl. D. Schmitt, S. 1095ff.

85 Vgl. T.W. Berrie, The Economics of System Planning in Bulk Electricity Supply. In: R. Turvey (Ed.), Public Enterprise. Harmondsworth 1968, S. 199.

86 Eine Zuordnung der vorher aufgezählten Kraftwerkstypen zu den drei hier erwähnten Gruppen könnte so ausfallen, daß man Kernkraft- und Braunkohlenkraftwerke zur Grundlast, Steinkohle- und Öl- bzw. Gaskraftwerke zur Mittellast und Gasturbinenkraftwerke zur Spitzenlast rechnet. Vgl. D. Schmitt, S. 1096f.

ergeben, wobei  $K_i$  die Kosten der täglichen Bereitstellung der elektrischen Energie durch Kraftwerke der Technologie  $i$ ,  $k_i$  die Kapazitätskosten pro kW Kraftwerkskapazität  $i$ ,  $Q$  die maximal notwendige Kapazität des Kraftwerksparks,  $r_i$  die Kosten, die für den Betrieb von 1 kW Kapazität der Technologie  $i$  pro Stunde anfallen (Brennstoffkosten) und  $W$  die elektrische Arbeit, die pro Tag „produziert“ wird, bedeuten.

Aufgrund der Eigenschaft der Nichtspeicherbarkeit der Elektrizität und des schwankenden Bedarfs müssen die einzelnen Kraftwerke – bei differenzierter Betrachtung sogar die einzelnen kW Kraftwerksleistung – für jeweils unterschiedlich lange Zeiten eingesetzt werden. Untersucht man die Kostenverursachung eines kW Kraftwerksleistung der Technologie  $i$  bei variierender Einsatzdauer<sup>87</sup>, so erhält man die von der Zeit als unabhängiger Variable und den technologiebestimmten Größen  $k_i$  und  $r_i$  als Parameter abhängigen Kosten pro einzelnes kW Leistung  $K_{kw}$

$$(10) \quad K_{kw} = k_i + r_i, \quad i = g, m, s.$$

Steht man nun vor der Wahl, Spitzenlast- oder Mittellastkraftwerke einzusetzen, so stellt sich die Frage, ob es eine Zeitdauer ( $t_s$ ) gibt, von der an die Bereitstellung einer solchen Leistung und die Erzeugung der dazugehörigen Menge elektrischer Arbeit kostengünstiger durch Mittellastkraftwerke als durch Spitzenlastkraftwerke erfolgen könnte. Für diese Zeitdauer müßte somit

$$(11) \quad K_{kw_s}(t_s) < K_{kw_m}(t_s)$$

gelten. Durch Einsetzen von Gleichung (10) in (11) ergibt sich für  $t_s$

$$(12) \quad t_s = \frac{k_s - k_m}{r_m - r_s}.$$

Ein entsprechendes Ergebnis erhält man bei der Wahl zwischen Mittellast- und Grundlastkraftwerken für die Zeitdauer  $t_m$

$$(13) \quad t_m = \frac{k_m - k_g}{r_g - r_m}.$$

Dieses Ergebnis ist folgendermaßen zu interpretieren: Jedes kW Leistung, das an weniger als  $t_s$  Stunden nachgefragt wird, sollte in Spitzenlastkraftwerken erzeugt werden; jedes kW Leistung, das für eine Anzahl von Stunden  $h$  (mit  $t_s \leq h \leq t_m$ ) produziert wird, sollte durch Mittellastkraftwerke, und jedes kW Leistung, das an mehr als  $t_m$  Stunden nachgefragt wird, durch Grundlastkraftwerke bereitgestellt werden<sup>88</sup>.

87 Was bezüglich der Dimensionen einer Division von Gleichung (8) durch kW gleichkommt.

88 Vgl. die entsprechende Argumentation bei J.T. Wenders, Peak Load Pricing in the Electric Utility Industry, „Bell Journal of Economics“, vol. 7 (1976), S. 233ff.

Schaubild 2

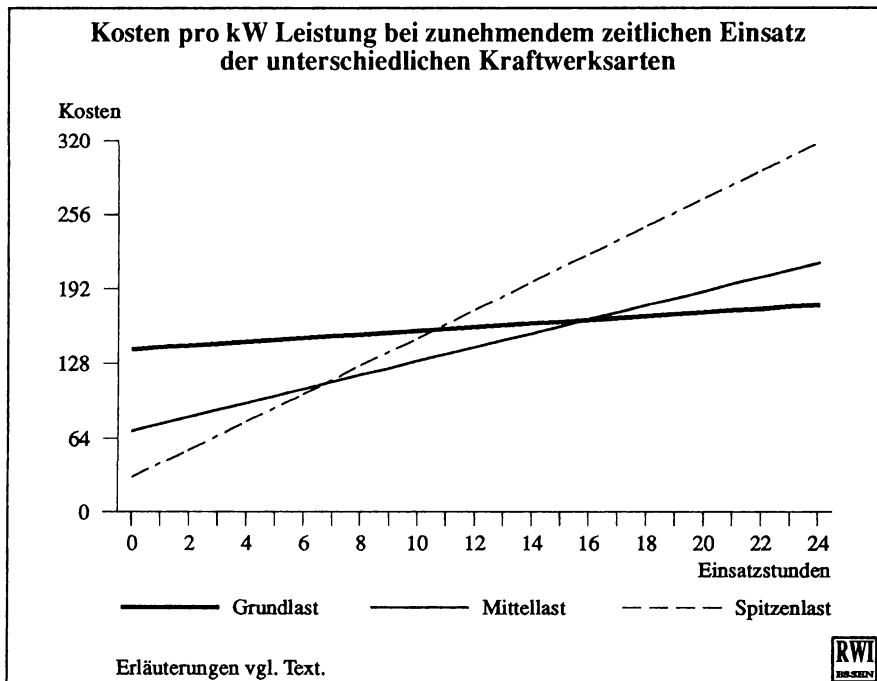
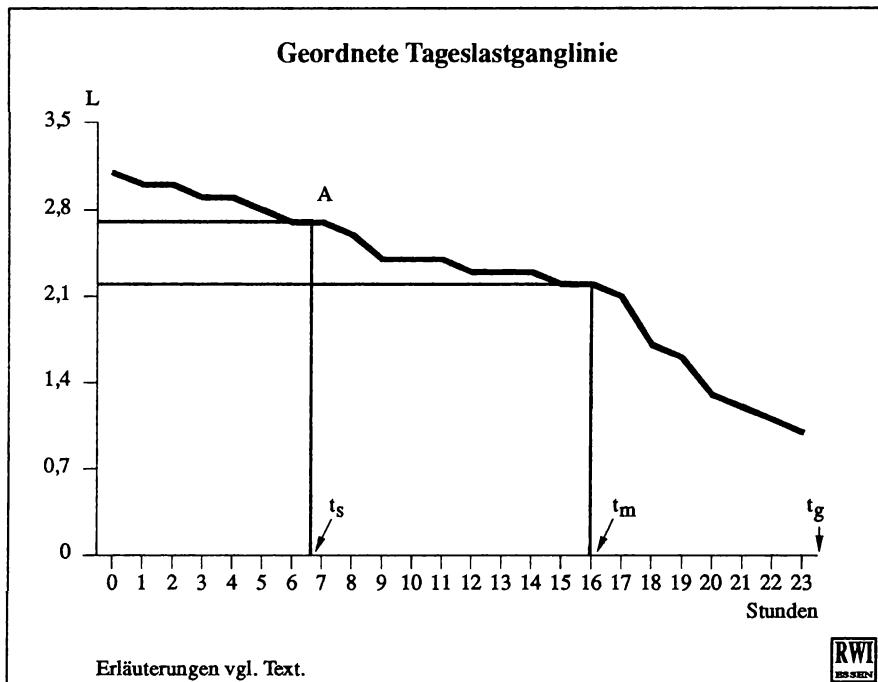


Schaubild 2<sup>89</sup> zeigt, daß sowohl für die Ordinatenabschnitte, die die von der eingesetzten Zeitdauer unabhängigen Kapazitätskosten je kW Leistung bedeuten, als auch für die Steigungsichten – also die mit jeder weiteren Einsatzstunde anwachsenden Betriebskosten – eine Rangfolge aufgestellt werden kann, wobei für den Kostenverlauf von Grundlastkraftwerken die höchsten Kapazitätskosten und die niedrigsten Betriebskosten verzeichnet werden, während Spitzenlastkraftwerke genau am entgegengesetzten Ende der Skala anzusiedeln sind. Die Schnittpunkte der einzelnen Kostenfunktionen sind als zeitliche „break even“-Punkte für den Einsatz der verschiedenen Kraftwerkarten zu interpretieren und entsprechen den oben abgeleiteten kritischen Werten  $t_s$  und  $t_m$ .

Die Höhe der gesamten Nachfrage im Versorgungsgebiet bestimmt nun in Verbindung mit den durch die zeitabhängigen Kostenfunktionen festgelegten Einsatzzeiten den

89 Schaubild 2 basiert auf einem numerischen Beispiel, bei welchem von folgenden Größen ausgegangen wurde:  $k_g = 140$ ,  $k_m = 70$ ,  $k_s = 30$  (Dimension GE/kW) und  $r_g = 1,6$ ,  $r_m = 6$ ,  $r_s = 12$  (Dimension GE/kWh). Die sich ergebenden Werte für die beiden „break even“-Punkte sind 6,667 Stunden für den Übergang von Spitzenlastkraftwerken zu Mittellastkraftwerken und 15,909 Stunden für den Übergang zu Grundlastkraftwerken. Zu den Bedingungen, die erfüllt sein müssen, damit alle Technologien eingesetzt werden, vgl. M. Crew and P. Kleindorfer [1], Peak Load Pricing with a Diverse Technology, „Bell Journal of Economics“, vol. 7 (1976), S. 214f., die allerdings einen etwas anderen Ansatz verfolgen.

Schaubild 3



optimalen Kraftwerkspark. Um zu diesem Ergebnis zu gelangen, ordnet man die für das gesamte Erzeugungssystem gültige Lastganglinie<sup>90</sup> in der Art, daß die maximale Leistung, die während einer bestimmten Anzahl von Stunden angefordert wird, dieser Stundenzahl zugeordnet und in einem zweidimensionalen Koordinatensystem abgetragen wird<sup>91</sup>. Man erhält somit eine Funktion der notwendigen Leistungshöhe in Abhängigkeit von der Zeitdauer

$$(14) \quad L = L(t).$$

Die sich ergebende Kurve wird geordnete Lastganglinie genannt. Schaubild 3 gibt die für das Beispiel geltende geordnete Tageslastganglinie wieder. Die durch die senkrechten Linien gekennzeichneten Punkte auf der Abszisse stellen die beiden Übergangszeiten dar, bei denen ein Wechsel in der Art der zur Bereitstellung dieser Leistung eingesetzten Kraftwerke erfolgen sollte; die zugehörigen Werte wurden aus dem skizzierten Optimierungskalkül berechnet. Fällt man von den Schnittpunkten der senkrechten Linien mit der Tageslastganglinie das Lot auf die Ordinate, so erhält man die optimalen Werte für die Kapazitäten  $Q_i$  der drei Kraftwerksarten.

Ganz offensichtlich hängen die Anteile der Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke an der Gesamtkapazität, soweit diese unverändert bleibt, von der Benutzungsdauer des

90 Obere Linie in Schaubild 1.

91 Vgl. T.W. Berrie, S. 197ff.

gesamten Kraftwerksparks ab. Dabei führt eine um so gleichmäßiger Ausnutzung der Kapazitäten zu einer um so höheren Relation der Grundlastkraftwerke zur Gesamtkapazität und umgekehrt. Allgemein kann dieser Zusammenhang folgendermaßen formuliert werden: Je stärker die geordnete Lastganglinie innerhalb eines Einsatzbereichs abfällt, um so höher ist der Anteil der entsprechenden Technologie an der Gesamtkapazität.

Die Realisierung des kostengünstigsten Betriebs eines gegebenen Kraftwerksparks erfordert zunächst allein, daß mit zunehmender Höhe der von den Abnehmern angeforderten Leistung zuerst die Kraftwerke mit den geringsten Energiekosten ans Netz gehen, bis zum Schluß die Kraftwerke mit den höchsten Energiekosten nur noch zur Abdeckung der Bedarfsspitzen zugeschaltet werden. Dieses Vorgehen wird mit dem Begriff „economy dispatch“<sup>92</sup> bzw. „Einsatz der Kraftwerke nach der „merit order“<sup>93</sup> bezeichnet.

### 3.2.3.2. Grenzkosten der Stromerzeugung

Im letzten Abschnitt war die gesamte Nachfrage als gegeben und konstant angesehen worden. Ausgangspunkt für die weitere Analyse ist ein bestehendes Erzeugungssystem, das optimal an die momentane Nachfragesituation, wie sie sich in der geordneten Tageslastganglinie darstellen läßt, angepaßt ist. Das Erzeugungssystem besteht wieder aus drei Kraftwerkstypen (Grund-, Mittel- und Spitzenlast) mit den Erzeugungskapazitäten  $Q_g$ ,  $Q_m$  und  $Q_s$ ; diese Kapazitäten sind nach dem oben beschriebenen Vorgehen festgelegt worden.

Die Grenzkosten einer zusätzlichen kWh entsprechen bei kurzfristiger Betrachtung den Brennstoffkosten des jeweils zuletzt eingesetzten Kraftwerks für die Erzeugung von einer kWh elektrischer Energie. An der absoluten Kapazitätsgrenze des gesamten Systems sind die Grenzkosten kurzfristig unbestimmt<sup>94</sup>; hier müßte – falls eine Erweiterung des Kraftwerksparks innerhalb kurzer Zeit nicht möglich ist bzw. ein Import nicht zur Verfügung steht – eine Erhöhung des Strompreises zur effektiven Rationierung der Verbraucher durchgesetzt werden<sup>95</sup>, wollte man nicht die unpopuläre Methode der Abschaltung von Verbrauchern anwenden oder das Risiko eines Netzzusammenbruchs eingehen.

Für die Untersuchung der Zusammenhänge, die zwischen der Auslastung der Kraftwerke, den Benutzungsdauern der einzelnen Abnehmer, dem Gleichzeitigkeitsgrad des Stromverbrauchs und den langfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung bestehen, muß eine detaillierte Analyse der Einflußgrößen auf die Kostensituation erfolgen.

92 Vgl. C.J. Cicchetti, W.J. Gillen und P. Smolensky, S. 29f.

93 Vgl. T.W. Berrie, S. 199f.; R. Turvey [I], S. 9.

94 Vgl. T. Seitz, Zum Problem der Preissetzung und Kapazitätsanpassung bei nicht lagerfähigen Gütern. „Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik“, Stuttgart, Band 186 (1971/72), S. 300ff.

95 Vgl. H. Hotelling, The General Welfare in Relation to Problems of Taxation and of Railway and Utility Rates. „Econometrica“, New Haven, CT, vol. 6 (1938), S. 264; R. Turvey and D. Anderson, Electricity Economics. Baltimore und London 1977, S. 209.

Ausgehend von den oben skizzierten Annahmen über das Stromversorgungsmodell ergeben sich die kapazitätsabhängigen Kosten des Gesamtsystems aus

$$(15) \quad K_k = \sum_i k_i \cdot Q_i, \quad i = g, m, s.$$

Die betriebsbedingten Kosten pro kWh werden – wie erwähnt – den Brennstoffkosten gleichgesetzt. Die gesamten Betriebskosten erhält man daher als

$$(16) \quad K_v = \sum_i r_i \cdot W_i, \quad i = g, m, s.$$

Somit ergeben sich die Gesamtkosten aus

$$(17) \quad K = \sum_i (k_i \cdot Q_i + r_i \cdot W_i), \quad i = g, m, s,$$

wofür unter Berücksichtigung der geordneten Tageslastganglinie folgende Beziehung geschrieben werden kann

$$(18) \quad K = Q_g \cdot k_g + Q_m \cdot k_m + Q_s \cdot k_s + \int_0^t L(t)dt \cdot r_s - Q_g \cdot t_s \cdot (r_s - r_g) - Q_m \cdot t_s \cdot (r_s - r_m) \\ + \int_{t_s}^m L(t)dt \cdot r_m - Q_g \cdot (t_m - t_s) \cdot (r_m - r_g) + \int_{t_m}^s L(t)dt \cdot r_g.$$

Hierbei tragen die negativen Terme hinter den ersten beiden Integralen dem Sachverhalt Rechnung, daß die jeweiligen Flächen der Integrale nicht vollständig mit den dort verwendeten variablen Kosten  $r_i$  bewertet werden dürfen, sondern nur – unter Verwendung von Schaubild 3 – die „Restflächen“ über den waagerechten Hilfslinien, deren obere Begrenzungen unregelmäßig verlaufen. Die kWh-Mengen, die den Flächeninhalten der drei Vierecke entsprechen, werden durch Grundlastkraftwerke (die unteren beiden großen Flächen) bzw. durch Mittellastkraftwerke (das restliche flache Viereck) erzeugt. Somit ist eine entsprechende Korrektur der Bewertung der Integrale erforderlich.

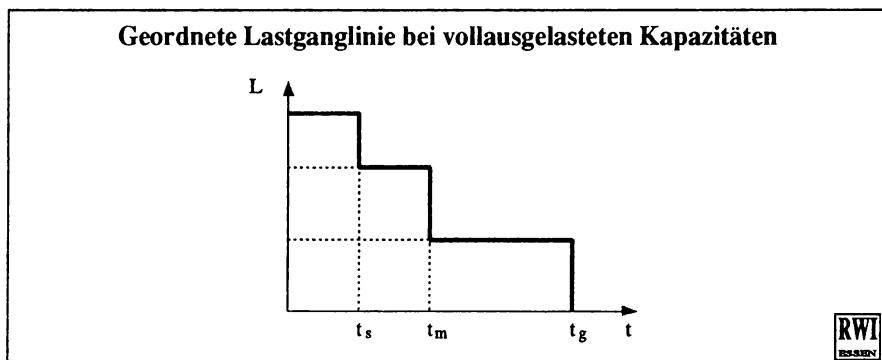
Durch Ausklammern der Kraftwerkskapazitäten  $Q_i$  ergibt sich im nächsten Schritt

$$(19) \quad K = Q_g \cdot [k_g + t_m \cdot (r_g - r_m) + t_s \cdot (r_m - r_s)] + Q_m \cdot [k_m + t_s \cdot (r_m - r_s)] \\ + Q_s \cdot k_s + \int_0^t L(t)dt \cdot r_s + \int_{t_s}^m L(t)dt \cdot r_m + \int_{t_m}^s L(t)dt \cdot r_g.$$

Gleichung (19) enthält zwei gegenläufige Aspekte der Kostenzusammensetzung, die für die langfristige Entwicklung der Grenzkosten Relevanz besitzen: Eine Erhöhung der Kraftwerkskapazitäten, die durch eine Nachfrageausweitung erforderlich werden könnte, führt einerseits zu höheren Kapitalkosten, andererseits – soweit es sich um Erweiterungen bei Grund- oder Mittellastkraftwerken handelt – zu einer Brennstoffkostensparnis, da nun die elektrische Energie, die sonst durch Kraftwerke mit höheren Brennstoffkosten bereitgestellt worden wäre, von Kraftwerken mit geringeren Betriebskosten geliefert wird<sup>96</sup>.

---

96 Vgl. R. Turvey [I], S. 46ff.; C.J. Cicchetti, W.J. Gillen and P. Smolensky, S. 9f.



Zur Verdeutlichung der Kostenänderung bei einer Lasterhöhung sollen folgende denkbare Fälle unterschieden werden, wobei dem ersten Fall eine idealisierte Lastganglinie zugrundeliegt, während die Fälle zwei und drei auf einer üblichen Lastganglinie basieren, wie sie etwa in Schaubild 3 dargestellt ist<sup>97</sup>:

- (1) die Kapazitäten der eingesetzten Kraftwerke sind jeweils voll ausgelastet; eine solche Lastganglinie weist einen treppenförmigen Verlauf auf (vgl. Schaubild 4)<sup>98</sup>;
- (2) die Kapazitäten der eingesetzten Kraftwerke sind nicht vollständig ausgelastet, die Nachfrageausweitung findet auf einer solchen Leistungshöhe statt, die exakt für die Dauer eines der beiden zeitlichen „break even“-Punkte anfällt<sup>99</sup>, und
- (3) die Kapazitäten der eingesetzten Kraftwerke sind nicht vollständig ausgelastet, die Nachfrageausweitung findet auf einer Höhe statt, die mitten in einem der Lastbereiche liegt<sup>100</sup>.

Die Grenzkosten einer zusätzlichen Menge elektrischer Arbeit ergeben sich allgemein als

$$(20) \quad \frac{dK}{dW} = \frac{dQ_g}{dW} \cdot [k_g + t_m \cdot (r_g - r_m) + t_s \cdot (r_m - r_s)] + \frac{dQ_m}{dW} \cdot [k_m + t_s \cdot (r_m - r_s)] \\ + \frac{dQ_s}{dW} \cdot k_s + \frac{d \int_0^{t_s} L(t) dt}{dW} \cdot r_s + \frac{d \int_{t_s}^{t_m} L(t) dt}{dW} \cdot r_m + \frac{d \int_{t_m}^{t_g} L(t) dt}{dW} \cdot r_g .$$

Betrachtet man nun den ersten der drei unterschiedenen Fälle und unterstellt, daß im Lastbereich, der ausschließlich durch Mittellastkraftwerke abgedeckt wird, eine Ausweitung um eine infinitesimal kleine Leistung erfolgt, die unter den hier herrschenden

97 Vgl. I. Hoven und W. Schulz [I], S. 227ff.

98 Vgl. I. Hoven und W. Schulz [I], S. 228.

99 Konkret soll eine Leistungserhöhung untersucht werden, die genau an  $t_s$  Stunden nachgefragt wird. Dadurch würde sich in Schaubild 3 eine Aufstockung der geordneten Tageslastganglinie an der Stelle ergeben, die durch Punkt A gekennzeichnet ist.

100 I. Hoven und W. Schulz [I], S. 230f., unterscheiden in ihrer Studie nicht zwischen dem zweiten und dritten Fall, wodurch ihre Ergebnisse angreifbar sind.

den Bedingungen während einer Zeitdauer von  $t_m$  Stunden nachgefragt wird, so verkürzt sich der Ausdruck für die Grenzkosten dieser Nachfrageausdehnung auf:

$$(21) \quad \frac{dK}{dW} = \frac{dQ_m}{dW} \cdot [k_m + t_s \cdot (r_m - r_s)] + \frac{dQ_s}{dW} \cdot k_s + \frac{\int_{t_s}^{t_m} L(t) dt}{dW} \cdot r_m$$

bzw.<sup>101</sup>

$$(22) \quad \frac{dK}{dW_1} = [70 + 6,667 \cdot (6 - 12)] \cdot \frac{dQ_m}{dW_1} - 30 \cdot \frac{dQ_s}{dW_1} + \frac{\int_{t_s}^{t_m} L(t) dt}{dW_1} \cdot 6 = \frac{\int_{t_s}^{t_m} L(t) dt}{dW_1} \cdot 6.$$

Bezogen auf die Anzahl der zusätzlichen Kilowattstunden ergeben sich Grenzkosten, die genau der Höhe der Brennstoffkosten  $r$ , entsprechen, was daraus resultiert, daß die Grenzkapitalkosten für die Erweiterung der Mittellastkapazität durch den Wegfall von Spitzenlastkapazität und die Brennstoffkostenersparnis infolge des Einsatzes der effizienter arbeitenden Mittellastkapazität exakt kompensiert werden<sup>102</sup>. Lediglich bei einer Ausweitung der Nachfrage zu solchen Zeiten, in denen Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden, kommen zu den Grenzbrennstoffkosten noch die Grenzkapazitätskosten, da hier keine Brennstoffkostenersparnisse realisiert werden können.

Den Fällen (2) und (3) liegt eine geordnete Lastganglinie ähnlich der in Schaubild 3 zugrunde. Fall (2) impliziert dabei wiederum, daß eine Erhöhung der Mittellastkapazität erforderlich ist. Die Grenzkosten dieser Nachfrageerhöhung sind in der allgemeinen Form exakt wie für Fall (1) zu formulieren, so daß also auch für diesen Fall gilt, daß die Grenzkosten einer solchen Ausweitung der Nachfrage – bezogen auf die Menge an elektrischer Arbeit – gleich den Brennstoffkosten sind<sup>103</sup>.

Im dritten Fall liegt der Sachverhalt noch klarer vor Augen, da hier überhaupt keine Änderung im Kraftwerkspark erforderlich ist. Die ersten Terme in Gleichung (20) fallen dadurch weg, es verbleibt lediglich die Änderung in der Lastganglinie in dem betroffenen Lastbereich. Dadurch erhält man unausweichlich Grenzkosten – bezogen auf die zusätzliche Menge kWh – in Höhe der Brennstoffkosten.

Insgesamt ist also festzuhalten, daß jede Änderung der Nachfrage, die sich in einer Erhöhung des Lastgangs niederschlägt<sup>104</sup>, zu einer Steigerung der Kosten im Ausmaß der Grenzbrennstoffkosten – also der variablen Kosten des marginalen Kraftwerks – führt, solange nicht die Spitzenlast des gesamten Versorgungsgebietes durch diese

101 Hierbei wird die notwendigerweise erfüllte Gleichung  $dQ_n = -dQ_s$  unterstellt. Die Zahlenwerte ergeben sich wieder aus dem Modell, welches für Schaubild 2 skizziert wurde.

102 Vgl. R. Turvey [I], S. 46f., und I. Hoven und W. Schulz [I], S. 227f.

103 R. Turvey [I], S. 46f., gelangt ebenfalls zu diesem Ergebnis; hingegen leiten Hoven und Schulz für den Fall einer solchen Lastganglinie höhere Grenzkosten ab als bei Vollauslastung der Kraftwerke; vgl. I. Hoven und W. Schulz [I], S. 230f. Die Autoren gehen von einer gleichbleibenden Benutzungsdauer aus, unterstellen aber gleichzeitig eine Erhöhung der Mittellastkapazität; beides zusammen ist aber nicht miteinander vereinbar.

104 Wobei einerseits der individuelle Lastgang des verursachenden Nachfragers, andererseits der Summenlastgang des Versorgungsgebiets betroffen ist.

Verbrauchserhöhung betroffen ist. Lediglich in diesem Falle umfassen die Grenz Kosten neben den Grenzbrennstoffkosten auch die Grenzkapazitätskosten<sup>105</sup>.

Analytisch ergibt sich dieser Sachverhalt zwingend dadurch, daß man durch Einsetzen von Gleichung (12) und (13) in (19) nach einfachen Umformungen folgende Kostenfunktion erhält:

$$(23) \quad K = Q_s \cdot k_s + Q_m \cdot k_s + Q_s \cdot k_s + \int_0^{t_s} L(t)dt \cdot r_s + \int_{t_s}^{t_m} L(t)dt \cdot r_m + \int_{t_m}^{t_g} L(t)dt \cdot r_g$$

bzw. unter Berücksichtigung von  $Q_s + Q_m + Q_g = Q$

$$(24) \quad K = Q \cdot k_s + \int_0^{t_s} L(t)dt \cdot r_s + \int_{t_s}^{t_m} L(t)dt \cdot r_m + \int_{t_m}^{t_g} L(t)dt \cdot r_g.$$

Das totale Differential dieser Kostenfunktion lautet

$$(25) \quad dK = \frac{\partial K}{\partial Q} \cdot dQ + \frac{\partial K}{\partial \int_0^{t_s} L(t)dt} \cdot d\int_0^{t_s} L(t)dt + \frac{\partial K}{\partial \int_{t_s}^{t_m} L(t)dt} \cdot d\int_{t_s}^{t_m} L(t)dt \\ + \frac{\partial K}{\partial \int_{t_m}^{t_g} L(t)dt} \cdot d\int_{t_m}^{t_g} L(t)dt$$

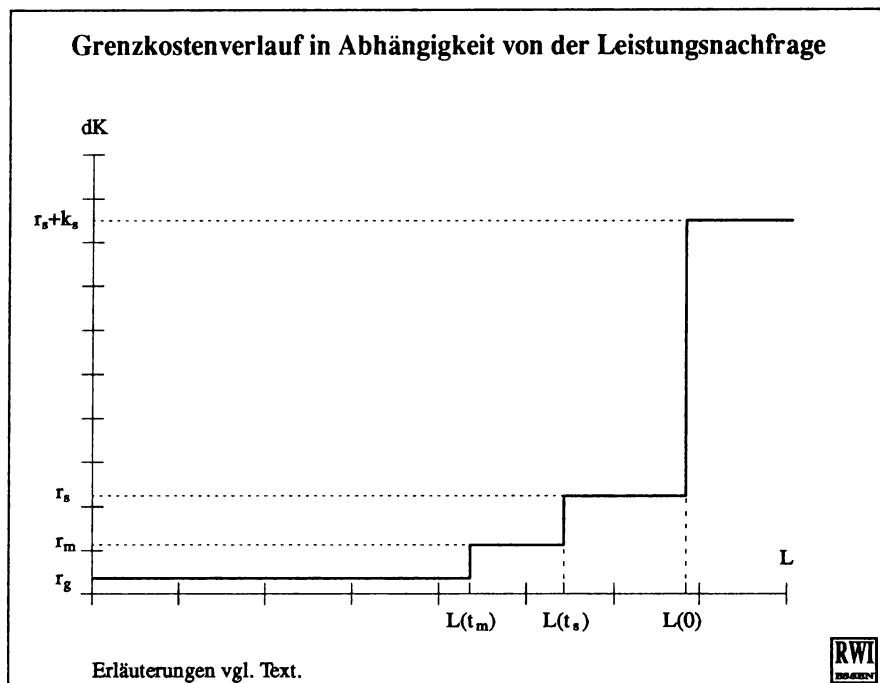
bzw.

$$(26) \quad dK = g(L) = k_s \cdot dQ + r_s \cdot d\int_0^{t_s} L(t)dt + r_m \cdot d\int_{t_s}^{t_m} L(t)dt + r_g \cdot d\int_{t_m}^{t_g} L(t)dt.$$

Aus diesen Überlegungen folgt: Solange sich an der Gesamtkapazität nichts ändert, bestehen die Grenzkosten immer nur aus den variablen Kosten des Lastbereiches, innerhalb dessen sich die Nachfrageänderung vollzieht. Erst eine solche Ausweitung

105 Im Gegensatz hierzu steht die Aussage von D. Seifried [I], Least-Cost Planning und die Reform der Energiepreise. In: P. Hennicke (Hrsg.), Den Wettbewerb im Energiesektor planen. Berlin u.a. 1991, S. 151f., wonach in einem optimal ausgelegten Kraftwerk „jede zusätzliche Nachfrage in einem Lastbereich einen Ausbau der Kapazität des entsprechenden Kraftwerkstyps“ erfordere. Leider erfolgt die Herleitung dieses Ergebnisses nicht analytisch, so daß der Eindruck gewonnen wird, daß hier entweder nur unter kurzfristigen Gesichtspunkten argumentiert wird oder der kapazitätssenkende Effekt bezüglich der nächstungünstigeren Technologie vernachlässigt wurde. Im Zuge der Diskussion um das Gutachten des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität Köln wurden von Hoven/Schulz weitere Beispiele für theoretisch mögliche Lastgänge angeführt, die auch für die Grund- und Mittellastbereiche höhere Grenzkosten als die Brennstoffkosten ergaben. Allerdings sind bezüglich der praktischen Relevanz solcher Lastgänge erhebliche Zweifel angebracht, da hier auch an den Lastübergängen Benutzungsdauern der marginalen Kraftwerkskapazität von weniger als den betreffenden Zeitdauern der entsprechenden Lastbereiche vorliegen müssen. Eine weitgehend monoton verlaufende geordnete Lastganglinie – wie z.B. in Schaubild 3 – ist mit solchen Annahmen nicht vereinbar. Vgl. I. Hoven und W. Schulz [I]; H. Schneider, Grenzkostenpreisbildung in der Elektrizitätswirtschaft. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Jg. 14, S. 38ff.; I. Hoven und W. Schulz [III], Grenzkostenpreisbildung in der Elektrizitätswirtschaft. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Jg. 14 (1990), S. 41ff.; I. Hoven und W. Schulz [III], Ergänzungen zur Erwiderung auf die kritischen Anmerkungen zum Gutachten „Kostenorientierte Stromtarife“. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Jg. 14 (1990), S. 238; H. Schneider, Replik zur Erwiderung auf die kritischen Anmerkungen zum Gutachten „Kostenorientierte Stromtarife“. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Jg. 14 (1990), S. 238ff.

Schaubild 5



der erzeugten Menge an kWh, die eine Erhöhung der gesamten Erzeugungskapazität notwendig macht, lässt die Kosten – zusätzlich zu den Betriebskosten des eingesetzten Spitzenlastkraftwerks – um die dann anfallenden Kapazitätskosten  $k_s$  wachsen. Eine Illustration dieses Sachverhalts ist in Schaubild 5 gegeben. Auf der Abszisse wird hier die nachgefragte Leistung abgetragen, auf der Ordinate erscheinen die zugehörigen Kostenänderung  $dK$ <sup>106</sup>.

Eine Darstellung der Grenzkosten, die sich an der traditionellen Präsentation orientiert, bei der also  $K'$  auf der Ordinate und die Menge an elektrischer Arbeit  $W$  auf der Abszisse abgetragen werden und durch Integration der Grenzkostenfunktion die Gesamtkosten (bis auf eine Integrationskonstante) ermittelt werden können, ist hingegen nicht ohne gravierende Beeinträchtigung des Realitätsgehalts realisierbar. Ursächlich hierfür ist die Tatsache, daß eine zusätzliche kWh in jedem Lastbereich auftreten kann, die Zuordnung einer Zunahme der elektrischen Arbeit zu einer konkreten Kostenänderung daher nicht eindeutig erfolgen kann. Bei der Analyse der Grenzkosten wurde diesem Sachverhalt dadurch Rechnung getragen, daß drei konkrete Situationen unterstellt wurden, für die eine eindeutige Kostenänderung ermittelt werden konnte. Für den allgemeinen Fall aber ist ein Grenzkostenverlauf im oben skizzierten Sinne nicht ableitbar. Als Ausweg aus diesem Dilemma bietet sich daher die hier gewählte

106 Exakt werden auf der Ordinate die Kosten pro Zeiteinheit – also hier pro Betriebsstunde – abgetragen.

Vorgehensweise an, bei der die zeitliche Eindeutigkeit einer Ausweitung der Erzeugung und die damit ermöglichte Zuordnung zu dem betroffenen Lastbereich ausgenutzt wird. Somit erhält man das Ergebnis, daß die Grenzkosten der Elektrizitätserzeugung infolge der zeitlichen Schwankung der nachgefragten Leistung ebenfalls im Zeitablauf schwanken.

## Zweites Kapitel

### Ziele bei der Formulierung von Stromtarifen

#### 1. Monopolregulierung und Identifizierung der relevanten Ziele

Die Elektrizitätswirtschaft wird in den meisten Ländern in mehr oder weniger ausgeprägtem Umfang als öffentliches Monopol angesehen und genießt eine Sonderstellung gegenüber den meisten anderen Branchen<sup>1</sup>. Die in der Bundesrepublik bestehenden institutionellen Strukturen ermöglichen es den am Markt existierenden EVU, innerhalb ihres jeweiligen regional abgegrenzten Versorgungsgebietes als alleinige Anbieter aufzutreten. Für die Charakterisierung der Elektrizitätswirtschaft als natürliches Monopol ist insbesondere der Bereich der Fortleitung über umfangreiche Leitungsnetze verantwortlich, da hierbei aufgrund der physikalischen Besonderheiten die notwendige Bedingung der Subadditivität der Kostenfunktion als erfüllt angesehen wird<sup>2</sup>.

Diese staatlich sanktionierte Position der EVU erfordert innerhalb einer Wettbewerbswirtschaft eine besondere Aufsicht, da ansonsten aufgrund der starken Marktstellung eines Alleinanbieters eine schlechtere Versorgung der Konsumenten mit dem Monopolgut Elektrizität zu erwarten ist. Aus diesem Grund wird eine staatliche Regulierung dieser Branche als Ersatz für den fehlenden Wettbewerb angesehen<sup>3</sup>.

Staatliches Handeln im Rahmen einer solchen Regulierung der Elektrizitätswirtschaft muß sich an bestimmten Zielen orientieren. Allgemein wird dabei das Ziel der optimalen Allokation der vorhandenen Ressourcen als eines der obersten ökonomi-

- 
- 1 Vgl. N. Eickhof [III], Reformbedarf der deutschen Energiepolitik. „List Forum“, Düsseldorf, Band 15 (1989), S. 173.
  - 2 Zu den Bedingungen für das Vorliegen eines natürlichen Monopols vgl. W.J. Baumol [II], On the Proper Cost Test for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry. „American Economic Review“, Menasha, WI, vol. 67 (1977), S. 809ff.; R. Sherman, The Regulation of Monopoly. Cambridge u.a. 1989, S. 4ff., und S.V. Berg and J. Tschirhart, Natural Monopoly Regulation. Cambridge u.a. 1988, S. 22ff. und S. 34ff. Ob diese Bedingungen innerhalb der Elektrizitätswirtschaft generell oder nur für einzelne Bereiche als erfüllt anzusehen sind, soll innerhalb dieser Arbeit nicht thematisiert werden; die Untersuchung baut auf der bestehenden Markt- und Regulierungssituation auf.
  - 3 Vgl. A. Endres, Staatliche Regulierung und ökonomische Theorie. „WiSt – Wirtschaftswissenschaftliches Studium“, Jg. 17 (1988), S. 197.

schen Ziele aufgefaßt<sup>4</sup>. Zur Erreichung dieses Zustands muß insbesondere das Problem der Preisbildung für jede Art von Gütern oder Produktionsfaktoren gelöst werden. Insofern sollte die Gestaltung von Stromtarifen, die innerhalb der Regulierung der Elektrizitätswirtschaft eine wichtige Rolle spielt, an dem Ziel der Erreichung einer optimalen Allokation ausgerichtet werden.

Aus der Tatsache heraus, daß verschiedene Gruppen mit divergierenden Interessen in den Prozeß der Regulierung involviert sind, sind auch andere Zielvorstellungen als die optimale Allokation zu berücksichtigen. Hierbei kann man zwischen folgenden Parteien unterscheiden<sup>5</sup>:

- politische Gruppen aus Legislative und Exekutive, die im Rahmen der Energiewirtschaftspolitik ihre Ansichten in den Entscheidungsprozeß einbringen,
- Unternehmen und Verbände der Stromwirtschaft, also die Zielgruppe der Regulierung, und
- Umweltschutzorganisationen, die in besonders starkem Maße an den Auswirkungen der Energieversorgung auf die Umwelt interessiert sind und hierbei insbesondere umfangreiche Öffentlichkeitsarbeit durchführen.

Die Zielgrößen, die sich aus den Interessenlagen der hier aufgezählten Gruppen ergeben, sollen im Rahmen dieses Kapitels gewürdigt werden, um vermeintliche oder tatsächlich bestehende Konflikte zu verdeutlichen und die Fundamente der von Teilen dieser Gruppen entwickelten oder vorgeschlagenen Tarifmodelle herauszuarbeiten. Zunächst werden allokativtheoretische Ziele abgeleitet und analysiert.

## 2. Allokationstheoretische Ziele

### 2.1. Wohlfahrtstheoretische Grundlagen

In jeder Wirtschaftsordnung müssen Entscheidungen getroffen werden, in welche der verschiedensten möglichen Verwendungen die vorhandenen Ressourcen gelenkt werden sollen. Das dadurch gekennzeichnete Problem wird mit dem Begriff „Allokation“ umschrieben. Neben den Problemen der zu verwendenden Produktionstechnologien, der Verteilung der erwirtschafteten Güter und der Frage, wer diese Probleme zu planen und zu entscheiden hat, gehört die Frage der optimalen Allokation zu den elementaren Punkten, die in einer Volkswirtschaft gelöst werden müssen<sup>6</sup>. Eine freiheitliche Wirtschaftsordnung wie die Soziale Marktwirtschaft zeichnet sich dadurch aus, daß solche Grundfragen prinzipiell auf der Grundlage der Interessen der einzelnen Mitglieder der Gesellschaft beantwortet werden. Im Rahmen der Wohlfahrtstheorie geht man daher regelmäßig von individuellen Nutzenfunktionen aus, die

4 Vgl. A. Woll, *Wirtschaftspolitik*, 2. Auflage, München 1992, S. 51ff.; daß auch in wissenschaftlichen Untersuchungen Werturteile – hier über die zu verfolgenden Ziele – verwendet werden müssen, ist seit Max Weber ein allgemein anerkannter Sachverhalt.

5 Eine Berücksichtigung der Nachfrager kann hierbei wegen fehlender Interessenkoordinierung und somit mangelnder Beeinflussung der öffentlichen Diskussion unterbleiben.

6 Vgl. A.E. Ott [I], *Volkswirtschaftslehre – eine erste Einführung*, Göttingen 1989, S. 14f.

auf der ordinalen Nutzentheorie basieren. Das Nutzenniveau eines einzelnen Wirtschaftssubjektes wird dabei sowohl durch die Menge an Gütern, die dieser Person zufließen, als auch die Menge an Faktorleistungen, die von ihr bereitgestellt werden, bestimmt<sup>7</sup>. Fließen die individuellen Nutzenniveaus als Argumente in die gesellschaftliche Wohlfahrtsfunktion ein, so wird von einer „individualistischen Wohlfahrtsfunktion“ gesprochen<sup>8</sup>. Versucht man nun, verschiedene soziale Zustände, die sich als Ergebnisse von marktlichem und staatlichem Handeln herausbilden, hinsichtlich ihrer Wohlfahrtseffekte zu analysieren, so stellt sich unmittelbar das Problem der fehlenden Möglichkeit, objektive interpersonelle Nutzenvergleiche durchzuführen. Diese prinzipielle Schwierigkeit hat zu der Entwicklung von Kriterien geführt, die einen Zustand charakterisieren, in dem eine Änderung der Situation dann zu einer höheren Wohlfahrt der Gesellschaft führt, „wenn zumindest ein Individuum eine Erhöhung seines Nutzenniveaus erfährt und kein anderes benachteiligt wird“<sup>9</sup>. Diese Kriterien sind unter dem Namen „Pareto-Bedingungen“ bekannt.

Ein davon zu unterscheidendes partialanalytisches Wohlfahrtsmaß ist der sogenannte soziale Überschuss. Trotz theoretischer Schwächen ist seine Bedeutung nicht zuletzt aufgrund seiner Überlegenheit über die Bedingungen des Pareto-Optimum bezüglich der praktischen Anwendung weiterhin – gerade im Bereich der Preissetzung der öffentlichen Unternehmen – sehr hoch<sup>10</sup>.

Um zu Aussagen über allokativtheoretische Ziele zu gelangen, sollen beide Kriterien in ihrer Bedeutung für die Beurteilung unterschiedlicher Tarifmodelle untersucht werden. Dabei ist neben der modelltheoretischen Stringenz der abgeleiteten Ergebnisse auch die Frage der Bedeutung für die praktische Regulierungspolitik relevant, die insbesondere die Realitätsnähe der Bedingungen untersucht, unter denen diese Resultate ermittelt wurden<sup>11</sup>.

## 2.2. Pareto-Optimum versus sozialer Überschuss als Kriterien für eine optimale Allokation

Die formale Maximierung einer gesellschaftlichen Wohlfahrtsfunktion, als deren Argumente die Nutzenniveaus der Mitglieder der Gesellschaft auftreten, führt zu einem System notwendiger Bedingungen, die allgemein als Marginalbedingungen für ein Pareto-Optimum bezeichnet werden<sup>12</sup>. Eine Beeinflussung ökonomischer Variablen in Richtung auf die Erfüllung dieser Bedingungen müßte somit zu einem Zustand führen, der eine Verbesserung der Situation eines der beteiligten Individuen nur bei gleichzeitiger Verschlechterung eines anderen Individuums erlaubt.

7 Vgl. E. Sohmen, Allokationstheorie und Wirtschaftspolitik. Tübingen 1976, 20ff.

8 Vgl. E. Sohmen, S. 21.

9 E. Sohmen, S. 30.

10 Vgl. H. Schuster, Der soziale Überschuss als Kriterium wirtschaftspolitischer Maßnahmen im mikroökonomischen Bereich. „Schmollers Jahrbuch für Wirtschafts und Sozialwissenschaften“, Berlin, Jg. 90 (1970), S. 130f., und U. v. Suntum, Konsumentenrente und Verkehrssektor. Der soziale Überschuß als Basis für öffentliche Allokationsentscheidungen. Berlin 1986, S. 30.

11 Vgl. R. Rees, Public Enterprise Economics. London 1976, S. 25f.

12 Vgl. E. Sohmen, S. 32ff.

Für das im Mittelpunkt dieser Arbeit stehende Untersuchungsobjekt sind insbesondere die Bedingungen der optimalen Produktionsstruktur und des Tauschoptimums relevant. Aus der Maximierung der gesellschaftlichen Wohlfahrtsfunktion unter den durch die Produktionsfunktion und die Ressourcenausstattung gegebenen Nebenbedingungen folgt die Gleichheit der marginalen Substitutionsrate in der Produktion zwischen zwei Gütern und der marginalen Substitutionsrate im Konsum der beiden Güter. Das bedeutet nichts anderes als die Gleichheit von Grenzkosten und Preisen<sup>13</sup>. Eine Implikation dieses Ergebnisses ist die Tatsache, daß jedes Konkurrenzgleichgewicht – welches ja notwendigerweise die Gleichheit von Preisen und Grenzkosten impliziert – ein Pareto-Optimum darstellt<sup>14</sup>.

Problematisch ist im Zusammenhang mit diesem Konzept der notwendige Verzicht auf interpersonelle Nutzenvergleiche und somit die Unmöglichkeit, unter den vielen vorstellbaren Situationen, in denen die Marginalbedingungen erfüllt sind, das „optimum optimorum“ zu finden. Für den Fall der Änderung von Tarifmodellen, z.B. der Einführung einer Grundgebühr, ist es – solange an der Grenzkostenpreisregel festgehalten wird und der neue Tarifvorschlag keine Abweichung von dem Grundsatz, daß jeder Abnehmer unter gleichen Bedingungen den gleichen Grenzpreis bezahlt, enthält – regelmäßig nicht möglich, eine eindeutige Überlegenheit bei einer der Alternativen zu konstatieren<sup>15</sup>. Um dieser Problematik zu entgehen, sind von einigen Wohlfahrtstheoretikern Kompensationskriterien entwickelt worden, die es ermöglichen, eine neue Situation z.B. dann als besser einzustufen, wenn der Wohlfahrtsgewinn der Individuen, deren Nutzenniveau gestiegen ist, ausreicht, die schlechter gestellten zu kompensieren, und trotzdem für mindestens ein Individuum eine Besserstellung erreicht worden ist<sup>16</sup>. Damit wird aber auch das Problem offenkundig, daß das Paretianische Wohlfahrtsoptimum der Verteilungsfrage zu wenig Aufmerksamkeit gezollt hat, denn das als Ergänzung zum Pareto-Optimum eingeführte Kaldor-Hicks-Kriterium impliziert eine Bevorzugung der bestehenden Verteilung<sup>17</sup>.

- 
- 13 Vgl. E.J. Mishan, A Survey of Welfare Economics, 1939–1959. „Economic Journal“, vol. 70 (1960), S. 197ff., hier zitiert nach dem Wiederaudruck in E.J. Mishan, Welfare Economics. Ten Introductory Essays. 2nd edition, New York 1969, S. 24f.; H.K. Schneider, Über Grenzkostenpreise und ihre Anwendung im Energie- und Verkehrssektor. „Jahrbuch für Sozialwissenschaft“, Göttingen, Jg. 14 (1963), S. 207ff.; E. Sohmen, S. 37f., und A.E. Ott [II], Grundzüge der Preistheorie. 3. Auflage, Göttingen 1979, S. 87ff.
  - 14 Allerdings ist der Umkehrschluß nicht eindeutig zu ziehen: es ist sehr wohl vorstellbar, daß ein Pareto-Optimum nicht durch ein Konkurrenzgleichgewicht dargestellt werden kann; vgl. E. Sohmen, S. 94ff. Sohmen verweist hierbei auf steigende Skalenerträge in der Produktion und nennt gerade die staatliche Preissetzung im Sinne der Grenzkostenpreisregel als Möglichkeit der Erreichung des Pareto-Optimums. Dagegen scheint Schumann diesbezüglich anderer Ansicht zu sein, vgl. J. Schumann, Grundzüge der mikroökonomischen Theorie. 6. Auflage, Berlin u.a. 1992, S. 261f. und 272ff.
  - 15 Vgl. J. Finsinger [I], Zur Anatomie von wohlfahrtsoptimalen Preisen für öffentliche Unternehmen, die unter zunehmenden Skalenerträgen produzieren. „Zeitschrift für die gesamte Staatswissenschaft“, Tübingen, Band 136 (1980), S. 141f., und W. Mönig, S. 143ff.
  - 16 Zu dem hier skizzierten Kaldor-Hicks-Kriterium und weiteren Kompensationskriterien vgl. E. Sohmen, S. 307ff.
  - 17 Vgl. E. Sohmen, S. 308, und W. Mönig, S. 145.

Neben dieser prinzipiellen Schwäche stellen die Annahmen der paretianischen Wohlfahrtsökonomik<sup>18</sup> ein weiteres Problem dar. Deren Realitätsnähe kann als ausgesprochen eingeschränkt angesehen werden. Aufgrund dieser Beschränkungen<sup>19</sup> – erwähnt seien z.B. der Aspekt der mangelnden Teilbarkeit der Produktionsfaktoren und die Tatsache, daß in der Realität nicht nur Aktivitäten mit marginalen Wirkungen unternommen werden – hat man sich im Rahmen angewandter Wohlfahrtsprobleme stärker dem Konzept des sozialen Überschusses zugewandt, welches für einige der den Pareto-Bedingungen inhärenten Schwierigkeiten eine Umgehungsmöglichkeit verheißt.

Der soziale Überschuß ist ein partialanalytisches Konzept, mit dem man die Wohlfahrtseffekte, die sich auf einem einzelnen Markt ergeben, zu analysieren versucht. Unterstellt wird dabei eine Wohlfahrtsfunktion, die dem Handeln eines (wohlmeinen- den) Wirtschaftspolitikers zugrunde liegt. Dies kann durch die Gleichung

$$\text{Wohlfahrt} = \text{gesellschaftlicher Nutzen} - \text{gesellschaftliche Kosten}$$

ausgedrückt werden<sup>20</sup>. Um nun zu Maßgrößen für den gesellschaftlichen Nutzen und die gesellschaftlichen Kosten zu gelangen, ist es spätestens seit Harberger<sup>21</sup> üblich, die Summe von Konsumentenrente und Erlös des Anbieters für den ersten Summanden und das Integral der Grenzkosten für den zweiten Summanden zu verwenden<sup>22</sup>. Der soziale Überschuß setzt sich somit aus folgenden Bestandteilen zusammen:

- aus der Konsumentenrente, die die Differenz zwischen dem Betrag, den ein Konsument maximal für eine bestimmte Menge eines Gutes zu zahlen bereit gewesen wäre, und dem Betrag, den dieser Konsument beim gegebenen Marktpreis effektiv zu zahlen hat, widerspiegelt<sup>23</sup> und
- der Produzentenrente, die durch den Überschuß der Erlöse eines Produzenten über seine Kosten gekennzeichnet ist<sup>24</sup>.

18 Worunter die Bedingungen Konsumenten- und Produzentensouveränität, Nutzen- bzw. Gewinnmaximierungsstreben der Konsumenten bzw. der Produzenten, beliebige Teilbarkeit der Güter und Faktoren, abnehmende Grenzraten der Substitution im Konsum bei allen Gütern und Abwesenheit von externen Effekten in Produktion oder Konsumtion zu fassen sind, wohingegen die Annahme konstanter bzw. sinkender Grenzerträge der Produktionsfaktoren nicht notwendig ist; vgl. R. Waldmann, Die Theorie des Peak-Load Pricing. Dissertation, Giessen 1981, S. 11.

19 Vgl. W. Mönig, S. 143ff., und R. Waldmann, S. 13.

20 Vgl. D. Bös [II], Wohlfahrtstheoretische Grundlagen der Preisbildung öffentlicher Unternehmen. In: C.B. Blankart und M. Faber (Hrsg.), Regulierung öffentlicher Unternehmen. Königstein/Ts. 1982, S. 6.

21 Vgl. A.C. Harberger, Three Basic Postulates for Applied Welfare Economics. An Interpretative Essay. „Journal of Economic Literature“, Menasha, WI, vol. 9 (1971), S. 785.

22 Vgl. D. Bös [II], S. 7.

23 Das Konzept der Konsumentenrente geht ursprünglich auf Dupuit zurück, vgl. J. Dupuit, De la mesure de l'utilité des travaux publics. „Annales des ponts et chaussées“, 2me série, Paris, vol. 8 (1844), No. 116, S. 332ff., aber erst durch die ausführliche Behandlung der Konsumentenrente im sechsten Kapitel („Value and Utility“) des dritten Buchs („On Wants and their Satisfaction“) von Marshalls „Principles“, vgl. A. Marshall, Principles of Economics. 13. Nachdruck der 8. Auflage von 1920, London 1961, S. 103ff., wurde die Bedeutung dieses Konzepts erkannt und die um dieses Konzept geführte Diskussion ausgelöst. Vgl. daneben H. Hotelling, S. 244f., und E.J. Mishan, S. 63.

24 Vgl. R. Sherman, S. 20f.

Formal wird der soziale Überschuß in folgender Weise hergeleitet<sup>25</sup>

$$(27) \quad SÜ = \left( \int_0^{x_0} f(x)dx - f(x_0) \cdot x_0 \right) + \left( f(x_0) \cdot x_0 - \int_0^{x_0} K'(x)dx \right)$$

$$SÜ = \int_0^{x_0} [f(x) - K'(x)]dx.$$

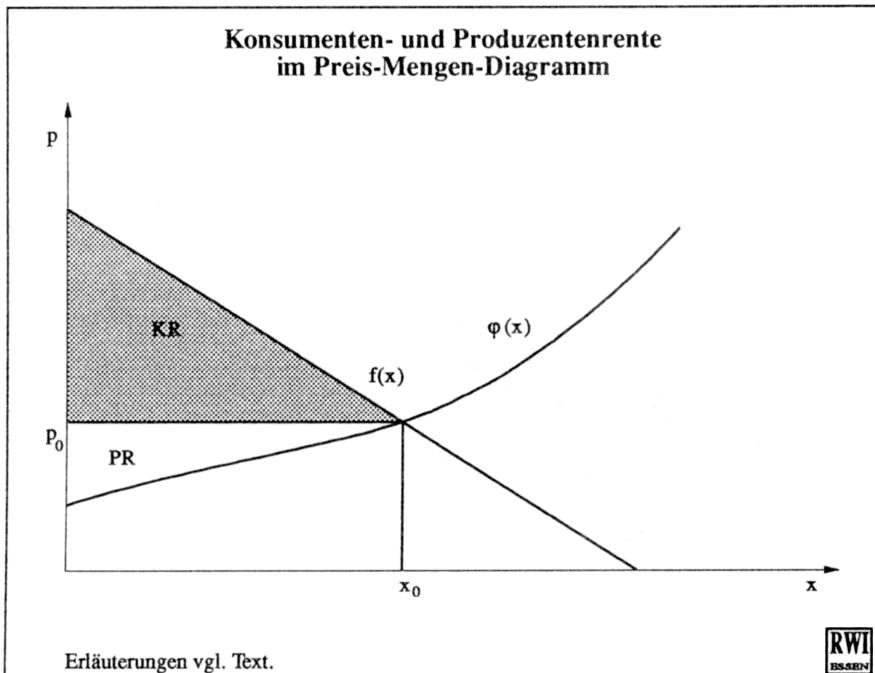
Die Maximierung dieses sozialen Überschusses ergibt die Gleichsetzung von Preis und Grenzkosten<sup>26</sup>.

Die Interpretation des Nutzens für den Konsumenten als der Betrag, den dieser über seine tatsächlichen Ausgaben hinaus maximal für die von ihm geplante Konsummenge auszugeben bereit wäre, wenn er ansonsten auf den Konsum vollständig verzichten müßte, macht deutlich, daß hier innerhalb der Nachfrage-theorie die Zahlungswilligkeit – abgeleitet aus den Nutzeneinschätzungen – und das Einkommen als Einflußgrößen auf den Nutzen angesehen werden. Somit ist die Gleichsetzung des „Grenznutzens“ mit der Nachfrage und der Fläche unter der Nachfragekurve (bis zur Preisgeraden) mit der Konsumentenrente verständlich<sup>27</sup>. Dementsprechend erfolgt die graphische Darstellung der Konsumentenrente gemäß der Marshallschen Erläuterung üblicherweise als Fläche unter der Nachfragekurve abzüglich der Ausgaben des Konsumenten<sup>28</sup>. In Schaubild 6 sind die Nachfragekurve  $f(x)$  und die der Kurve der Grenzkosten entsprechende Angebotskurve  $\varphi(x)$  eingezeichnet, deren Schnittpunkt die Konkurrenzlösung markiert. KR bezeichnet die sich ergebende Konsumentenrente, während PR die Produzentenrente bedeutet. Die Fläche zwischen Nachfrage- und Angebotskurve ergibt somit den gesamten sozialen Überschuß.

Aus dieser Auffassung der Konsumentenrente folgt direkt ein erster gravierender Einwand gegen das Marshallsche Konzept der Konsumentenrente: Da bei der traditionellen Nachfragekurve das Nominaleinkommen konstant gehalten wird, resultiert bei Preisänderungen des betreffenden Gutes eine Realeinkommensänderung, die zu einer Ausweitung der Nachfrage führen kann<sup>29</sup>. Dieser Einkommenseffekt muß bei einer exakten Messung des Nutzens für den Konsumenten herausgerechnet werden, da es ja darum geht, den maximalen Betrag anzugeben, den der Konsument für die Möglichkeit des Kaufs zum Marktpreis auszugeben bereit wäre, wenn er ansonsten auf den Erwerb vollständig verzichten müßte. Aus diesem Grund wurden in der Literatur mit den

- 
- 25 Wobei der erste Summand für die Konsumentenrente und der zweite für die Produzentenrente steht; vgl. H. Hotelling, S. 245, und H. Schuster, S. 132;  $x_0$  soll für die Menge im Schnittpunkt von Nachfrage und Grenzkostenkurve stehen.
  - 26 Vgl. R. Sherman, S. 34f., und S.V. Berg und J. Tschirhart, S. 24f. Für eine anspruchsvollere Darstellung vgl. D. Bös [I], S. 91ff. und S. 161f.
  - 27 Vgl. D. Bös [II], S. 7, und J. Finsinger [I], S. 139f. Stackelberg verwendet in diesem Zusammenhang den Begriff Grenzvorteilskurve, vgl. H. v. Stackelberg [I], Grundlagen der theoretischen Volkswirtschaftslehre. 2. Auflage, Tübingen und Zürich 1951, S. 201.
  - 28 Die sich ergebende Restfläche kann allerdings auch unter Zuhilfenahme der aus der Theorie des bilateralen Monopols bekannten Durchschnittsvorteilskurve, also der Ausbeutungskurve des Anbieters dargestellt werden; vgl. H. v. Stackelberg [I], S. 200ff.
  - 29 Die Marshallsche Version der Konsumentenrente ist nur unter relativ restriktiven Annahmen über die Beschaffenheit der zugrundeliegenden individuellen Nutzenfunktion – zu denen ein Einkommenseffekt von Null zählt – und ihrer Beziehung zu der zugehörigen Kostenfunktion für das betreffende Gut aufrechtzuerhalten; vgl. D. Bös [II], S. 8ff., und D. Bös [I], S. 53f.

Schaubild 6

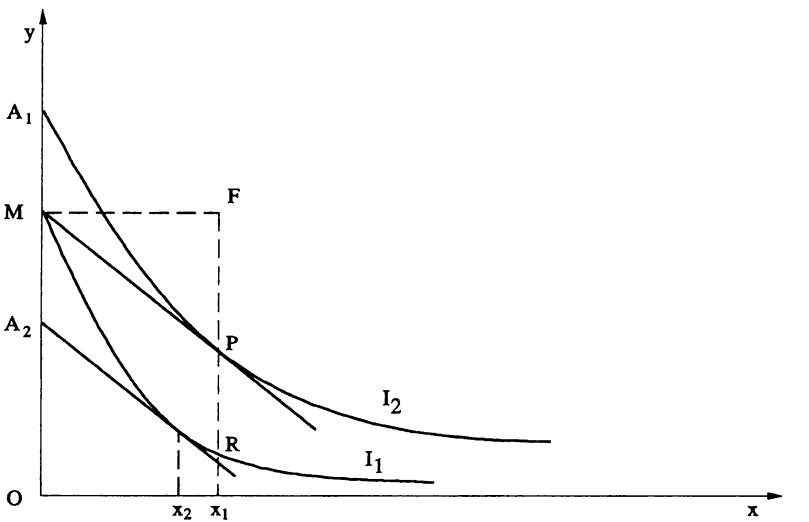


Konzepte der „kompenzierenden Variation“ und der „äquivalenten Variation“ zwei weniger mit Fehlern behaftete theoretische Größen entwickelt<sup>30</sup>. Hierbei versteht man unter dem ersten Begriff den Betrag an Geld, den ein Konsument maximal zahlen würde, um ein Gut  $x$  zu einem gegebenen Preis weiter kaufen zu können, wenn er ansonsten auf diese Möglichkeit verzichten müßte, während der zweite Begriff die Geldsumme umschreibt, die einem Konsumenten gezahlt werden müßte, damit er ohne die weitere Möglichkeit des Konsums von  $x$  zu dem gegebenen Preis genau den gleichen Nutzen realisiert wie zuvor<sup>31</sup>.

- 30 Die Entwicklung dieser Konzepte geht auf Hicks zurück, vgl. J.R. Hicks [I], *Value and Capital*. Oxford 1939, S. 38ff., und J.R. Hicks [II], *Consumers-Surplus and Index-Numbers*, „Review of Economic Studies“, Oxford, vol. 9 (1941/42), S. 128f. In der ersten Quelle führte Hicks lediglich die kompenzierende Variation ein, reagierte aber dann auf eine Klarstellung seines Konzepts in einem Aufsatz von A. Henderson, *Consumers-Surplus and the Compensating Variation*, „Review of Economic Studies“, vol. 8 (1940/41), S. 119f., mit seinem zweiten hier zitierten Beitrag, der den Aufpunkt zu einer Reihe mit weiteren Aufsätzen bildet. Vgl. daneben E.J. Mishan, S. 63ff. und S. 89ff.; U. v. Suntum, S. 30ff.; H. Hanusch unter Mitarbeit von P. Biene und M. Schlumberger, *Nutzen-Kosten-Analyse*. München 1987, S. 36ff., und R. Sherman, S. 25ff. Es ist darauf zu achten, welche Situation als Ausgangspunkt und welche als Endpunkt gelten soll, da ansonsten die Zuordnung der sich ergebenden Beträge zu den beiden Begriffen nicht eindeutig ist; vgl. U. v. Suntum, S. 32.
- 31 Vgl. E.J. Mishan, S. 94, und U. v. Suntum, S. 31f. In der Literatur wird daneben regelmäßig eine Preisänderung unterstellt, wobei hier die kompenzierende Variation den Betrag angibt, den der Konsument für das Verbleiben auf dem alten Nutzenniveau zahlen würde bzw. als notwendige Zahlung an sich ansieht, während die äquivalente Variation der entsprechenden Summe bezogen auf das neue Nutzenniveau entspricht; vgl. D. Bös [I], S. 52f.

Schaubild 7

### Konsumentenrente, kompensierende und äquivalente Variation



Erläuterungen vgl. Text.



Eine Möglichkeit der graphischen Verdeutlichung dieser Zusammenhänge, die daneben noch den Vergleich mit dem Marshallschen Konzept erlaubt, knüpft an die Präsentation bei Hicks an, und verwendet einen Indifferenzkurvenraum<sup>32</sup>. Der betrachtete Konsument fragt bei gegebenem Preis<sup>33</sup> und Einkommen  $M$  genau  $x_1$  Mengeneinheiten von Gut  $x$  nach und wendet dafür den Betrag auf, der der Strecke  $FP$  entspricht (vgl. Schaubild 7). Der maximale Betrag, den dieser Konsument zusätzlich bezahlt, um jene Menge weiterhin konsumieren zu können, ohne daß er eine Schlechterstellung erleidet, ist die Strecke  $PR$ ; denn damit gelangt er vom Ausgangspunkt, seinem Einkommen in Höhe der Strecke  $OM$ , über die Ausgabe des Betrages  $FP$  – in dieser Situation bewegt er sich von der Indifferenzkurve  $I_1$  auf  $I_2$  – durch die zusätzliche Ausgabe  $PR$  wieder auf den ursprünglichen Nutzenzustand. Die Marshallsche Konsumentenrente hat in der Folgezeit insofern Kritik hervorgerufen, als daß der Versuch einer Abschöpfung dieser Rente – in Schaubild 7 darstellbar durch eine Verringerung des für Konsumzwecke zur Verfügung stehenden Betrages bis auf die Höhe  $OM$  minus  $PR$  –, aufgrund der Einkommenselastizität der Nachfrage dazu führen kann, daß der Haushalt seine nachgefragte Menge einschränkt, wodurch es zu einem Nutzenoptimum kommt, dessen Abszissenwert zwischen  $x_2$  und  $x_1$  liegt. Der Konsument realisiert in dieser Situation eine Verbesserung seines Nutzenniveaus, verringert allerdings seine nachgefragte Menge, was in der Marshallschen Version nicht vorgesehen war.

32 Vgl. J.R. Hicks [I], S. 38, und E.J. Mishan, S. 89ff.

33 Das Gut  $y$  soll hier Geld bzw. alle anderen Güter symbolisieren, somit gibt die Steigung der Budgetgeraden genau den Preis für das Gut  $x$  wieder.

Der exakte Betrag, den der Konsument für das Recht aufbringen würde, das Gut  $x$  weiter zum Preis  $p$  kaufen zu können, ohne daß er in eine schlechtere Situation als  $I_1$  gerät, entspricht der Strecke  $MA_2$ , und gibt somit die kompensierende Variation im Hicksschen Sinne wieder. Umgekehrt ergibt sich die oben definierte äquivalente Variation als die Strecke  $MA_1$ ; Würde dem Konsumenten die Möglichkeit des Bezugs von  $x$  zum Preis  $p$  durch eine entsprechende Preiserhöhung oder einen vollständigen „Rückzug“ des Anbieters vom Markt entzogen, so bescherte ihm der Erhalt eines entsprechenden Geldbetrags im Ausmaß der Strecke  $MA_1$  einen der vorigen Situation äquivalenten Zustand<sup>34</sup>. Nur für den Fall, daß bei der Nachfrage nach dem Gut  $x$  ein Einkommenseffekt wegfällt, ist die Marshallsche Version der Konsumentenrente als Fläche unter der Nachfragekurve korrekt, in diesem Fall fällt sie sowohl mit der kompensierenden als auch mit der äquivalenten Kompensation zusammen<sup>35</sup>.

Gegen die Verwendung dieser Konzepte spricht ihre mangelhafte Meßbarkeit, da diese auf einem System von Nutzenindifferenzkurven beruhen müßte<sup>36</sup>, während man Nachfragekurven, zumindest für die Bestimmung einer Änderung der Konsumentenrente, in den entsprechenden Bereichen mit größerer Aussicht auf Erfolg empirisch schätzen könnte<sup>37</sup>. Die hierdurch nahegelegte weitere Verwendung der ursprünglichen Konsumentenrente wird durch zwei weitere Argumente gestärkt:

Der Wert der Konsumentenrente liegt immer zwischen den Werten für die kompensierende und für die äquivalente Variation<sup>38</sup>, so daß man die Konsumentenrente als Approximation gut verwenden kann; darüber hinaus wurde durch Willig gezeigt, daß – von Ausnahmefällen abgesehen – die Konsumentenrente außerordentlich wenig von den beiden Größen abweicht<sup>39</sup>.

Ein weiterer gravierender Einwand gegen die Verwendung des sozialen Überschusses als gesellschaftliches Wohlstandskriterium offenbart sich im Zuge der Aggregation der individuellen Konsumentenrenten zu einer Gesamtgröße. Durch die Identifizierung des individuellen Gesamtnutzens mit der Fläche unter der Nachfragekurve und deren Abhängigkeit von der Zahlungsfähigkeit und -bereitschaft des Individuums, welche sich – neben anderen Größen – durch das Einkommen ergibt, impliziert die Akzeptanz

34 Unter dem Aspekt der Beurteilung einer eventuellen Wohlfahrtserhöhung durch zwei alternativ erreichbare Zustände dominiert die äquivalente Variation die kompensierende aufgrund der Tatsache, daß diese äquivalente Variation auf den ursprünglich geltenden Preisen und dem neuen erreichbaren Nutzenniveau basiert, wohingegen die kompensierende die neuen Preise und das bisherige Nutzenniveau verwendet. Unterscheiden sich aber die in den beiden zukünftigen Zuständen geltenden Preise, so fällt die kompensierende Variation unterschiedlich aus – auch wenn in beiden Situationen ein identisches Nutzenniveau erreicht wird; vgl. hierzu H. Hanusch S. 46.

35 Vgl. U. v. Suntum, S. 35ff.

36 Daneben sind bei D. Bös [I], S. 55ff., weitere Einwände gegen die Verwendung dieser beiden Konzepte zu finden.

37 Vgl. C.B. Blankart, Öffentliche Finanzen in der Demokratie. München 1991, S. 338ff.

38 Vgl. E.J. Mishan, S. 94 und S. 96f.; D. Bös [II], S. 9; R. Sherman, S. 26f.

39 Vgl. R.D. Willig, Consumer's Surplus Without Apology. „American Economic Review“, vol. 66 (1976), S. 589ff.; dies gilt nach Bös aber nur im Ein-Güter-Fall; vgl. D. Bös [I], S. 54f. Kritisch zu einer solchen Approximation vgl. auch H. Hanusch, S. 47ff., der eher für eine näherungsweise Ermittlung der äquivalenten Variation durch Taylor-Reihen plädiert. Eine Vertiefung dieses Sachverhalts kann an dieser Stelle allerdings nicht erfolgen.

des sozialen Überschusses gleichzeitig die Akzeptanz der herrschenden Einkommens- und Vermögensverteilung<sup>40</sup>. Der soziale Überschuß geht also nicht von einer grundsätzlichen Gleichschätzung der einzelnen Individuen einer Gesellschaft aus, sondern führt eine Gewichtung der Nutzenempfindungen ein, die sich an der Kaufkraft der Mitglieder der Gesellschaft orientiert<sup>41</sup>. Eine ungewichtete Addition der individuellen Konsumentenrenten führt insofern nur dann zu einem akzeptablen Ergebnis, wenn die Gleichheit der individuellen Grenznutzen des Geldes unterstellt werden kann<sup>42</sup>.

Man wird aber auch hier von der Erkenntnis ausgehen können, daß die korrekteren Maßgrößen kompensierende und äquivalente Variation auch für eine Gesamtheit von Konsumenten definiert sind<sup>43</sup> und die entsprechende Gesamtkonsumentenrente ebenfalls zwischen diesen beiden Größen liegen wird<sup>44</sup>. Allerdings sind die recht zuverlässlichen Äußerungen von Sherman über die Verwendbarkeit des aggregierten sozialen Überschusses bei reiner Konzentration auf allokativen Aspekten und Vernachlässigung (bzw. Verweis an entsprechende Politikbereiche) der (Um-) Verteilungsfragen etwas zu relativieren, da eine erfolgte Umverteilung – etwa durch finanzpolitische Aktionen – auch zu einer geänderten Gesamtnachfragekurve führen kann<sup>45</sup>, so daß dann eine Änderung der optimalen Preissetzung der betroffenen Güter erforderlich ist.

Aus diesem Dilemma eines von der Praktikabilität gesehen positiven Konzeptes einerseits und der damit verbundenen Theorieschwächen andererseits muß hier eine Lösung gefunden werden, die allerdings nur einen Kompromiß darstellen kann. Aufgrund des partialanalytischen Charakters der Untersuchung – noch dazu bezüglich einer Branche, in der man Einkommenseffekte wohl weitgehend vernachlässigen kann<sup>46</sup> – soll im weiteren Vorgehen die allokativen Effizienz anhand des Konzeptes des sozialen Überschusses bzw. der Konsumentenrente beurteilt werden, ohne daß die Problematik dieses Konstrukt aus den Augen verloren werden sollte<sup>47</sup>.

---

40 Vgl. W. Mönig, S. 148.

41 H. Schuster, S. 142, formuliert diesen Sachverhalt so, daß „dem Überschußpostulat grundsätzlich ein ... pekuniäres Werturteil zugrundeliegt“, welches damit „geradezu diametral im Gegensatz zu dem ... egalitären Werturteil“ steht, womit die traditionelle (paretianische) Wohlfahrtsökonomik verbunden werden könne.

42 Vgl. W. Mönig, S. 147f., und U. v. Suntum, S. 26ff.

43 Vgl. J.R. Hicks [III], The Rehabilitation of Consumers-Surplus. „Review of Economic Studies“, vol. 8 (1941), S. 110.

44 Wobei hier über die relativen Abweichungen keine exakten Prognosen aus einem Analogieschluß zu Willigs Ergebnissen abgeleitet werden sollen.

45 Solange man sich nicht auf die Behauptung eines zu vernachlässigenden Einkommeneffektes zurückzieht.

46 Für die Einkommenselastizität der Nachfrage für Haushalte wurden in einer Reihe von empirischen Untersuchungen Werte zwischen 0,16 und 0,2 ermittelt; vgl. R. Barnes, R. Gillingham and R. Hagemann, The Short-Run Residential Demand for Electricity. „Review of Economic and Statistics“, Amsterdam, vol. 63 (1981), S. 549f.

47 Eine Verwendung des Konzepts des sozialen Überschusses kann allerdings nur dann vorgenommen werden, wenn eine Nachfragefunktion ermittelt werden kann. Soweit diese Voraussetzung nicht erfüllbar ist, muß man auf ein Ersatzkriterium zurückgreifen, was etwa durch die Analyse der Gleichheit von Tarif und Grenzkostenverlauf erfolgen könnte. Auf diese Problematik wird bei der wohlfahrtstheoretischen Beurteilung der anzutreffenden Tarifmodelle eingegangen.

## 2.3. Einwände gegen die Grenzkostenpreisregel

### 2.3.1. Die Problematik des „second best“

Die Durchsetzung von Preisen in Höhe der Grenzkosten in solchen Branchen, die der öffentlichen Aufsicht unterliegen, ist vom Prinzip her geeignet, ein Wohlfahrtsoptimum im Sinne der paretianischen Marginalbedingungen herzustellen. Da ein solches Wohlfahrtsoptimum allerdings für die gesamte Volkswirtschaft Bestand haben sollte, müßten die notwendigen Bedingungen in allen Branchen und Sektoren realisiert sein. Eine Situation, in der dies erfüllt ist, wird zur Kontrastierung mit dem Gegenteil als „first-best economy“ bezeichnet<sup>48</sup>. Fraglich ist in diesem Zusammenhang, ob eine in anderen, nicht der öffentlichen Aufsicht unterliegenden Branchen auftretende Abweichung von den Prämissen des Modells zu einer Änderung der Optimalbedingungen in der hier interessierenden Branche führen müßte, oder ob dieser Sachverhalt für die regulierte Branche nicht von Bedeutung ist. Die Relevanz dieser mit dem Begriff „Theorie des Zweitbesten“ belegten Problematik stellt sich aufgrund der Tatsache, daß in einer Reihe von Märkten, die mehr oder minder starke Abweichungen vom Ideal der vollkommenen Konkurrenz – sei es aufgrund qualitativer oder quantitativer Marktmerkmale – aufweisen, die für die Erreichung der Pareto-Effizienz erforderlichen Marginalbedingungen nicht gegeben sind. Ruft man sich insbesondere die Bedingung der Übereinstimmung von marginaler Substitutionsrate in der Produktion zweier Güter und dem Verhältnis der Güterpreise in Erinnerung, so folgt daraus, daß z.B. auf monopolisierten Märkten diese Marginalbedingung nicht mehr erfüllt ist. Auf solchen Märkten liegen aufgrund des gewinnmaximierenden Verhaltens der Produzenten die Güterpreise über den Grenzkosten, somit entspricht das Verhältnis der Güterpreise eines monopolistisch und eines unter Konkurrenzverhältnissen angebotenen Gutes nicht mehr dem Verhältnis der Grenzprodukte eines in der Produktion beider Güter verwendeten Faktors, und die optimale Faktorallokation ist nicht gegeben<sup>49</sup>.

Aus der Analyse dieser Probleme resultieren alternative Vorschläge als Möglichkeiten zu ihrer Überwindung, die – bei Preisen über den Grenzkosten auf anderen Märkten – eine Heraufsetzung auch der Preise auf den regulierten Märkten propagieren. Solchen Vorschlägen ist aber mit einer gewissen Skepsis zu begegnen, da sie nahezu unmöglich zu erfüllende Informationsbedürfnisse implizieren<sup>50</sup>. Ihre Anwendung insbesondere im Bereich der Stromtarife würde zu einer notwendigen Differenzierung der Preise gemäß der bei den verschiedenen Verwendungsmöglichkeiten bestehenden Substitutionsgüter zur elektrischen Energie und ihrer jeweiligen Abweichung zwischen Preis und Grenzkosten führen; eine Situation, die angesichts der bestehenden wettbewerblichen Gesetzgebung rechtlich überhaupt nicht durchsetzbar wäre<sup>51</sup>. Als Fazit bleibt hier

48 Vgl. W. Mönig, S. 140f.; E. Sohmen, S. 68ff., und R. Rees, S. 26f., wobei hier allerdings ausschließlich Konkurrenzmärkte unterstellt werden.

49 Vgl. E. Sohmen, S. 106ff. Der Fall, daß bei identischer Preiselastizität der Nachfrage im Gewinnmaximum zweier Monopolisten die Bedingung der optimalen Produktionsstruktur im Sinne des ParetoKriteriums erfüllt wäre, wird bei Sohmen unter Einschluß der sich unmittelbar ergebenden kritischen Einwände ebenfalls erläutert.

50 Vgl. W. Mönig, S. 152ff.

51 Vgl. W. Mönig, S. 157ff.

festzuhalten, daß eine Abweichung von der Grenzkostenpreisregel aus „second best“-Gründen nicht zu rechtfertigen wäre, da neben den erwähnten faktischen und juristischen Problemen auch noch der Effekt resultieren würde, daß dadurch die in den anderen Branchen bestehenden Abweichungen von der Pareto-Optimalität quasi als unabdingbar anerkannt würden. In dynamischer Sicht erscheint es demgegenüber sinnvoller, überall dort der effizienten Lösung Vorschub zu leisten, wo eine Möglichkeit dazu gegeben ist – insbesondere eben im Bereich der von öffentlichen Stellen kontrollierbaren Preissetzung<sup>52</sup>.

### 2.3.2. Preissetzung bei zunehmenden Skalenerträgen

Die Anwendung der Grenzkostenpreisregel bedingt auch eine weitergehende Analyse in solchen Fällen, in denen die Produktion eines Gutes durch eine Technologie erfolgt, die mit steigenden Skalenerträgen einhergeht. Dieser Sachverhalt führt zu einer langfristig abnehmenden Funktion der totalen Durchschnittskosten. Eine idealtypische Darstellung ist in Schaubild 8 wiedergegeben: Durch den dauerhaft fallenden Verlauf der Funktion der totalen Durchschnittskosten kommt es zu keinem Schnittpunkt dieser Funktion mit der der Grenzkosten. Daraus folgt unmittelbar, daß eine – aus Sicht der Pareto-Optimalität wie der Maximierung der Konsumentenrente notwendige – Preissetzung in Höhe der Grenzkosten ( $p_1$ ) zu einem Defizit in Höhe des Inhalts der Fläche mit den Eckpunkten  $p_1$ ,  $B$ ,  $A$ ,  $p_2$  führt, da durch einen solchen Grenzkostenpreis die Kosten pro abgesetzter Mengeneinheit nicht gedeckt würden; um dieses Ziel zu erreichen, wäre ein Preis in Höhe von  $p_2$  erforderlich.

Die in dieser Situation auftretende Problematik liegt darin, daß eine Abwägung bezüglich der Preispolitik öffentlicher Unternehmen zwischen folgenden Grundsatzpositionen erfolgen muß:

- Bemessung der Preise in Höhe der jeweiligen Grenzkosten, um somit eine Abweichung von der hier einschlägigen Marginalbedingung für ein Wohlfahrtsoptimum zu verhindern, wobei in den problematischen Fällen eines drohenden Defizits eine Subventionierung durch den Staat erfolgen sollte, oder
- Erhaltung der Regel, daß die Bereitstellung eines Gutes durch einen öffentlichen bzw. einen der öffentlichen Regulierung unterliegenden privaten Anbieter nur dann erfolgen sollte, wenn die hierfür anfallenden Kosten auch durch die erzielten Erlöse gedeckt sind (sog. Eigenwirtschaftlichkeitsregel).

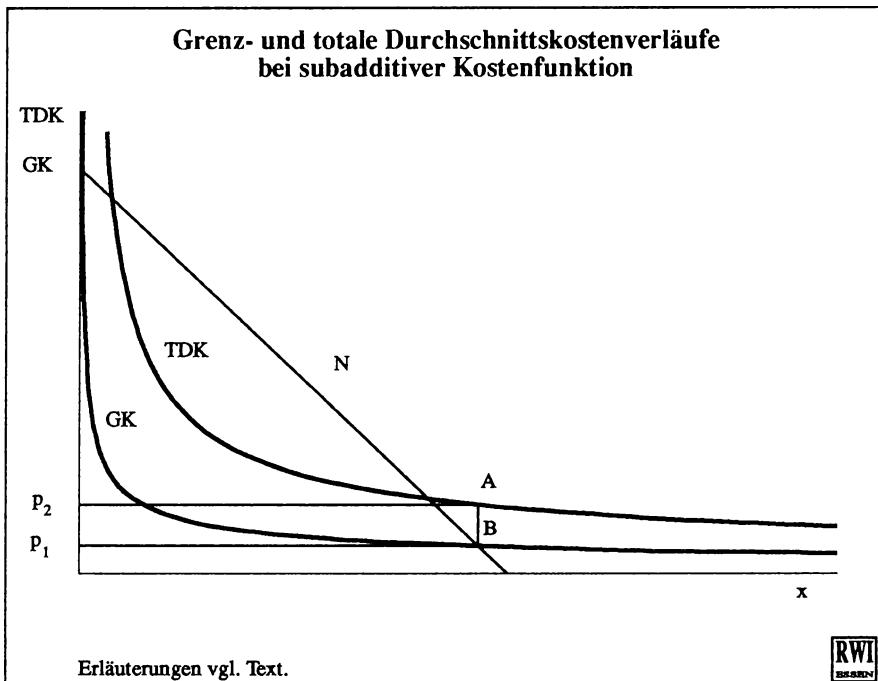
Dieses Dilemma bildete den Inhalt der sog. Grenzkostenkontroverse, die sich von den späten dreißiger Jahren bis zum Ende der vierziger Jahre erstreckte<sup>53</sup>. Konkreter Ausgangspunkt war ein Aufsatz von Hotelling, in welchem er die Vorteilhaftigkeit einer Grenzkostenpreissetzung ableitete und erläuterte<sup>54</sup>. Jedes System, in dem von dieser allgemeinen Regel abgewichen wird, um mittels Verbrauchssteuern den notwendigen Finanzierungsbedarf des Staates zu decken bzw. eine Eigenwirtschaftlich-

52 Vgl. W. Mönig, S. 160f., wobei Mönig hier auch auf R. Turvey [I], S. 87, verweist.

53 Vgl. N. Ruggles, Recent Developments in the Theory of Marginal Cost Pricing. In: R. Turvey (Ed.), S. 12ff., und R.H. Coase [I], S. 114ff.

54 Vgl. H. Hotelling.

Schaubild 8



keit solcher öffentlicher Unternehmen zu erreichen, die eine Technologie mit zunehmenden Skalenerträgen benutzen, muß zu einer Situation führen, die allokativtheoretisch schlechter zu beurteilen ist als eine rigorose Anwendung der Grenzkostenpreisregel bei gleichzeitiger Finanzierung der öffentlichen Einnahmen durch allokativneutrale Steuern (sog. „lump-sum-taxes“)<sup>55</sup>. Die aus der Durchsetzung der Grenzkostenpreisregel resultierenden Umverteilungseffekte werden von Hotelling unter dem Aspekt akzeptiert, daß durch „Diffusion“ der mit der neuen Preisstellung verbundenen Vorteile auch die nicht zu den Konsumenten der dadurch verbilligten Produkte gehörenden Individuen auf Dauer besser gestellt sein werden<sup>56</sup>.

Neben einer Reihe von zustimmenden Äußerungen<sup>57</sup> wurden kritische Beiträge publiziert, die sich insbesondere mit folgenden zentralen Einwänden beschäftigten:

- Das Problem der Finanzierung der notwendigen öffentlichen Ausgaben wird als unzureichend analysiert angesehen. Daß eine Lösung des Defizitproblems

<sup>55</sup> Hotelling schlägt diesbezüglich Steuern auf Grundbesitz, Erbschaften und – wohl aufgrund der Ergiebigkeit – das Einkommen vor, da durch diese Steuererhebung die geringsten Anpassungen erfolgen würden; vgl. H. Hotelling, S. 251f. und S. 256f., bzw. N. Ruggles, S. 12f.

<sup>56</sup> Die prinzipiell möglichen Kompensationszahlungen lehnt Hotelling aus praktischen Gründen ab, eine dauerhafte Schlechterstellung könnte sich allenfalls bei sehr wohlhabenden Individuen oder bei (Groß-) Grundbesitzern ergeben; vgl. H. Hotelling, S. 257ff.

<sup>57</sup> Vgl. N. Ruggles, S. 19.

mittels „Kopfsteuern“<sup>58</sup> unter Allokationsgesichtspunkten optimal im Sinne der Pareto-Bedingungen sei, wird nicht angezweifelt<sup>59</sup>. Fraglich erscheint allerdings, ob die von Hotelling bzw. der anderen Autoren, die seine Position vertraten, vorgeschlagenen Steuern die für dieses Problem notwendige Qualität aufweisen. Während diese Frage für die Besteuerung von Erbschaften und Grundbesitz noch bejaht wird<sup>60</sup>, ist eine Einkommensbesteuerung nicht als allokativ-neutral anzusehen, da von ihr eine Beeinflussung der Wahl zwischen Arbeit und Freizeit ausgeht und sie somit als eine Art Verbrauchssteuer auf den Einsatz bestimmter Einkommenserzielungsaktivitäten charakterisiert werden kann<sup>61</sup>. Die als Ausweg vorgeschlagene Proportionalität zwischen Preisen und Grenzkosten anstelle der Gleichheit ändert allerdings an der Problematik nichts, wenn man eine universelle – auch die Faktorpreise einschließende – Erhöhung der Preise unterstellt<sup>62</sup>.

- Als besser beurteilen – soweit die Anwendungsbedingungen als erfüllbar angesehen werden – mehrere Autoren die Einführung von Strategien der Preisdifferenzierung bzw. mehrteiliger Preisstrukturen (Verwendung eines zusätzlichen festen Grundbetrages o.ä.)<sup>63</sup>.
- Um überhaupt Aussagen über die Vorteilhaftigkeit der Grenzkostenpreisregel machen zu können, sei die Durchführung von Kompensationszahlungen notwendig<sup>64</sup>. Für die konkrete Ausgestaltung der Preisstellung heiße das, daß die Konsumenten des Produktes einen festen Betrag zahlen müßten, der zur Vermeidung der Schlechterstellung der Nicht-Konsumenten, die durch höhere (Einkommen-) Steuern belastet sind, verwendet werden kann. Eine solche Preisgestaltung laufe direkt auf einen zweiteiligen Tarif hinaus<sup>65</sup>. Dann könne man aber auf den Umweg der Defizitfinanzierung durch den Staat verzichten und den festen Betrag direkt zum Ausgleich der durch den Grenzkostenpreis nicht gedeckten Kosten verwenden.
- Letztlich wird die Möglichkeit bzw. Effizienz der Abschätzung des sozialen Überschusses durch den planenden Staat bezweifelt. Fehleinschätzungen können nicht ausgeschlossen werden, daher sei ein permanenter „Markttest“ unbedingt einzuführen, also die Eigenwirtschaftlichkeitsregel anzuwenden<sup>66</sup>. Insbesondere unter dynamischen Gesichtspunkten sei die dauerhafte Sicherstellung

---

58 Vgl. E. Sohmen, S. 241.

59 Vgl. W.J. Baumol and D.F. Bradford, Optimal Departures From Marginal Cost Pricing. „American Economic Review“, vol. 60 (1970), S. 271, Fußnote 10.

60 Wobei allerdings das Aufkommen aus diesen Steuern als zu gering angesehen wird; vgl. N. Ruggles, S. 32.

61 Vgl. R.H. Coase [II], The Marginal Cost Controversy. „Economica“, London, vol. 13 (1946), S. 178f., und N. Ruggles, S. 27f. und S. 32.

62 Vgl. N. Ruggles, S. 31f.

63 Vgl. R.H. Coase [II], S. 173ff., und N. Ruggles, S. 32f.; kritisch zum Coase'schen Vorschlag äußert sich W. Vickrey [I], Some Objections to Marginal-Cost Pricing. „Journal of Political Economy“, Chicago, IL, vol. 56 (1948), S. 219f.

64 Vgl. N. Ruggles, S. 33f.

65 Vgl. R.H. Coase [II], S. 178, und N. Ruggles, S. 35f.

66 Vgl. R.H. Coase [II], S. 174ff., und N. Ruggles, S. 24.

der effizienten Leistungserstellung durch Unternehmen, die nicht alle Kosten durch Erlöse decken müssen, nicht unbedingt zu erwarten<sup>67</sup>.

Aus diesen Gründen wird eine strikte Anwendung der Grenzkostenpreisregel als unzweckmäßig abgelehnt und eine Beachtung der Eigenwirtschaftlichkeitsregel als notwendig angesehen<sup>68</sup>. Die Maximierung einer allgemeinen Funktion des Konsumentennutzens unter der Nebenbedingung, daß die aus den Abweichungen der Preise von den Grenzkosten durch Verbrauchsteuern resultierenden staatlichen Einnahmen die noch verbleibenden Defizite der öffentlichen bzw. unter öffentlicher Regulierung stehenden Monopolisten decken, führt dann zu sog. „quasi-optimalen“ bzw. (nach ihrem „Entdecker“) Ramsey-Preisen<sup>69</sup>.

Der analytische Ansatz kann folgendermaßen formuliert werden<sup>70</sup>: Es soll durch die angestrebte Preisgestaltung eine Maximierung der Konsumentenrente erfolgen, ohne daß dadurch ein Defizit bei dem Anbieter entsteht. Die Konsumentenrente KR wird unter der Voraussetzung zu vernachlässigender Einkommenseffekte als abhängig vom Preis p ausgedrückt durch das Integral unter der Nachfragekurve  $\varphi(p)$

$$(28) \quad KR(p) = \int_p^\infty \varphi(p) dp,$$

während sich der Gewinn  $\pi$  in Abhängigkeit vom Preis als Umsatz abzüglich der Kosten K ergibt

$$(29) \quad \pi(p) = \varphi(p) \cdot p - K(\varphi(p)).$$

Die Maximierung der entsprechenden Lagrange-Funktion<sup>71</sup>

$$(30) \quad W(p) = KR(p) + \lambda \cdot \pi(p)$$

liefert dann unter Verwendung der partiellen Ableitung von Gleichung (30) nach p, nachdem entsprechende Umstellungen vorgenommen wurden und unter Berücksichtigung der Definition von  $\varepsilon$  als  $\frac{dx}{dp} \cdot \frac{p}{x} = -\varphi' \cdot \frac{p}{x}$ , folgende Regel zur Bestimmung der Ramsey-Preise

$$(31) \quad \frac{p - K'}{p} = \frac{1 + \lambda}{\lambda} \cdot \frac{1}{\varepsilon}.$$

Gleichung (31) besagt, daß die relative Abweichung der Preise von den Grenzkosten proportional zur direkten Preiselastizität der Nachfrage nach dem betreffenden Gut ist.

67 Vgl. H.K. Schneider, S. 216.

68 Vgl. J. Finsinger [I], S. 137f.

69 Vgl. F.P. Ramsey, A Contribution to the Theory of Taxation. „Economic Journal“, vol. 37 (1927), S. 47ff.; daneben W.J. Baumol und D.F. Bradford, S. 267 und zur geschichtlichen Diskussion des Vorschlags S. 277ff.; J. Finsinger [I], S. 138ff.

70 Vgl. W.J. Baumol und D.F. Bradford, S. 269ff.; F. Wirl [I], Die Theorie der öffentlichen Firmen. Rahmenbedingungen für effiziente Versorgungsunternehmen. Baden-Baden 1991, S. 70ff.

71 Gemäß der Eigenwirtschaftlichkeitsbedingung ist der Gewinn notwendigerweise Null.

Dieses Ergebnis gewinnt insofern an Plausibilität, als es die Aussage impliziert, daß quasi-optimale Preise zu proportionalen Mengenänderungen gegenüber den Mengen gemäß der Grenzkostenpreisregel führen<sup>72</sup>, daher muß bei einer starreren Nachfrage die Preisänderung gravierender ausfallen als bei einer elastischeren.

Unter Allokationsgesichtspunkten ist dieses Ergebnis einer wohlfahrtsoptimalen Preissetzung<sup>73</sup> allerdings nur dann als beste Alternative anzusehen, wenn für den Anbieter keine Möglichkeit gegeben ist, Strategien der Preisdifferenzierung bzw. Einführung komplexer Preisstrukturen durchzuführen. In einem solchen Fall ergibt sich bei der Realisierung eines Systems von Ramsey-Preisen leicht die Gefahr, daß neu eintretende Anbieter durch „Rosinenpicken“, also die Belieferung einzelner lukrativer Märkte bzw. Abnehmer, die effizienteste Lösung des Produktionsproblems verhindern<sup>74</sup>. Diese Situation kann dadurch vereitelt werden, daß für alle Anbieter auf dem Markt dieselben Freiheiten bezüglich der Kontrahierung, der Preisgestaltung und ähnlicher Aspekte gelten; andernfalls müßte das öffentliche bzw. unter öffentlicher Aufsicht stehende Unternehmen vor dem Markteintritt weiterer Anbieter geschützt werden. Wenn allerdings die Möglichkeit gegeben ist, mittels quantitativer Preisdifferenzierung von einer linearen Preisstellung abzuweichen, kann der natürliche Monopolist seinen Markt verteidigen, ohne daß ihm dazu von einer Behörde unter die Arme gegriffen werden müßte<sup>75</sup>.

Als Ergebnis ist somit festzuhalten, daß unter dem Gesichtspunkt der optimalen Allokation die Preisgestaltung von Unternehmen, die unter zunehmenden Skalenerträgen produzieren, auf zwei Möglichkeiten hinausläuft:

- Realisierung eines Systems quasi-optimaler Preise mit der Gefahr des Eintritts von Neuanbietern und daher der Notwendigkeit der Einführung von Zutrittsbeschränkungen oder
- Einführung komplexer Preisstrukturen bzw. Preisdifferenzierung, falls die entsprechenden politischen oder produktspezifischen Voraussetzungen dafür gegeben sind.

Falls allerdings die differenziertere Analyse der Kostengegebenheiten zu dem Ergebnis führen sollte, daß eine konsequente Anwendung der Grenzkostenpreisregel auch zu ausreichenden Erlösen führen könnte, würden sich Überlegungen zu Ramsey-Preisen erübrigen<sup>76</sup>. Zu welchen Preisstrukturen man in einem solchen Fall gelangen könnte, wird später erläutert. Zunächst sollen die durch politische Einflußgrößen bestimmten Ziele untersucht werden, die auf eine Tarifbildung einwirken.

---

72 Vgl. W.J. Baumol and D.F. Bradford, S. 271f.

73 Eine skeptische Ansicht gegenüber dieser Lösung des Problems wohlfahrtsoptimaler Preise bei zunehmenden Skalenerträgen durch Ramsey-Preise vertreten D.R. Kamerschen and D.C. Keenen, *Caveats on Applying Ramsey Pricing*. In: A.L. Danielsen and D.R. Kamerschen (Eds.), S. 197ff.

74 Vgl. J. Finsinger [I], S. 145ff.

75 Vgl. J. Finsinger [I], S. 147ff.

76 Vgl. W. Vickrey [I], S. 220; H.K. Schneider, S. 215f. Gründe für einen solchen Sachverhalt werden z.B. bei K. Beck und P. Zweifel, *Warum eine Grenzkostentarifierung für Elektrizität?*, „Schweizerische Zeitschrift für Volkswirtschaft und Statistik“, Jg. 124 (1988), S. 545ff., gegeben.

### 3. Ziele energiepolitisch relevanter Institutionen

#### 3.1. Ziele der Energiepolitik

Da die Vorgabe der Rahmenbedingungen für die Festlegung von Stromtarifen aufgrund der Herauslösung des Versorgungsmarktes aus dem Wettbewerb der staatlichen Energiepolitik obliegt, sind neben wirtschaftstheoretischen Zielgrößen auch solche der politisch verantwortlichen Gremien zu untersuchen und eventuell bestehende Beziehungen zwischen diesen Zielen und sonstigen Verlautbarungen regierungsamtlicher sowie sonstiger politisch beachtlicher Gruppen einer Analyse zu unterziehen.

Gesetzliche Grundlage des energiewirtschaftlichen Handelns bildet das Energiewirtschaftsgesetz aus dem Jahr 1935. Ausgehend von der in der Präambel formulierten allgemeinen Zielsetzung, die Energieversorgung „so sicher und billig wie möglich zu gestalten“, enthält § 7 Abs. 1 EnWG die Ermächtigung für den Bundesminister für Wirtschaft, die allgemeinen Tarifpreise der EVU sowie die Energieeinkaufspreise der Energieverleiher wirtschaftlich zu gestalten. Diese Ermächtigung wurde zuletzt mit der am 18. Dezember 1989 verkündeten **Bundestarifordnung Elektrizität (BTO Elt)**<sup>77</sup> wahrgenommen<sup>78</sup>.

Die von der Energiewirtschaftspolitik vorgegebenen Ziele, an denen die Formulierung der Tarife für elektrische Energie ausgerichtet werden muß, finden sich in § 1 der BTO Elt; konkret heißt es dort, die von den EVU anzubietenden allgemeinen Tarife hätten „den Erfordernissen

- einer möglichst sicheren und preisgünstigen Elektrizitätsversorgung,
- einer rationellen und sparsamen Verwendung von Elektrizität,
- der Ressourcenschonung und möglichst geringen Umweltbelastung

[zu] genügen. Dazu müssen sich die Tarife an den Kosten der Elektrizitätsversorgung orientieren.“

Während die erste Zielformulierung offensichtlich ihren Ursprung im EnWG hat und auch schon in der alten BTO Elt von 1971 zu finden war, sind die beiden anderen Merkmale neu aufgenommen worden und spiegeln insofern veränderte Einstellungen zur Umweltproblematik und zum Energiesparen wider<sup>79</sup>. Insgesamt scheinen die gesetzlichen Ziele in mehrerer Hinsicht auf Zielkonflikte hinauszulaufen, die nur durch eindeutige Prioritätssetzung und Erläuterung der Inhalte der teilweise unpräzisen Formulierungen umgangen werden könnten. In den einschlägigen Kommentaren

77 BGBI. I, S. 2255.

78 Zu Fragen der Ermächtigungsgrundlage vgl. N. Weigt [I], Erläuterungen zur Bundestarifordnung Elektrizität 1990 (BTO Elt 1990). In: W. Obernolte und W. Danner (Hrsg.), Energiewirtschaftsrecht. Ergänzungslieferung 26 vom Dezember 1990. München 1990, S. 84bff.

79 Allerdings ist auch die Frage, ob diese Erfordernisse noch durch die Ermächtigungsgrundlage des § 7 EnWG getragen werden, keinesfalls einhellig bejaht worden; vgl. hierzu N. Weigt [I], S. 84mf., und U. Berkner, H.P. Hermann und E. Schmitz, Die neue Bundestarifordnung Elektrizität (BTO Elt). Frankfurt 1990, S. 6f. Die Gleichrangigkeit der Ziele wurde erst im Zuge der Ausschußberatungen bei der Behandlung der Vorlage des Wirtschaftsministers durch den (zustimmungspflichtigen) Bundesrat herbeigeführt.

zur BTO Elt<sup>80</sup> finden sich Interpretationen, deren Anliegen es ist, die zunächst offenkundigen Konflikte in Einklang zu bringen.

Einen ersten Widerspruch könnte man zwischen den Zielen der Sicherheit und der Preisgünstigkeit der Versorgung vermuten, denn Sicherheit der Elektrizitätsversorgung legt in Anbetracht der fehlenden Speicherbarkeit eine Auslegung der Erzeugungs- und Fortleitungskapazitäten nahe, die die maximal zu erwartende Systemhöchstlast<sup>81</sup> problemlos – auch unter Berücksichtigung von Ausfallmöglichkeiten für Teile des Versorgungssystems – bereitzustellen vermag. Eine solche Interpretation wäre aber – unter Berücksichtigung des Prinzips der Eigenwirtschaftlichkeit – wohl nicht in Einklang mit dem Ziel der Preisgünstigkeit der Versorgung zu bringen, da die zur Erreichung der Sicherheit notwendigen Kapazitätskosten durch den Umsatz der EVU gedeckt werden müssten. Umgekehrt wäre eine bessere Zielerreichung bezüglich der Preisgünstigkeit zweifellos durch eine Verringerung der Versorgungskapazitäten möglich, was allerdings zu einer größeren Unsicherheit führen würde.

Als Ausweg aus diesem Dilemma verweist Weigt auf die amtliche Begründung im Zuge der Verabschiedung der BTO Elt 1971, nach der diese Ziele auf die Leistungsfähigkeit des EVU abzielen, eine der Entwicklung der Stromnachfrage entsprechende und „jederzeit ausreichende Elektrizitätsversorgung“ (möglichst sicher) durch den „geringstmöglichen technischen und wirtschaftlichen Aufwand“<sup>82</sup> (möglichst preisgünstig) zu verwirklichen<sup>83</sup>. Es wird also dem Sicherheitsziel eine Priorität gegenüber der Preisgünstigkeit eingeräumt<sup>84</sup>; anders ausgedrückt entpuppt sich diese Interpretation als Kostenminimierungsziel unter Einhaltung der Nebenbedingung „Wahrung einer an der Stromnachfrage orientierten jederzeit ausreichenden Elektrizitätsversorgung“. Die Einordnung des Sicherheitsziels als unbedingt einzuhaltende Voraussetzung folgt einerseits aus der technischen Problematik drohender Netzzusammenbrüche, andererseits aus dem offensichtlich existierenden Unwerturteil bezüglich der Alternative, in Haushalten Unterbrechungen in der Stromversorgung in die Betrachtung mit einzubeziehen<sup>85</sup>. Bei einer solchen Prioritätenverteilung müßte dann aber das Problem der Bestimmung der notwendigen Reservekapazitäten vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber angesprochen werden. Hierzu findet man jedoch in den einschlägigen Texten und insofern auch in den Kommentierungen keine Ausführungen<sup>86</sup>.

---

80 Vgl. N. Weigt [I], S. 84ff.

81 Inklusive einer großzügig zu bemessenden Zusatznachfrage aufgrund unerwarteter Entwicklungen, wobei die Schätzung dieser Größe im Ermessen der EVU liegt.

82 N. Weigt [I], S. 84kf.

83 Vgl. W. Oberholte, Rechtsgrundsätze für die Stromversorgung im Tarifbereich. „Der Betrieb“, Jg. 26 (1973), S. 2279f.

84 Vgl. D. Schmitt, S. 1092; die hier vertretene Interpretation steht im Gegensatz zur Gleichrangigkeit der Ziele, wie sie in den Gesetzesblättern zu finden ist und auch in der Literatur oft hingestellt wird; vgl. U. Büdenbender, S. 30f.

85 Vgl. U. Büdenbender, S. 29.

86 Dieser Sachverhalt scheint insofern problematisch, als daß die angesprochenen Fundstellen, z.B. N. Weigt [I], direkt oder indirekt als Hilfsmittel bei eventuellen Rechtsstreitigkeiten verwendet werden und daneben auch leichter zugänglich sind, während Arbeitsanleitungen von Unternehmen oder interne Anweisungen zur Prüfung der Investitionstätigkeit der EVU durch die Aufsichtsorgane der Öffentlichkeit und eventuell auch den parlamentarischen Gremien nicht ohne weiteres zur Verfügung stehen und auch nicht unter den Regelungsbereich der Justiz fallen. In der ökonomischen Literatur

Die durch die Novellierung der BTO Elt neu aufgenommenen Ziele „Elektrizitätssparen“, „Ressourcenschonung“ und „Umweltschutz“ sind Ausdruck der durch die „Ölkrisen“, spätestens aber durch die in den achtziger Jahren in der Öffentlichkeit immer stärker diskutierten schwerwiegenden Umwelt- und Klimaprobleme deutlich gesteigerten Aufmerksamkeit, welche der Frage der Belastbarkeit des ökologischen Systems gewidmet wird. Die Bedeutung, die dieser Frage zugemessen wird, differiert zwischen den an der Energiepolitik beteiligten Parteien und Gruppierungen<sup>87</sup>. Darüber hinaus wird aber auch die Tragfähigkeit der Ermächtigungsgrundlage der BTO Elt für diese Ziele teilweise nicht unkritisch gesehen. Während bezüglich der Energieeinsparung und der Ressourcenschonung auf eine mögliche Komplementarität mit den Zielen der Sicherheit und Preisgünstigkeit der Versorgung, die ja auch der Ermächtigungs-norm zugrunde liegen, hingewiesen wird, bestehen hinsichtlich des allgemeinen Ziels der „möglichst geringen Umweltbelastung“ Bedenken, da dieses Ziel nicht dem EnWG zugrunde liegt, sondern innerhalb eines am Umweltschutz orientierten Geset-zesbereichs geregelt wird<sup>88</sup>.

Dem prinzipiell möglichen Konflikt zwischen dem Ziel „Preisgünstigkeit“, welches unter Rückgriff auf die hiermit intendierte effiziente Betriebsführung der EVU und des Prinzips der Eigenwirtschaftlichkeit als „Nebeneffekt“ möglichst niedrige Stromprei-se und somit tendenziell eine Verbrauchsförderung bewirkt, und dem Ziel „Energie-einsparung“, welches gerade eine Verbrauchsminderung bezoeken will, wird mit zwei Argumenten begegnet. Zunächst wird darauf hingewiesen, daß Einsparaktivitä-ten bezüglich der Planung der notwendigen Kapazität zu einem kleineren Kraftwerkspark und somit zu einer besseren Erreichung des Ziels der Preisgünstigkeit führen können<sup>89</sup>, daneben wird das potentielle Dilemma durch den Verweis auf das Ziel der Kostenorientierung in seiner Brisanz wesentlich entschärft. Hiernach dient eine kostenorientierte Tarifierung der Energieeinsparung, der Ressourcenschonung und dem Umweltschutz<sup>90</sup>. Diese Sichtweise liegt offensichtlich auch der amtlichen Begründung des Entwurfs der BTO Elt zugrunde, nach der die Kostenorientierung das „Leitprinzip der BTO Elt ist“<sup>91</sup>. Dieses Prinzip stellt somit aus energiepolitischer Sicht das Generalziel dar, nach dem eine Gestaltung der Stromtarife zu erfolgen hat, damit

---

sind zu diesem Problem zahlreiche Veröffentlichungen zu finden; vgl. exemplarisch M.G. Webb, The Determination of Reserve Generating Capacity Criteria in Electricity Supply Systems. „Applied Economics“, Oxford, vol. 9 (1977), S. 19ff.

- 87 Dies hat u.a. dazu geführt, daß im Zuge der Beratungen der dem Bundesrat vorgelegten Fassung der BTO Elt die Wertigkeit dieser Ziele – offensichtlich durch die Initiative der SPD-geführten Länder – verändert wurde; vgl. hierzu den Beschuß des Bundesrates, Änderungen und Entschließungen zur Bundestarifordnung Elektrizität (BTO Elt). Bundesrats-Drucksache 493/89. Bonn 1989, Ziff. 1, und die Erklärung von Minister Einert (Nordrhein-Westfalen) zu Punkt 47 der Tagesordnung, Plenarprotokoll zur 606. Sitzung des Bundesrates am 10. November 1989, Anlage 34, Abschnitt (3).
- 88 Vgl. N. Weigt [I], S. 84mf.
- 89 Vgl. N. Weigt, S. 84mf.; damit wird allerdings auch hier implizit eine Zielhierarchie eingeführt, da der Energieeinsparung nur eine unterstützende Funktion hinsichtlich des – offensichtlich primären – Ziels der Preisgünstigkeit zugewiesen wird.
- 90 Vgl. N. Weigt, S. 84nf.; Weigt verweist hier auf den Beitrag von I. Hoven und W. Schulz [I], obwohl die dortige Argumentation von seiner im folgenden teilweise deutlich abweicht; dadurch wird die beabsichtigte Untermauerung seiner Ausführungen etwas brüchig.
- 91 Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Bundestarifordnung Elektrizität (BTO Elt). Bun-desrats-Drucksache 493/89. Bonn 1989, Begründung zu § 1 Absatz 1.

sie den allgemeinen energiewirtschaftlichen Zielen einer sicheren und preisgünstigen Versorgung genügen<sup>92</sup>.

Der Grundsatz der Kostenorientierung folgt aus der Tatsache, daß die Preise für elektrische Energie nicht wettbewerbsbestimmt sind. Zur Verhinderung monopolistisch überhöhter Preise wie auch politisch festgelegter Tarife<sup>93</sup> sollen die Kosten der Stromversorgung als Grundlage der Tarifbildung herangezogen werden<sup>94</sup>. Aus dieser grundsätzlichen Überlegung heraus wäre Kostenorientierung als Aufforderung zu verstehen, die Stromtarife analog zur Kostenfunktion zu gestalten. Hierbei stellt sich aber sofort das Problem, welche Kostenverläufe den Stromtarifen zugrundegelegt werden sollen.

Diese Frage betrifft die Grundsatzkontroverse, ob den Tarifen Grenz- oder Durchschnittskosten zugrundeliegen sollen. Während die ökonomische Literatur aus alloktionstheoretischen Gründen hierzu recht einhellig die Orientierung an den Grenzkosten empfiehlt, was als Ergebnis einer Preissetzung unter der Zielsetzung der Wohlfahrtsmaximierung herausgearbeitet worden war<sup>95</sup>, vertreten Autoren aus Politik und Wirtschaft eher die gegenteilige Meinung und sehen die – historischen – Durchschnittskosten als Basis einer kostenorientierten Tarifierung an, wobei allerdings Gedanken der Substanzerhaltung auch die Verwendung jeweils aktueller Faktorpreise nahelegen<sup>96</sup>. Dieser Standpunkt liegt auch der Genehmigungspolitik der Regulierungsbehörden zugrunde und verkörpert die Sichtweise der offiziellen Energiepolitik. Haupteinwände gegen die Verwendung der Grenzkosten sind die Prognoseprobleme, die sich bei der Bestimmung langfristiger Grenzkosten ergeben<sup>97</sup>, sowie das Problem, daß grenzkostenorientierte Tarife im Fall positiver Skalenerträge zu Defiziten bzw. bei negativen Skalenerträgen zu Gewinnen führen<sup>98</sup>.

Eine vollständige Ausrichtung der Tarife an den Durchschnittskosten würde

---

92 Die Kostenbestimmtheit wird auch in der traditionellen theoretischen Literatur betont; vgl. J.C. Bonbright, S. 66ff.

93 Ein politischer Strompreis existierte in der ehemaligen DDR; vgl. o.V., Rascher Abschied von der „Stütze“ „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Köln, Jg. 1990, Nr. 4, S. 32.

94 Vgl. N. Weigt, Chance für Stromsparer „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Jg. 1989, Nr. 10, S. 1.

95 Röder ordnet die Grenzkostenorientierung unter den Begriff „volkswirtschaftliche Kostenkonzeption“ ein und separiert diese von einer betriebswirtschaftlichen, an den Durchschnittskosten ausgerichteten Sicht; vgl. P. Röder, S. 45.

96 Vgl. N. Weigt [I], S. 84r; D. Schmitt, S. 1091ff. An der praktischen Ausgestaltung der Bestimmung des Mengen- bzw. Wertgerüsts zur Ableitung der Tarifierung zugrundezulegenden Durchschnittskostenfunktion wird vielfach Kritik geübt, was aufgrund des Komplexitätsgrades der Materie und der oft unterstellten Interessenkoalition von politischen Aufsichtsstellen und Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft nicht verwunderlich ist, vgl. D. Schmitt, S. 1091ff.; H.J. Bontrup und A. Troost, Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft. Ein Beitrag zur Diskussion um die Novellierung der Stromtarife. Bremen 1988, S. 33ff., und G. Wunderlich und G. Zybell, Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft – Entgegnung zu einer Studie des Progress-Instituts für Wirtschaftsforschung, „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 88 (1989), S. 1118f.

97 Vgl. D. Schmitt, S. 1092.

98 Vgl. N. Weigt [I], S. 84rf.; I. Hoven und W. Schulz [I], S. 221.

- eine Deckung der Gesamtkosten durch die Erlöse<sup>99</sup> und
- eine „im einzelnen ... kostenverursachungsgerechte Strompreisbildung“<sup>100</sup>

nach sich ziehen, welche gleichzeitig als Interpretationen der Kostenorientierung in der Literatur zu finden sind. Letzteres wird auch durch die Forderung nach tariflicher Gleichbehandlung von elektrizitätswirtschaftlich gleichen Abnahmebedingungen ausgedrückt<sup>101</sup>. Hierdurch soll eine Subventionierung zwischen einzelnen bzw. Gruppen von Stromverbrauchern verhindert werden<sup>102</sup>.

Bezüglich der praktischen Ausgestaltung kostenorientierter Tarife ergibt sich das weitere Problem, wie exakt die Modellierung der Kostenverläufe durch den Stromtarif sein soll. Bei einer Gestaltung von Stromtarifen, die aus Kundensicht verständlich sein sollen, muß der Versuch einer isomorphen Abbildung (sog. „Kostenechtheit“) als eine zu weitgehende Auffassung der Kostenorientierung angesehen werden. Es ist zu vermuten, daß die Funktion der Preise, den Verbrauchern Knappheiten zu signalisieren, aufgrund eines zu starken Detaillierungsgrades nicht wirksam werden kann. Zu demselben Schluß kommen auch die Vertreter zweigliedriger Tarife bei der Frage der Aufteilung arbeitsabhängiger und unabhängiger Kosten auf die beiden Tarifbestandteile (Fixbetrag und mengenabhängiger Preis)<sup>103</sup>. Verständlichkeit der Tarife wird nach § 1 Abs. 1 Satz 3 BTO Elt explizit verlangt, wobei auch hier die Frage nach der Abwägung zwischen einer möglichst engen Orientierung an der Kostenstruktur und einer weitgehenden Verständlichkeit offensichtlich in das Ermessen der jeweiligen EVU und der preisrechtlichen Genehmigungsbehörden gestellt wird<sup>104</sup>.

Schließlich sind die weiteren in § 1 BTO Elt enthaltenen Anforderungen an die Tarife zu nennen, nämlich die Ausgewogenheit des von einem EVU angebotenen Tarifsystems, die Berücksichtigung langfristiger Kostenentwicklungen und die Ausrichtung auf die Versorgungsbedürfnisse der Kunden. Während der erste Aspekt hinsichtlich der zweigliedrigen Tarife von Belang ist, die von der BTO Elt für den Regelfall vorgesehen sind<sup>105</sup>, könnte der zweite Aspekt bezüglich der Kontroverse Grenzkosten oder

---

99 Vgl. o.V., Überprüfung der Strompreisstrukturen. Beschuß der Wirtschaftsministerkonferenz (WMK) am 7. Oktober 1987. „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 86 (1987), S. 994; N. Weigt [III], Die Reform der Bundestarifordnung Elektrizität. „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“, Jg. 39 (1989), S. 512; U. Berkner, H.P. Hermann und E. Schmitz, S. 5.

100 O.V. Überprüfung der Strompreisstrukturen, S. 994; vgl. auch N. Weigt [III], S. 512.

101 Vgl. Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Begründung zu § 1 Absatz 1.

102 Vgl. o.V. Überprüfung der Strompreisstrukturen, S. 997, J. Aengenheister und W. Ohlms, Lineare Stromtarife – unsozial? „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Jg. 1989, Nr. 10, S. 5, U. Berkner, H.P. Hermann und E. Schmitz, S. 5 und S. 7; inwieweit bei der Existenz von Gemeinkosten dieses Ziel erreicht werden kann, wird im dritten Kapitel näher untersucht.

103 Vgl. N. Weigt [I], S. 84of.

104 Nicht ganz verständlich wird die Kritik an der BTO Elt hinsichtlich des befürchteten „Tarifschungels“, da doch für einen Kunden immer nur ein Tarif relevant ist und er im Regelfall von anderen, ihn eventuell verwirrenden Tarifen überhaupt keine Kenntnis erhält; vgl. o.V., Verquere Logik. „Der Spiegel“, Hamburg, Jg. 1989, Nr. 39, S. 35ff. Vielmehr hängt die Verständlichkeit von der Informationspolitik des jeweiligen EVU ab, wobei hier die Entwicklung hin zu einer verständlichen und die Ziele der BTO Elt födernden Stromrechnung wohl erst abgewartet werden sollte. Vgl. hierzu auch o.V., Schwachlast bringt die Nagelprobe. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Jg. 1990, Nr. 4, S. 5.

105 Die nähere Analyse zweigliedriger Tarife soll u.a. im dritten Kapitel erfolgen.

Durchschnittskosten relevant sein. Die amtliche Begründung zum Entwurf der BTO Elt verneint aber diese Möglichkeit ausdrücklich und betont die „Ist-Kostendeckung“, die dadurch nicht in Frage gestellt sein dürfe<sup>106</sup>. Auf den letzten Aspekt – die Ausrichtung auf die Kundenbedürfnisse – wird weiter unten eingegangen.

Neben den energiepolitischen Äußerungen der Bundesregierung sind auf Länderebene weitere, in ihrer Zielrichtung bezüglich der Tarifstruktur abweichende Meinungen zu finden. Insbesondere solche Bundesländer, die eine den Ansichten von Umweltschutzverbänden wohlwollend gegenüberstehende Regierung aufweisen, artikulieren sich in Diskussionsbeiträgen, aber auch mittels energiepolitischer Aktionen, die der Haltung der Bundesregierung (wie auch den Meinungen der Stromwirtschaft) teilweise eindeutig entgegenstehen<sup>107</sup>. Insbesondere die Energiepolitik im Saarland ist hier im Bereich der Tarifierung von elektrischer Energie deutlich von der Linie der Bundesregierung und der mehrheitlichen Auffassung innerhalb der Elektrizitätswirtschaft abgewichen<sup>108</sup>. Allerdings reklamieren auch diese politischen Stellen für sich den Anspruch, gemäß des Zielkatalogs in § 1 BTO Elt zu verfahren. Die Differenzen bestehen in der Auffassung, was kostenorientierte Tarifierung exakt ist und welche Kostenbegriffe man der Preisfestsetzung zugrunde legt. Daneben sind noch weitergehende und energiepolitisch umfassendere Überlegungen im politischen Raum zu finden, bei denen man z.T. auch eine Abkehr von dem Prinzip der durchschnittskostenorientierten Tarifierung erkennen kann<sup>109</sup>. Eine solche nicht strikt an den Kosten orientierte Tarifierung wird von vielen Autoren, gerade im Bereich der EVU bzw. der Branchenverbände, als „Zug zum politischen Strompreis“ bezeichnet<sup>110</sup>.

---

106 Vgl. Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Begründung zu § 1 Absatz 1, und N. Weigt [I], S. 84wf., der sich in diesem Zusammenhang aufgrund der nicht eindeutigen Zurechenbarkeit der Kosten von Umweltschäden o.ä. auch gegen ihre Berücksichtigung als externe Kosten im Strompreis wendet.

107 Vgl. H.P. Hermann, Unterschiede in der Energiepolitik der Bundesländer aus der Sicht der Elektrizitätswirtschaft, „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 85 (1986), S. 570ff., insb. S. 572f.

108 Der in Saarbrücken eingeführte zeitvariable lineare Tarif wird als praktisches Beispiel weiter unten genauer analysiert.

109 Hier wäre z.B. an den SPD-Vorschlag über ein neues Energiegesetz zu denken. Danach soll zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen eine radikale Erhöhung der Energiepreise durchgeführt werden; zugleich verfolgt dieser Plan die Unterstützung weiterer fördernder Maßnahmen auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien. Vgl. o.V., Scharfe Kritik an SPD-Vorlage für neues Energiegesetz. „Handelsblatt“, Düsseldorf, Ausgabe vom 1. Februar 1990, S. 4; o.V., Stromeinsparungen sollen das Klima retten. „Handelsblatt“, Ausgabe vom 30./31. März 1990, S. 8. Zur Wirkung einer CO<sub>2</sub>-Steuer vgl. R. Hamm und B. Hillebrand, Elektrizitäts- und regionalwirtschaftliche Konsequenzen einer Kohlendioxid- und Abfallabgabe. (Untersuchungen des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung, Heft 5.) Essen 1992, S. 32ff. Ein impliziter Grund für die geplante pauschale Verteuerung der Energie könnten Überlegungen zu externen Kosten der Energieversorgung sein.

110 Als Beispiel für einen politischen Strompreis könnte man die Situation in der ehemaligen DDR anführen. Dort zahlten die Haushalte neben einem Verrechnungspreis für Zählerablesung, Rechnungsstellung u.ä. in Höhe von 6 Mark lediglich 8 Pf/kWh, während die Kraftwerke mit einem Kostenpreis von 24,1 Pf/kWh rechneten. Vgl. o.V., Rascher Abschied von der „Stütze“, S. 32.

Die Unternehmen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung weisen zum größten Teil die Rechtsform der öffentlichen oder gemischtwirtschaftlichen Unternehmung auf<sup>111</sup>. Daher könnte man in diesem Bereich zunächst vermuten, daß an die Stelle der Gewinnmaximierung in der traditionellen Theorie der Unternehmung<sup>112</sup> eine Art optimale Bedarfsdeckung tritt<sup>113</sup>. Aber aufgrund der zunehmenden Versuche insbesondere der großen EVU, ihre Geschäftsbereiche weiter zu streuen und offensichtlich auch solche Tätigkeiten aufzunehmen, die nicht mit der Versorgungsaufgabe einhergehen, kann man wohl in weiten Bereichen von einer Loslösung des Selbstverständnisses der EVU von dem Bild des dem öffentlichen Gemeinwohl verpflichteten Unternehmens ausgehen. Insofern kann auch im Bereich der EVU zunächst von einer Gewinnerziehungsabsicht<sup>114</sup> ausgegangen werden<sup>115</sup>. Andererseits wird der Konsens mit den Zielen der Energiepolitik auch von der Energiewirtschaft reklamiert<sup>116</sup>.

Unter der Zielsetzung Gewinnmaximierung ist es für die Unternehmen vorteilhaft, die gerade im Bereich der Stromversorgung anteilmäßig ausgesprochen hohen und notorisch nicht vollausgelasteten Kapazitäten durch einen relativ hohen „Beschäftigungsgrad“ effektiv einzusetzen und damit die von der Ausbringung kurzfristig unabhängigen fixen Kosten durch entsprechend hohe Einnahmen vollständig zu decken bzw. Gewinn zu erzielen. Dieser anzustrebende hohe Auslastungsgrad könnte durch zeitabhängige Tarife, die die unterschiedlichen Nachfrageintensitäten wider-spiegeln, erreicht werden; in der Vergangenheit wurde allerdings durch die Preisgestaltung in Form eines zweiteiligen Tarifs versucht, die während des Tages und in der Nacht existierenden Lasttäler dadurch aufzufüllen, daß man auf anderen Märkten für Nutzenergie (insb. auf dem Wäremarkt) in Konkurrenz zu den sonstigen Energieträgern den Preis für Elektrizität auf ein wettbewerbliches Niveau heruntergeschleust und die dadurch entstehende Konsumentenrente durch Einführung eines mengenunabhängigen Preisbestandteils zumindest zum Teil abgeschöpft hat<sup>117</sup>.

Abhängig von dem bereits erreichten Auslastungsgrad kann man davon ausgehen, daß ein EVU mit weitgehend ausgeglichenem Lastverlauf eine stetige Absatzsteigerung anstrebt und somit zeitabhängigen Tarifen tendenziell ablehnend gegenübersteht,

---

111 Vgl. U. Büdenbender, S. 567, und P. Röder, S. 24.

112 Vgl. A.E. Ott [II], S. 53.

113 Vgl. T. Thiemeyer, Grenzkostenpreise bei öffentlichen Unternehmen. Köln und Opladen 1964, S. 15f.; zu weiteren Zielen öffentlicher Unternehmen vgl. D. Bös [I], S. 14f.

114 Die Annahme der Gewinnmaximierung muß nicht unbedingt der Realität entsprechen, sie wird hier als eine von mehreren möglichen Verhaltensannahmen gewählt; vgl. dazu auch A.E. Ott [II], S. 250ff.

115 Im Zusammenhang mit dem Konflikt zwischen einigen westdeutschen Verbundunternehmen und ostdeutschen Kommunen bezüglich des sog. „Stromvertrages“ vgl. F. Vorholz, Der große Flop., „Die Zeit“, Hamburg, Ausgabe vom 21. Juni 1991, S. 26.

116 Vgl. H.P. Hermann, S. 570.

117 Zu dieser Interpretation der Entstehung zweiteiliger Tarife in der Elektrizitätswirtschaft vgl. VDEW-Arbeitskreis „Tarifgestaltung“ [I], Tariflicher Bereitstellungspreis. „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 83 (1984), S. 1052. Bei der Analyse zweiteiliger Tarife in den folgenden Kapiteln muß daher die offizielle Begründung der Elektrizitätswirtschaft kritisch untersucht werden.

während EVU, bei denen ungleichmäßige Lastverläufe vorliegen, eher geneigt sein werden, ein solches Mittel zur Lastverlagerung in ihre Überlegungen einzubeziehen<sup>118</sup>.

### 3.3. Ziele von Umweltschutzverbänden

Vereine, Bürgerinitiativen und anderweitig organisierte politisch tätige Institutionen sind auf dem Gebiet der Energiepolitik engagiert und versuchen, ihre jeweiligen Zielvorstellungen in die aktuelle Politik direkt oder über eine Beeinflussung der öffentlichen Meinung einzubringen. Gemeinsames Merkmal dieser Gruppierungen sind ihre pointiert am Umweltschutz orientierten Zielvorstellungen, wie sie sich etwa bei der Partei DIE GRÜNEN, Greenpeace e.V. und dem Öko-Institut e.V. zeigen<sup>119</sup>.

Als oberste Ziele dieser Verbände auf dem Gebiet der Energiepolitik kann man

- Ressourcenschonung,
- Einsatz regenerativer Energieträger und – damit verbunden –
- Ausstieg aus der Kernenergie

anführen<sup>120</sup>. Gleichzeitig soll aber nicht unbedingt ein Weg des vollständigen „Zurück zur Natur“ eingeschlagen werden, sondern man will eine Entkopplung der Entwicklung des Energieverbrauchs von den gewünschten Nutzenergieanwendungen erreichen, also eine größere Effizienz des Primärenergieeinsatzes als bisher<sup>121</sup>. Dieses Ziel ist dabei sowohl auf eine angebots- wie auch auf eine nachfrageseitige Erhöhung dieser Effizienz gerichtet. Das bedeutet, daß man hier zwischen produktionstechnischen und – auf das vorliegende Thema bezogen – tariflichen Aspekten unterscheiden muß.

Zu dem ersten Aspekt gehört der geforderte Verzicht auf Großkraftwerke und eine verstärkte Hinwendung zu kleineren und mittleren Kraftwerken, die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten<sup>122</sup>. Diese Maßnahme ist einerseits zielkonform

---

118 Vgl. P. Röder, S. 100f.

119 Unter diese Rubrik könnte man auch EVU fassen, die unter Zugrundelegung gleicher bzw. ähnlicher Zielvorstellungen solche Maßnahmen ergreifen oder in der Vergangenheit ergriffen haben, die den Forderungskatalogen dieser Institutionen relativ gut entsprechen. Als Beispiel wäre hier die Stadtwerke Saarbrücken AG nennen, über deren Initiativen auf dem Gebiet der Stromtarifierung von Greenpeace e.V. positiv berichtet wurde. Vgl. R. Scholz, Nichts zu beißen für die Energie-Fresser, „Greenpeace-Nachrichten“, Hamburg, Jg. 1989, Nr. 4, S. 18f.

120 Vgl. Antrag der Abgeordneten Dr. Daniels (Regensburg), Stratmann, Frau Teubner und der Fraktion DIE GRÜNEN, Einführung eines einheitlichen linearen zeitvariablen Tarifs für alle Verbrauchergruppen und Stromanwendungsgebiete. Deutscher Bundestag, Drucksache 11/2079. Bonn 1988, S. 2ff.

121 Vgl. D. Seifried [I], S. 185.

122 Vgl. U. Fritzsche, F.C. Matthes und D. Seifried unter Mitarbeit von G. Alber, Ein klimaverträgliches Energiekonzept für (Gesamt)Deutschland – ohne Atomstrom. Gutachten im Auftrag von Greenpeace e.V. Hamburg 1991, S. 20. Das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung besagt nichts anderes, als daß die bei der Verbrennung der eingesetzten Primärenergieträger entstehende Wärme, die nicht beim Antreiben des Generators umgesetzt wird, für Fernwärmezwecke eingesetzt wird. Zwar wird durch ein solches Prinzip ein außerordentlich hoher Wirkungsgrad der Primärenergie erreicht, es besteht allerdings die Notwendigkeit, eine räumliche Nähe zwischen Kraftwerk und Ort der Wärmenutzung zu realisieren, soweit nicht ein leistungsfähiges Fernwärmennetz vorhanden ist.

mit dem Ausstieg aus der Kernenergie, andererseits wird damit eine Kommunalisierung der Energieversorgung angestrebt, da die Praxis der Verbund-EVU eher im Betrieb großer Kraftwerksblöcke liegt, womit – bezogen auf die reine Stromumwandlung – Kostenvorteile verbunden sind, die allerdings bei einer umfassenderen Betrachtung, wie sie dem Konzept der Energiedienstleistung zugrundeliegt, gegenüber der Kraft-Wärme-Kopplung zurückfallen könnten<sup>123</sup>. In Verbindung hiermit ist der notwendige Ausbau der Fernwärmennetze zu sehen, damit die Kraft-Wärme-Kopplung sinnvoll eingesetzt werden kann. Letztlich soll die prinzipiell gegenüber Primärenergieträgern wertvollere, weil universeller einsetzbare Sekundärenergie Elektrizität aus dem Markt für die Nutzenergie Wärme herausgedrängt werden. Dazu sollen z.B. neue Sonderverträge für Nachspeicherheizungen untersagt und durch Verträge über unterbrechbaren Strombezug auf Niederspannungsebene ersetzt werden<sup>124</sup>.

Aus den vorstehend skizzierten Überlegungen folgt bezüglich der von den Umweltschutzgruppierungen empfohlenen tariflichen Maßnahmen eine eindeutige Präferenz für zeitabhängige, lineare Tarife. Konkrete Auswirkungen einer solchen Umgestaltung der Tarifierung des Stroms werden hinsichtlich folgender Bereiche erwartet: Die Umlegung des verbrauchsunabhängigen Teils des bisherigen Stromtarifs führt notwendigerweise zu einem höheren linearen Tarif als der bisherige Arbeitspreis. Damit soll – trotz der anerkannt geringen Nachfrageelastizität – ein stärkerer Anreiz für die Haushalte zum Stromsparen gegeben werden. Dabei werden sowohl bezüglich der elektrischen Arbeit als auch der Leistung Einsparpotentiale erwartet; denn einerseits könnten sich Investitionen in stromsparende elektrische Geräte eher amortisieren<sup>125</sup> bzw. Anreize zur früheren Umrüstung gegeben werden, andererseits würde durch die zeitabhängige Ausgestaltung der Tarife ein Anstoß zur Verlagerung des Strombezugs und damit zur Verflachung der Lastkurve bewirkt.

Möglichkeiten zur Lastvergleichmäßigung, die durch eine solche Tarifierung realisiert werden sollen, bestehen nach dem Konzept der Umweltschutzverbände deshalb, weil die Stromanwendungen, die derzeit Lasttäler in der Nacht auffüllen – insbesondere Nachspeicherheizungen – eben gerade nicht weiter mittels elektrischer Energie durchgeführt werden sollen. Führt man einen linearen und damit bezüglich des marginalen Preises deutlich höheren Tarif ein, so verschlechtert sich die Lage der elektrischen Energie im Rahmen der Konkurrenzbeziehungen zu Gas und Fernwärme; somit würden Lasttäler grundsätzlich weiter existieren – soweit sie nicht mittels zeitabhängiger Tarifierung im Rahmen des Möglichen nivelliert werden. Als Ergebnis müßte sich dann eine Reduktion der erforderlichen Kraftwerkskapazitäten und des Primärenergieeinsatzes ergeben.

---

123 Das behaupten zumindest die einschlägigen Veröffentlichungen, vgl. U. Fritzsche, F.C. Matthes und D. Seifried, S. 40f.; die Eindeutigkeit der jeweiligen Überlegenheit müßte in einem umfassenden Sinne genauer analysiert werden. Dieses Unterfangen muß aber im Rahmen der vorliegenden Arbeit ausgeklammert werden.

124 Vgl. o.V., Für Verbot von Stromheizung. „Handelsblatt“, Ausgabe vom 6. März 1990, S. 8.

125 Vgl. o.V., Verquere Logik, S. 35ff.; D. Seifried [I], S. 162f.

#### 4. Zwischenergebnis

Die unter den beschriebenen gesetzlichen Bedingungen für die Festlegung einer Richtschnur zur Ausgestaltung von Stromtarifen möglichen Zielformulierungen wurden unter allokativtheoretischen und energiepolitischen Gesichtspunkten untersucht.

Allokationstheoretische Zielsetzungen führen unter verschiedenen wohlfahrtstheoretischen Ausrichtungen jeweils zu der Regel, die Preise gemäß den Grenzkosten festzulegen. Dieses Optimierungsprinzip könnte einerseits daran scheitern, daß in anderen Branchen die für das Erreichen eines Paretoeffizienten Zustands notwendigen Bedingungen nicht vorzufinden sind. Diesem Einwand wurde durch Verweis auf den nicht zu befriedigenden Informationsbedarf, der sich bei einer dieser Situation berücksichtigenden Preissetzung ergeben würde, und die in dynamischer Sicht existierenden Bedenken gegen eine solche Berücksichtigung begegnet. Problematischer erscheint in dieser Situation die Möglichkeit, daß sich durch die Existenz einer nicht linear-homogenen Technologie ein Defizit bei den Unternehmen einstellen könnte, welchem man begegnen müßte. Lösungsmöglichkeiten für einen solchen Fall sind in folgenden Vorschlägen zu finden:

- Abweichungen der Preise von den Grenzkosten in Abhängig von der jeweiligen Preiselastizität der Nachfrage in einer Form, durch die das Defizit vermieden werden kann und gleichzeitig die geringstmögliche Abweichung von den wohlfahrtsoptimalen Ausbringungsmengen erreicht wird („Ramsey-Preise“), oder
- Einführung komplexer Preisstrukturen – insbesondere zweiteiliger Tarife – zur Vermeidung von Abweichungen der Preise von den Grenzkosten und – bei Vorliegen bestimmter Bedingungen – des Entstehens von Defiziten.

Bei der Analyse energiepolitischer Zielsetzungen hat sich als grundlegendes, in hohem Maße aber auch interpretationsbedürftiges Konzept die Kostenorientierung der Strompreise herausgestellt. Hierfür waren Gedanken der Sonderstellung der Energiebranche und der Kontrollierbarkeit ihrer Preisstellungen ausschlaggebend.

Im weiteren Verlauf der Arbeit ist nun zu prüfen, ob es theoretisch mögliche Ausgestaltungen von Stromtarifen gibt, die sich bezüglich dieser beiden Zielvorstellungen als optimal darstellen, oder aber Formen, die von anderen eindeutig dominiert werden und insofern keine Verwendung finden sollten. Zunächst allerdings sollen die grundsätzlichen Möglichkeiten der Tarifierung elektrischer Energie einer systematischen Analyse unterzogen werden.

## Drittes Kapitel

# Theorie der Stromtarifgestaltung

### 1. Ansatzpunkte einer Darstellung alternativer Tarifierungsmöglichkeiten

Stromversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik sind aufgrund ihrer besonderen rechtlichen Stellung gesetzlich gezwungen, im Rahmen ihrer Anschluß- und Versorgungspflicht nach § 6 Abs. 1 EnWG allgemeine Bedingungen und Tarife öffentlich bekanntzugeben<sup>1</sup>. Bei der Konzipierung eines Stromtarifs müssen sowohl die formelle Tarifgestaltung, also das Problem, auf welche Größen die Preise zu beziehen sind und welche Abnehmergruppen unterschieden werden sollen, als auch die materielle Tarifgestaltung, also die jeweilige Höhe der einzelnen Forderungen, berücksichtigt werden<sup>2</sup>.

Im Rahmen der Festlegung der formellen Struktur sind folgende Aktionsparameter zu berücksichtigen:

- die Forderung eines von der jeweils abgenommenen Menge unabhängigen Grundpreises bzw. der Verzicht darauf,
- die Ausgestaltung des pro Mengeneinheit geltenden Grenzpreises und
- die Entscheidung, diese beiden Aktionsparameter für alle Abnehmer einheitlich festzulegen oder eine Differenzierung nach Gruppen verschiedener, in sich homogener Nachfrager vorzunehmen.

Hierdurch wird also einerseits die Frage aufgeworfen, aus welchen Grundbestandteilen die für die Gesamtheit oder für einzelne Abnehmergruppen geltenden Tarife zusammengesetzt werden sollen, andererseits die Möglichkeit angesprochen, nach diversen Kriterien unterschiedene Preisdifferenzierungen vorzunehmen. Demgemäß soll in den folgenden Abschnitten zunächst eine Darstellung der Grundbestandteile von Tarifen und der Möglichkeiten ihrer Ausgestaltung erfolgen, an die sich einige Ausführungen zum Problem der im Bereich der Stromversorgung möglichen Preisdifferenzierungen und ihrem eindeutigen Nachweis anschließen. Auf diesem Fundament werden typische Tarifkonstellationen dargestellt und bezüglich ihrer Zieladäquanz untersucht.

---

1 Zur Bekanntmachungspflicht vgl. U. Büdenbender, S. 327ff.

2 Vgl. H. Diederich, S. 144f.

## 2. Systematisierung von Stromtarifen

### 2.1. Bestandteile von Tarifen

#### 2.1.1. Grundpreise

Jedes Unternehmen könnte, wenn die Voraussetzungen dafür erfüllt wären, einen Teil seiner Einnahmen durch von der verkauften Menge unabhängige Preise zu erheben versuchen. Solche Preise sollen Grundpreise genannt werden<sup>3</sup>. Für die weiteren Überlegungen erfolgt ihre Definition gemäß

$$(32) \quad T = \bar{T}.$$

Im Falle der elektrischen Energie muß hier eine differenzierte Betrachtung erfolgen. Die Qualifizierung eines Tarifbestandteils als Grundpreis erfordert eine vollständige Lösung von den für die Lieferung des Stroms relevanten Sachverhalten. Da die Menge an elektrischer Arbeit von dem Produkt der beiden Größen „Leistungsinanspruchnahme“ und „Zeitdauer“ abhängt, muß der betrachtete Tarifbestandteil sowohl von der Höhe der Abnahme an elektrischer Arbeit als auch von der Höhe der Leistungsinanspruchnahme unabhängig sein<sup>4</sup>. Diese Eigenschaft kann man beispielsweise den Grundpreisen unterstellen, die unter der früher geltenden Fassung der BTO Elt üblich waren<sup>5</sup>, da dort der von einem Haushalt zu entrichtende feste Betrag von der Anzahl der Tarifräume abhing, die im Regelfall einmalig zu Beginn des Bezugsverhältnisses durch eine Besichtigung der Örtlichkeiten festgestellt wurde. Eine Veränderung je nach den Bezugsmengen an Arbeit oder Leistung war danach nicht mehr vorgesehen.

Der Grund, warum ein Anbieter einen solchen Grundpreis setzt, kann zum einen darin liegen, daß er eine Erhöhung des Gewinns anstrebt. Eine andere Begründung könnte sich aus der Tatsache ergeben, daß aufgrund der Produktionstechnik, welche eine subadditive Kostenfunktion impliziert, bei – eventuell vorgeschrriebener – Grenzkostenpreissetzung möglicherweise ein Defizit entsteht, welches durch die Erhebung eines solchen festen Betrages in Höhe der durch die Grenzkostenpreissetzung nicht gedeckten Kosten vermieden werden könnte<sup>6</sup>.

- 
- 3 Davon ist der Fall zu unterscheiden, daß das Unternehmen seinen (potentiellen) Kunden einen Preis dafür in Rechnung stellt, daß sie die Möglichkeit bekommen, bei ihm zu kaufen, ohne daß dafür eine weitere konkrete Gegenleistung erfolgt. Ein Beispiel wäre die Erhebung eines Eintrittspreises in eine Kunsthalle – ohne oder auch mit Anrechnung auf den Kaufpreis – zur Abschreckung von Personen ohne Kaufinteresse bzw. zur Eingrenzung des Besucherkreises auf bestimmte Einkommensschichten. Vgl. dazu mit weiteren Beispielen K. Spremann, *On Welfare Implications and Efficiency of Entrance Fee Pricing*, „Zeitschrift für Nationalökonomie“, Wien und New York, vol. 38 (1978), S. 231ff.
  - 4 Eine Abhängigkeit des Grundpreises von der Anzahl der Nutzungsstunden zu erwägen erübrigt sich, da ein normaler Haushalt nahezu immer eine gewisse Leistungsinanspruchnahme aufweist. Dieser Sachverhalt ist von dem im ersten Kapitel beschriebenen Konzept der Benutzungsdauer deutlich zu trennen.
  - 5 Vgl. § 4 Abs. 2 BTO Elt a. F., vom 26 November 1971, BGBl. I S. 1865.
  - 6 Vgl. hierzu die Ausführungen zur Preissetzung bei zunehmenden Skalenerträgen in Abschnitt 2.3.2. im zweiten Kapitel.

Die Erhebung von Grundpreisen setzt voraus, daß die Nachfrage personell vollständig voneinander getrennt werden kann. Das bedeutet, daß der einzelne Kunde rechtlich oder faktisch nicht in der Lage ist, das betrachtete Gut weiterzuveräußern<sup>7</sup>. Diese Prämisse ist auf dem Markt für elektrische Energie für Haushalte offensichtlich sowohl bezüglich der faktischen Möglichkeit<sup>8</sup> als auch der rechtlichen Gegebenheiten erfüllt.

### 2.1.2. Grenzpreise

#### 2.1.2.1. Begriffsklärung

Unter dem Begriff Grenzpreis soll der Betrag verstanden werden, den ein Nachfrager für den Bezug einer weiteren Mengeneinheit eines bestimmten Gutes aufzuwenden hat. Analytisch ergibt sich diese Begriffsbestimmung durch die erste Ableitung der durch den jeweiligen Tarif festgelegten Ausgabenfunktion eines Nachfragers

$$(33) \quad p = \frac{dA(x)}{dx}.$$

Von dem Grenzpreis ist der Durchschnittspreis zu unterscheiden, also der Preis pro Mengeneinheit, den ein individueller Haushalt bei unterschiedlicher, jeweils festgelegter Gesamtannahmemenge zahlt, und der sich analytisch als Durchschnittsausgabe ergibt

$$(34) \quad \hat{p} = \frac{A(x)}{x}.$$

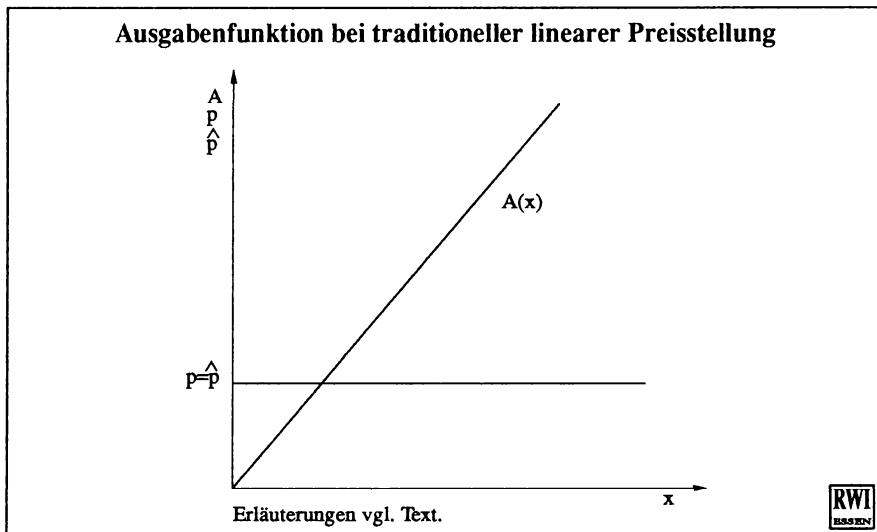
Im Standardfall der meisten Lehrbücher besteht zwischen beiden Begriffen kein Unterschied, da ein Nachfrager üblicherweise einen über die Menge konstanten Grenzpreis zahlt, ohne daß er zusätzlich mit einem Pauschalbetrag belastet wird. Dieser Fall führt zu einer Ausgabenfunktion  $A(x)$ , wie sie in Schaubild 9 skizziert wird.

Sobald man nun entweder einen Grundpreis einführt oder von der Annahme eines konstanten Grenzpreises abweicht, unterscheiden sich – bis auf wenige Sonderfälle – Grenz- und Durchschnittspreis. Läßt man die Annahme konstanter Grenzpreise fallen, so ist es für die Tarifierung elektrischen Stromes sinnvoll, die Analyse einerseits auf den Fall der Abhängigkeit der Grenzpreise von der Menge der in Anspruch genommenen elektrischen Arbeit, andererseits auf eine mögliche Abhängigkeit von dem Zeitpunkt des Bezuges auszudehnen, da es zum einen in der Vergangenheit – aber auch noch in der Gegenwart – oft zu den erstgenannten Ausgestaltungen des Grenzpreises gekommen ist, zum anderen eine an allokativtheoretischen Zielen ausgerichtete Anwendung der Preisgestaltung eine Abkehr von dem zeitunabhängigen Verlauf der Ausgabenfunktion nahelegt.

7 Vgl. L. Phlips, The Economics of Price Discrimination. Cambridge u.a. 1983, S. 160.

8 Von dem Fall der direkten Lieferung selbsterzeugter – etwa durch Sonnenkollektoren – elektrischer Energie an private Abnehmer (Nachbarn) durch einen Haushalt wird hier abgesehen.

Schaubild 9



### 2.1.2.2. Differenzierung nach der Menge

Grenzpreise können in Abhängigkeit von der nachgefragten Menge eine unterschiedliche Höhe annehmen. Mit diesem Sachverhalt ist zunächst der zusammenfallende Verlauf von Grenz- und Durchschnittspreis aufgehoben, der bei einem linearen Tarif anzutreffen ist, im weiteren ergibt sich dadurch eine Ausgabenfunktion, die nicht über den ganzen Definitionsbereich der Menge als einheitliche lineare Funktion ersten Grades beschrieben werden kann. Innerhalb dieser Art von Grenzpreisen kann man Unterarten danach unterscheiden, ob ein stetiger oder ein diskontinuierlicher Verlauf vorliegt bzw. ob der Verlauf monoton ausfällt, wobei man für den Fall der Monotonie noch zwischen fallenden und steigenden Grenzpreisen unterscheiden muß<sup>9</sup>.

Grenzpreise, die in unendlich kleinen Schritten in ihrer Höhe variiert werden, sollen in Anlehnung an Tacke mit dem Begriff kontinuierliche Preisstruktur belegt werden<sup>10</sup>. Man erhält dadurch eine stetige Funktion des Grenzpreises in Abhängigkeit von der Menge

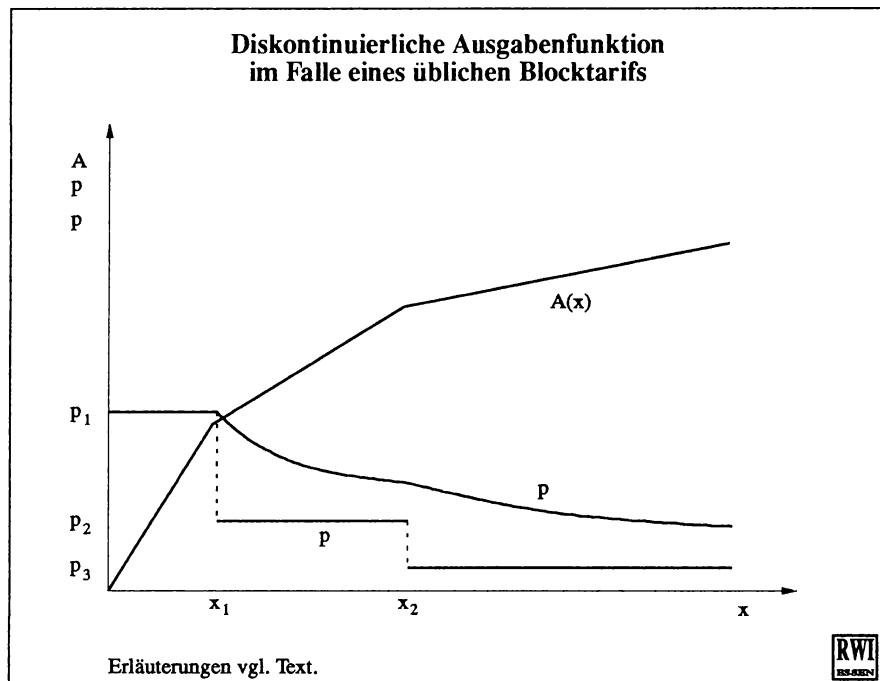
$$(35) \quad p = p(x),$$

wodurch sich eine nichtlineare Ausgabenfunktion ergibt. Solche Fälle sind allerdings in praktischer Sicht nicht operational und daher im Fall der Tarifierung von Strom nicht

<sup>9</sup> Vgl. hierzu G. Tacke, Nichtlineare Preisbildung. Höhere Gewinne durch Differenzierung. Wiesbaden 1989, S. 26ff. Während bei Tacke Kombinationen von Tarifelementen behandelt werden, wird hier die Betrachtung zunächst auf die einzelnen Bestandteile der Tarife beschränkt; allerdings geben die graphischen Verdeutlichungen einzelner Fälle notwendigerweise auch hier Kombinationen verschiedener Unterarten wieder.

<sup>10</sup> Vgl. G. Tacke, S. 37f.

Schaubild 10



zu finden. Größere praktische Relevanz besitzen blockweise variierende Grenzpreise des Typs

$$(36) \quad p = \begin{cases} p_1 & \text{für } 0 \leq x < x_1 \\ p_2 & \text{für } x_1 \leq x < x_2 \\ p_3 & \text{für } x_2 \leq x < \infty \end{cases} \quad \text{mit } p_1 \neq p_2 \neq p_3 .$$

Hier sind die Grenzpreise innerhalb der Absatzblöcke konstant, differieren aber von Block zu Block (vgl. Schaubild 10).

Das zweite Merkmal zur Unterscheidung der mengenabhängigen Grenzpreise betrifft die relative Höhe der Grenzpreise zueinander bei Zunahme der Absatzmenge. Hier sind theoretisch wieder mehrere Fälle möglich, da die Grenzpreise entweder schwanken, monoton fallen oder monoton steigen können. Schaubild 10 stellt einen Fall monoton fallender Grenzpreise dar<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> Der Fall eines streng monoton fallenden bzw. steigenden Grenzpreises ist auf die oben angesprochenen kontinuierlichen Preisstrukturen beschränkt.

### 2.1.2.3. Differenzierung nach der Zeit

Mengenabhängige Grenzpreise kommen in der Realität häufig vor, zeitabhängige Tarife selten<sup>12</sup>. Ihre Aufnahme in die Analyse folgt aus allokativtheoretischen Überlegungen.

Der Verbrauch bzw. die Nutzung elektrischer Energie ist aufgrund der mangelnden Speicherbarkeit extrem zeitpunktbezogen; die Nachfrage schwankt innerhalb der zeitlichen Perioden Tag, Woche oder Jahr<sup>13</sup>. Dieser schwankenden Nachfrage muß sich das Angebot jederzeit anpassen, wodurch der Anteil der in einem Zeitpunkt genutzten Kapazität an dem Gesamtkraftwerksbestand ebenfalls variiert. Dies, verbunden mit den unterschiedlich hohen Kosten, die durch Bau, Unterhalt und Betrieb dieser Kraftwerke verursacht werden, führt zu einer Abhängigkeit der Grenzkosten vom Zeitpunkt der Inanspruchnahme der Kapazitäten. Insofern macht es – bei der Zugrundelegung des allokativtheoretischen Ziels der Wohlfahrtsmaximierung – Sinn, eine Differenzierung der Grenzpreise nach dem Zeitpunkt der Inanspruchnahme der elektrischen Energie vorzunehmen. Zeitpunktabhängige Preise sind – aufgrund welcher Zielsetzung des Anbieters auch immer – in vielen Branchen mit Spitzenlastproblemen eingeführt, z.B. Abend- und Wochenendarife beim Telefon oder bei der Vermietung von Sportanlagen<sup>14</sup>.

Der Zusammenhang zwischen Zeitpunkt und Grenzkosten der Versorgung mit Strom soll exakter formuliert werden. Bei der allgemeinen Betrachtung der Nachfrage war die Höhe der gewünschten Leistungsinanspruchnahme als u.a. abhängig vom Zeitpunkt postuliert. Setzt man in Gleichung (7) alle Variablen mit Ausnahme des Zeitpunkts  $t$  konstant, so erhält man die Abhängigkeit der Leistungsinanspruchnahme vom Zeitpunkt, deren Graph in der Lastganglinie in Schaubild 1 abgebildet ist

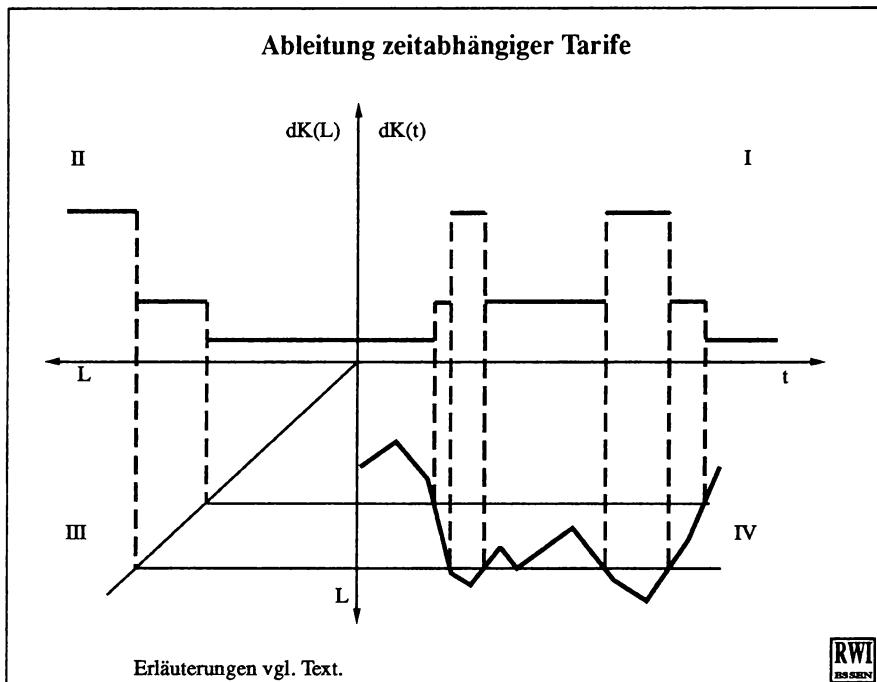
$$(37) \quad L_t = f \{ u(\bar{p}_E, \bar{Y}, t, \bar{p}, \bar{Z}), \bar{s} \}.$$

Andererseits erkennt man explizit aus Gleichung (26) bzw. aus Schaubild 5 die Abhängigkeit der Kostenänderung von der momentanen Leistungshöhe

$$(38) \quad dK = g(L).$$

- 
- 12 Neben der Einführung eines zeitvariablen linearen Tarifs in Saarbrücken, der die stärkste Öffentlichkeitswirkung erzielte, gibt es ähnliche Ansätze u.a. in Freiburg, daneben bei einigen EVU in den Vereinigten Staaten; vgl. P. Grünberg [I], Das „Saarbrücker Modell“. Kritische Würdigung des von den Stadtwerken Saarbrücken entwickelten „Zeitzonen-Stromtarifs“. „Versorgungswirtschaft“, München, Jg. 39 (1987), S. 259ff.; D. Seifried [II], Stromspartarife in den USA. In: W. Leonhardt u.a. (Hrsg.), Kommunales Energie-Handbuch. Vom Saarbrücker Energiekonzept zu kommunalen Handlungsstrategien. 2. Auflage, Karlsruhe 1991, S. 275; o.V., Freiburg reformiert radikal. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Jg. 1991, Nr. 12, S. 8.
- 13 Vgl. H. Albach, Die optimale Tarifstruktur öffentlicher Versorgungsunternehmen. „Unternehmensforschung“, Würzburg, Jg. 10 (1966), S. 153f.
- 14 Hier liegt natürlich nicht immer der Ansatz der Wohlfahrtsmaximierung durch Grenzkostenpreise zugrunde; Fragen der zeitlichen Preisdifferenzierung und ihrer Anwendung bei der Tarifierung von elektrischem Strom werden in den folgenden Abschnitten vertieft.

Schaubild 11



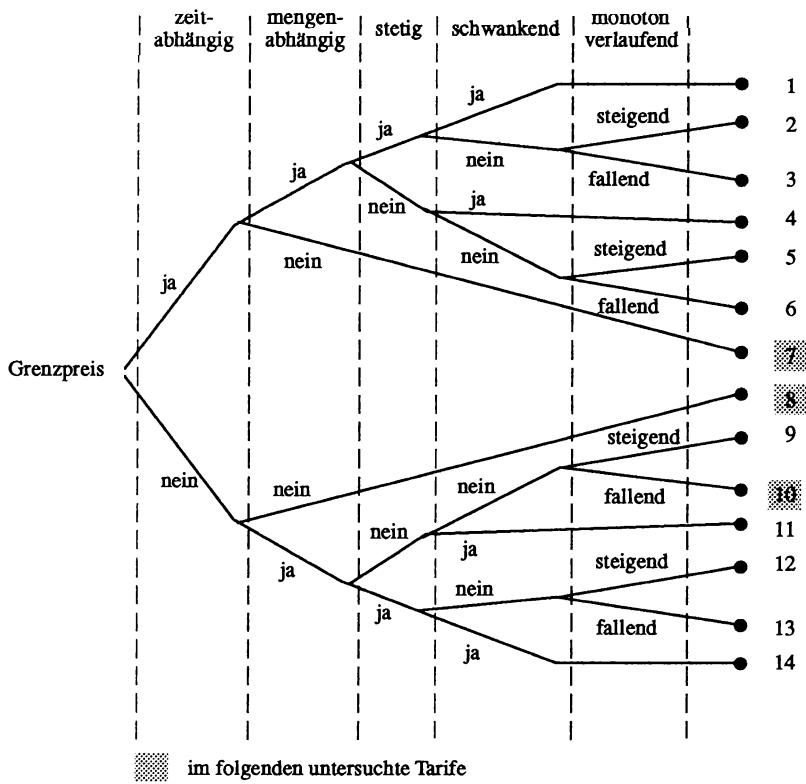
so daß sich durch Einsetzen von Gleichung (37) in (38) eine Funktion der Grenzkosten in Abhängigkeit vom Zeitpunkt ergibt

$$(39) \quad dK = h(t).$$

Graphisch kann das anhand eines Vier-Quadranten-Schemas verdeutlicht werden (vgl. Schaubild 11): Die Funktion der Gleichung (38) wird im zweiten Quadranten, die der Gleichung (37) im vierten Quadranten abgetragen, während der dritte Quadrant mittels einer Winkelhalbierenden der Übertragung der Leistungswerte dient. Daraus ergibt sich im ersten Quadranten die gesuchte Funktion der Grenzkosten in Abhängigkeit von dem Zeitpunkt gemäß Gleichung (39). Man erkennt, daß sich die den einzelnen Kraftwerkstechnologien zugeordneten unterschiedlich hohen Grenzkosten durch den im Tagesablauf schwankenden Leistungsbedarf der Abnehmer periodisch gegenseitig ablösen. Nach einer Phase geringer Nachfrage während der Nacht steigen Nachfrage und damit Grenzkosten während des Morgens bis auf die Höhe, die für Spitzenlastkraftwerke gilt, sinken am Tage auf die Höhe der Grenzkosten von Mittellastkraftwerken und steigen abends wieder durch Zuschaltung der Spitzenlastkraftwerke, bevor sie nachts wieder auf die Höhe der Grenzkosten von Grundlastkraftwerken sinken<sup>15</sup>.

15 Da die Lastganglinie unter der Prämisse eines konstanten Preises ermittelt wird, ist die sich ergebende zeitpunktbezogene Höhe der Grenzkosten auch nur unter dieser Prämisse zu erwarten. Eine Einführung von zeitvariablen Tarifen wird, ein Mindestmaß an Elastizität der Nachfrage vorausgesetzt, zu einer abgewandelten Lastganglinie führen und somit auch die Funktion der zeitpunktbezogenen Grenzkosten ändern. Dieser Aspekt wird am Ende dieses Kapitels vertieft.

## Ausgestaltungsmöglichkeiten der Grenzpreise



Für die Gestaltung der Grenzkosten ergibt sich insgesamt eine Reihe von kombinatorischen Möglichkeiten, die in Übersicht 2 zusammengestellt sind. Insgesamt resultieren 14 Ausgestaltungsmöglichkeiten für die Grenzpreise. Zusammen mit der Option für die Setzung eines Grundpreises erhält man demgemäß 28 Tarifarten, von denen einige (Nr. 7, 8 und 10) aufgrund ihrer größeren Relevanz für die Tarifpraxis dargestellt und in ihren Auswirkungen auf die Situation des individuellen Nachfragers analysiert werden sollen.

## **2.2. Typische Erscheinungsformen von Stromtarifen**

### 2.2.1. Kombinationen von Tarifelementen

Eine konkrete Ausgestaltung eines Tarifes für elektrische Energie erfordert Entscheidungen über die Ausgestaltungen von Grenz- und Grundpreis. Der einfachste, und bei

Gütern, die auf Konkurrenzmärkten angeboten werden, regelmäßig anzutreffende Fall, dürfte ein nicht mengen- oder zeitabhängiger Grenzpreis mit einem Grundpreis gleich Null sein<sup>16</sup>. Sobald von dieser Art abgewichen wird, erhält man ein Preissystem, das zu einem nichtlinearen Verlauf der Durchschnittsausgabenfunktion führt. Von diesen möglichen Ausgestaltungen sollen folgende Modelle betrachtet werden<sup>17</sup>:

- gespaltener oder zweiteiliger Tarif, welcher einen Grundpreis  $T > 0$  und einen nicht mengen- oder zeitabhängigen Grenzpreis impliziert,
- Blocktarif, d.h. eine Kombination von Grundpreis  $T=0$  und einem mengenabhängigen, unstetig monoton fallend verlaufenden Grenzpreis,
- Blocktarif mit Grundpreis bzw. drei oder mehrteiliger Tarif, also eine Kombination der beiden vorigen Tarifmodelle,
- Mengenrabatt, d.h. ein dem Blocktarif ähnliches Modell, bei dem die für die jeweiligen Mengenbereiche geltenden Grenzpreise auf die gesamte Absatzmenge und nicht nur auf die Menge in dem Grenzblock bezogen werden, und
- zeitabhängiger, linearer Tarif, also ein nicht mengenabhängiger, dafür aber zeitabhängiger Grenzpreis kombiniert mit einem Grundpreis in Höhe von  $T=0$ .

Ein zweiteiliger Tarif ist eine gängige Art der Tarifierung elektrischer Energie. Hierbei wird ein Grundpreis  $T > 0$  mit einem mengen- und zeitunabhängigen Grenzpreis verbunden. Die Ausgabenfunktion ergibt sich dementsprechend durch

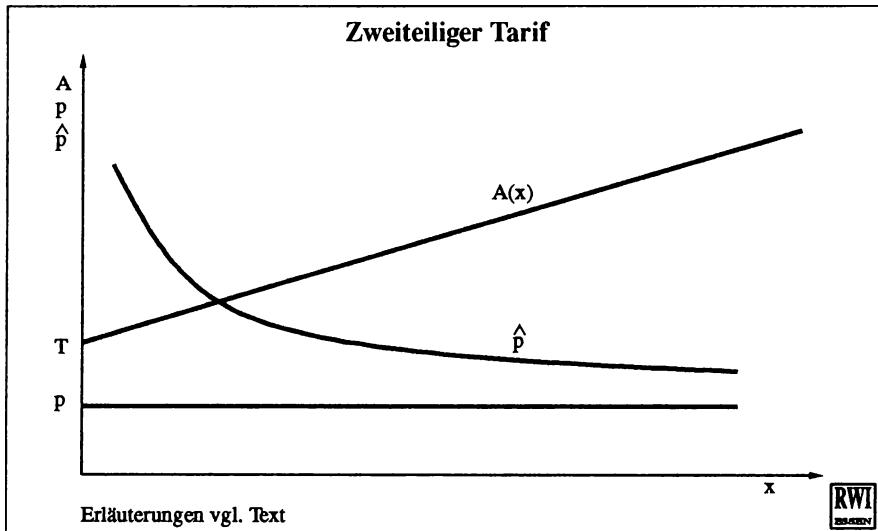
$$(40) \quad A(x) = \bar{T} + p \cdot x;$$

der Grenzpreis ist konstant, während sich der Durchschnittspreis als Hyperbel darstellt, die sich der Ordinate und dem Grenzpreis asymptotisch nähert (vgl. Schaubild 12). Der fallende, verbrauchsfördernde Verlauf des Durchschnittspreises hat in der jüngsten Vergangenheit zu heftiger Kritik an dieser Art der Tarifierung geführt, wodurch an die Begründung eines solchen Tarifmodells besondere Anforderungen zu stellen sind. Dazu wie auch zu der allgemeinen kritischen Analyse der gebräuchlichen Stromtarife erfolgen unten weitere Ausführungen.

Blocktarife sind eine andere Möglichkeit, einen sinkenden Durchschnittspreis herbeizuführen. Durch die Kombination einer Schar von Grenzpreisen, die in Gleichung (36) beschrieben wurde<sup>18</sup>, mit einem Grundpreis in Höhe von  $T=0$  ergibt sich bei drei Blöcken die Ausgabenfunktion

- 
- 16 Solche Stromtarife waren in der Frühzeit der Elektrizitätswirtschaft unter dem Begriff „Zählertarif“ gebräuchlich, vgl. Kromer, Stand der internationalen Diskussion über die Tarifformen in der Elektrizitätsversorgung. In: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (Hrsg.), Neuere Entwicklungen in der Energiepreisbildung. Vorträge und Diskussionsberichte der 8. Arbeitstagung am 28. und 29. Oktober 1955 in der Universität Köln. (Tagungsberichte des Energiewirtschaftlichen Instituts, Heft 8.) München 1956, S. 145.
- 17 Zu einer recht umfassenden, historisch angelegten Darstellung der unterschiedlichen Kombinationsmöglichkeiten, die in die Praxis Eingang gefunden haben, vgl. R.K. Davidson [I], S. 76ff.; eine ähnliche Aufzählung findet sich bei H.S. Houthakker, S. 3f.
- 18 Wobei für den angesprochenen, realistischen Fall eines abnehmenden Durchschnittspreises  $p_1 > p_2 > p_3$  gelten muß; vgl. auch Schaubild 10.

Schaubild 12



$$(41) \quad A(x) = \begin{cases} p_1 \cdot x & \text{für } 0 \leq x < x_1 \\ p_2 \cdot x_1 + p_2 \cdot (x - x_1) & \text{für } x_1 \leq x < x_2 \\ p_3 \cdot x_1 + p_2 \cdot (x_2 - x_1) + p_3 \cdot (x - x_2) & \text{für } x_2 \leq x < \infty \end{cases}$$

bzw. für den letzten Block im allgemeinen Fall<sup>19</sup>

$$(42) \quad A(x) = \sum_{i=1}^{n-1} p_i \cdot (x_i - x_{i-1}) + p_n \cdot (x - x_{n-1}) \quad \text{für } x_{n-1} \leq x < \infty.$$

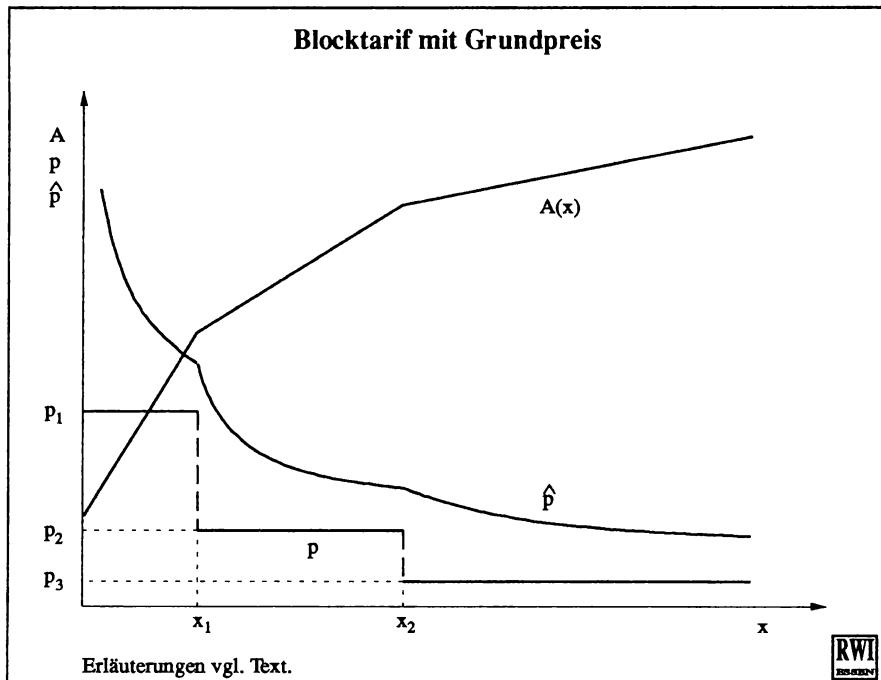
Durch Ausklammern der jeweiligen Blockgrenzen in Gleichung (41) kann die Verwandtschaft eines Blocktarifs zu einem zwei- bzw. mehrteiligen Tarif verdeutlicht werden. Man erhält dann die modifizierte Ausgabenfunktion

$$(43) \quad A(x) = \begin{cases} p_1 \cdot x & \text{für } 0 \leq x < x_1 \\ [(p_1 - p_2) \cdot x_1] + p_2 \cdot x & \text{für } x_1 \leq x < x_2 \\ [(p_1 - p_2) \cdot x_1 + (p_2 - p_3) \cdot x_2] + p_3 \cdot x & \text{für } x_2 \leq x < \infty, \end{cases}$$

durch die man deutlich erkennt, daß die in den eckigen Klammern stehenden Ausdrücke – unter der Annahme  $p_1 > p_2 > p_3$  – die jeweiligen „Grundpreise“ für die betreffenden Absatzblöcke darstellen<sup>20</sup>. Blocktarife wurden im Laufe der Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft eingesetzt, um verschiedene Anwendungsgebiete der Elektrizität, bei denen unterschiedliche Möglichkeiten der Substitution bestanden, für die Stromwirtschaft zu erschließen. Während die unbedingt nötige Menge an elektrischer

- 19 Für  $n=1$  läuft die Summation von 1 bis Null, was ökonomisch keinen Sinn ergibt. In diesem Fall hat nur der zweite Term Bedeutung, der Tarif entspricht der traditionellen Preisstellung.
- 20 Vgl. W.Y. Oi, A Disneyland Dilemma. Two-Part Tariffs For a Mickey Mouse Monopoly. „Quarterly Journal of Economics“, Cambridge, MA, vol. 85 (1971), S. 91, und L. Phlips, S. 148f.

Schaubild 13



Energie für Beleuchtungszwecke trotz eines höheren Preises problemlos abgesetzt werden konnte – insbesondere im Haushaltsbereich –, mußte für die weitere Konsumtion ein größerer Anreiz gesetzt werden, damit die Elektrizität auch gegenüber Substitutionsenergien im industriellen Bereich konkurrenzfähig war<sup>21</sup>.

Ein Blocktarif mit Grundpreis setzt sich aus einem Grundpreis  $T > 0$  und einem unstetig monoton fallend verlaufenden, mengenabhängigen Grenzpreis zusammen. Insofern hat man es hier mit einer Kombination der beiden vorangegangenen Tarifmodelle zu tun, die durch folgende Ausgabenfunktion repräsentiert werden kann

$$(44) \quad A(x) = \begin{cases} p_1 \cdot x + T & \text{für } 0 \leq x < x_1 \\ p_1 \cdot x_1 + p_2 \cdot (x - x_1) + T & \text{für } x_1 \leq x < x_2 \\ p_1 \cdot x_1 + p_2 \cdot (x_2 - x_1) + p_3 \cdot (x - x_2) + T & \text{für } x_2 \leq x < \infty \end{cases}$$

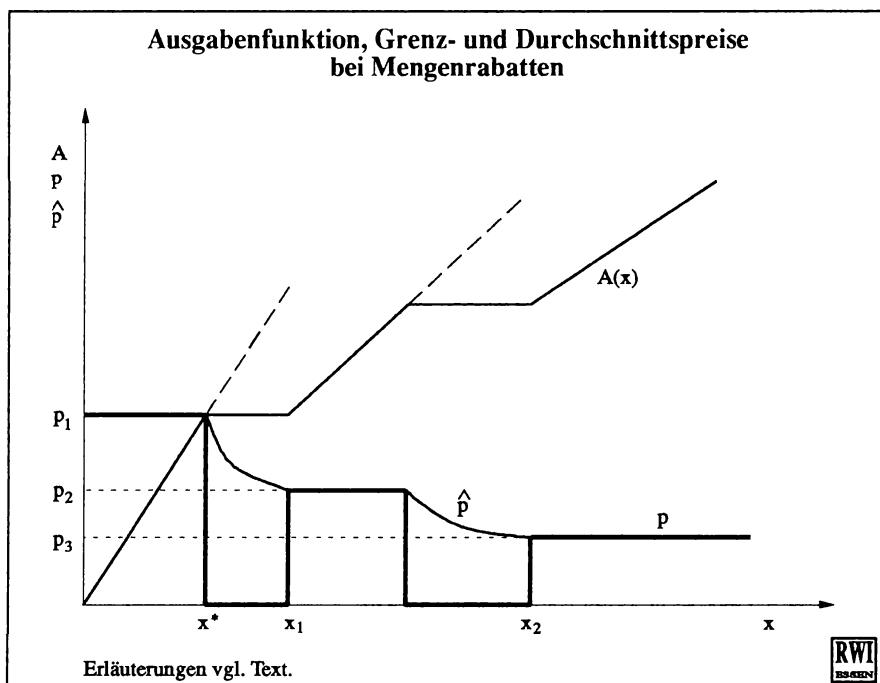
bzw. allgemeiner – wieder für den letzten Block –

$$(45) \quad A(x) = \sum_{i=1}^{n-1} p_i \cdot (x_i - x_{i-1}) + p_n \cdot (x - x_{n-1}) + T \quad \text{für } x_{n-1} \leq x < \infty.$$

Schaubild 13 stellt den Verlauf von Ausgabenfunktion, Grenz- und Durchschnittspreis dar. Durch die Einführung des Grundpreises fallen Grenz- und Durchschnittspreis –

21 Vgl. Kromer, S. 146, und R.K. Davidson [I], S. 93f.

Schaubild 14



ähnlich wie beim zweiteiligen Tarif – wieder dauerhaft auseinander. Ein solcher Tarif stellt somit nichts anderes als eine Aneinanderreihung von zweiteiligen Tarifen dar; die einzige Abweichung zum Blocktarif, wie er in Schaubild 10 dargestellt wird, besteht in einem positiven Ordinatenabschnitt.

Durch eine Änderung des Definitionsbereiches der jeweiligen Grenzpreise gelangt man von einem Blocktarif zu einem Mengenrabatt. Bei einem solchen Tarif beziehen sich die Grenzpreise – bei Überschreitung bestimmter Mengengrenzen – auf die gesamte Menge. Das führt zur Ausgabenfunktion

$$(46) \quad A(x) = \begin{cases} p_1 \cdot x & \text{für } 0 \leq x < x_1 \\ p_2 \cdot x & \text{für } x_1 \leq x < x_2 \\ p_3 \cdot x & \text{für } x_2 \leq x < \infty \end{cases} \quad \text{mit } p_1 > p_2 > p_3$$

bzw. zu den in Schaubild 14 dargestellten Verläufen der Ausgabenfunktion bzw. der Grenz- und Durchschnittspreise. Für einen Abnehmer würde es keinen Sinn ergeben, innerhalb von zwei Mengenbereichen eine Abnahmemenge zu wählen, bei der seine Ausgaben höher wären als die Minimalausgaben im nächsten Mengenbereich. Dadurch ergibt sich vor den jeweiligen „Blockgrenzen“ ein Bereich, für den de facto ein Grenzpreis von Null gilt und innerhalb dessen der Durchschnittspreis quasi als Ausschnitt aus einer rechtwinkligen Hyperbel bis auf den Punkt fällt, bei dem er zu

Beginn des nächsten Abschnitts wieder mit dem Grenzpreis zusammenfällt<sup>22</sup>. Durch diese Ausgestaltung wird die einzelne Abnehmereiner Art „Sogeffekt“ ausgesetzt, die ihn – bei einer ursprünglich in der Nähe von  $x^*$  geplanten Nachfrage – zu einer Mehrabnahme animieren soll<sup>23</sup>.

Als letzte praktische Kombination von Tarifelementen wird ein linearer, zeitabhängiger Tarif erwähnt. Hierbei variiert der Anbieter seinen Grenzpreis gemäß der Tageszeit, des Wochentages und/oder der Jahreszeit, ohne allerdings auch eine Mengenabhängigkeit einzuführen. Eine weitergehende Darstellung eines solchen Tarifs kann an dieser Stelle unterbleiben, da einerseits bei der Erläuterung zeitabhängiger Grenzpreise schon auf die Ableitung eines solchen Tarifs eingegangen wurde, andererseits die Auseinandersetzung und der Vergleich mit den traditionelleren Tarifmodellen unter den relevanten Zielgrößen weiter unten erfolgt.

### 2.2.2. Alternative Aufteilungen der gemeinsamen Kosten

Die Möglichkeiten der Ausgestaltung der Tarifelemente waren bisher ohne weitere Differenzierung auf eine allgemeine Ausbringungseinheit bezogen worden. Wie erwähnt sind aber sowohl die elektrische Arbeit als auch die Leistung als Anknüpfungspunkt für den Grenzpreis denkbar. Während die Eignung der elektrischen Arbeit aufgrund der Eigenschaft der dadurch ausgelösten Kosten als Einzelkosten unbestritten ist, gilt gleiches für die elektrische Leistung nicht. Der Grund dafür liegt in dem Sachverhalt, daß die Kosten der Erzeugungs-, aber auch teilweise die der Fortleitungs- und der Verteilungskapazitäten hauptsächlich abhängig von der Spitzenlastnachfrage sind, also letztlich der Nachfrage nach Nutzung der Systemkapazität des jeweiligen EVU. Die Kapazitätskosten, die einen großen Anteil an den Gesamtkosten der EVU ausmachen, stellen somit Gemeinkosten bezogen auf den einzelnen Abnehmer bzw. – innerhalb gewisser Grenzen – auf die Menge an bereitgestellter elektrischer Energie dar. Man kann in einem solchen Fall keine vollständige Zurechnung der Gesamtkosten auf jeden individuellen Nachfrager bzw. die von ihm abgenommene Menge an kWh vornehmen, sondern muß diesem Anteil der Kosten eine Art Gesamtverursachungscharakter zugestehen<sup>24</sup>.

Daher muß der Frage der Berücksichtigung dieser Kosten bei der Tarifierung besondere Aufmerksamkeit geschenkt werden. Die zentrale Problemstellung lautet dabei, ob den Abnehmern die mit der Höhe der Kapazitäten auf den verschiedenen Stufen der Elektrizitätsversorgung zusammenhängenden Kosten korrekt signalisiert werden, damit sie ihre Verbrauchsentscheidungen nicht an „falschen“ Preisen orientieren und dadurch zu einer Fehlallokation der Ressourcen beitragen<sup>25</sup>.

22 Dieser Bereich beginnt bei der Menge  $x^*$ , bei der  $p_1 \cdot x^* = p_2 \cdot x_1$  gilt, so daß sich für  $x^*$  der Wert  $x^* = (p_2 \cdot x_1) / p_1$  ergibt, und fällt um so größer aus, je größer  $x_1$ , je größer  $p_1$  und je größer die Differenz zwischen  $p_1$  und  $p_2$  ist; vgl. W.Y. Oi, S. 92.

23 Vgl. R.K. Davidson [I], S. 80, und G. Tacke, S. 33f.

24 Vgl. J.C. Bonbright, S. 298f.

25 Vgl. R.K. Davidson [II], The Problem of Allocating Capacity Cost. „Land Economics“, Madison, WI, vol. 32 (1956), S. 335.

Insgesamt ist zu beachten, daß die Möglichkeit eines arbeits- wie leistungsabhängigen Grenzpreises einerseits zu einer noch größeren Tarifvielfalt im Fall der elektrischen Energie führen würde, andererseits man bei einer Analyse der Nachfragersituation zwischen Grenzpreisen bezogen auf die Leistung und Grundpreisen unterscheiden muß, auch wenn sie beide von der im Haushaltsbereich traditionellen Bezugsgröße kWh unabhängig sind. Dadurch gelangt man für die Frage der Aufteilung der gemeinsamen Kosten grundsätzlich zu drei Ansätzen, von denen die ersten beiden bereits in ihren Grundzügen erläutert wurden:

- Eine Berücksichtigung der Kapazitätskosten durch einen leistungsabhängigen Grenzpreis findet nicht statt. Diese Kosten sollen durch eine Preissetzung entsprechend den langfristigen Grenzkosten der zu den Zeiten der Systemspitzenlast abgenommenen elektrischen Energie – also Einführung linearer, zeitabhängiger Tarife – gedeckt werden<sup>26</sup>.
- Die Differenz zwischen den Erlösen, die durch die von der elektrischen Arbeit abhängigen Grenzpreise erbracht werden und im Grenzfall genau den dadurch hervorgerufenen kWh-variablen Kosten entsprechen, und den Gesamtkosten soll durch einen echten Grundpreis gedeckt werden, der insofern keine Relation zu den Grenzkosten aufweist<sup>27</sup>.
- Eine Berücksichtigung der Kapazitätskosten im Tarif geschieht dadurch, daß ein zweiter, diesmal von der in Anspruch genommenen elektrischen Leistung abhängiger Grenzpreis eingeführt wird.

Die Einführung eines derart ausgestalteten Grenzpreises folgt aus der Überlegung, daß die Zielsetzung Kostenminimierung im Falle der Bereitstellung einer bestimmten Menge an elektrischer Arbeit die Erhöhung der Kapazitätsauslastung nahelegt. Durch Setzen eines Preises, welcher an die Höhe der in Anspruch genommenen Kraftwerkskapazität anknüpft, soll für die Kunden ein Anreiz gesetzt werden, ihre Nachfrage zeitlich so zu gestalten, daß eine möglichst hohe Benutzungsdauer des gesamten Versorgungssystems, also eine möglichst niedrige Durchschnittskapazität, realisiert wird. Bei der Ausgestaltung eines solchen leistungsabhängigen Grenzpreises sind wiederum mehrere Verfahren diskutiert und in der Praxis auch angewendet worden<sup>28</sup>.

Eine erste Alternative impliziert die Bezahlung eines leistungsabhängigen Grenzpreises, der sich auf die maximale Nachfrage eines jeden Abnehmers bezieht, auch wenn die individuelle Höchstlast zeitlich nicht mit der Spitzenlast des Systems einhergeht<sup>29</sup>. Dieses Höchstlastverfahren, nach seinem Begründer auch „Hopkinson-Tarif“ genannt<sup>30</sup>, besteht darin, für jeden Abnehmer die höchste abgenommene Menge an

26 Die Frage der Kostendeckung bei Spitzenlastpreisen und einem Kraftwerkspark inclusive Reservekapazität wird weiter unten vertieft behandelt.

27 Vgl W.J. Baumol [I], S. 143f.

28 Eine umfangreiche, vergleichende und die frühe Literatur hierzu zusammenfassende Darstellung findet man bei R.K. Davidson [I], S. 111ff.

29 Vgl. J.C. Bonbright, S. 352.

30 Vgl. J. Finsinger und P.R. Kleindorfer [I], Höchstlast- und Spitzenlastpreisbildung. Ein Vergleich der Strompreise für typische Sonderabnehmer in der Bundesrepublik Deutschland und Frankreich. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Jg. 5 (1981), S. 50.

elektrischer Arbeit innerhalb einer relativ kurzen zeitlichen Periode<sup>31</sup> zu messen und an dieser Größe den leistungsabhängigen Teil des Stromtarifs auszurichten<sup>32</sup>. Die Ersatzgröße „kWh-Menge während eines kurzen Zeitraums“ – also eine Durchschnittsleistung – wird aus dem Grund gewählt, weil eine zeitliche Koinzidenz der individuellen Höchstlast und der Systemspitzenlast mit sehr geringer Wahrscheinlichkeit auftritt, während die Wahrscheinlichkeit, daß die durch die geänderte Meßmethode ermittelte Durchschnittsleistung zur Systemspitzenlast beiträgt, mit zunehmender Länge der Meßperiode zwar zunimmt, andererseits der Bezug zum Begriff der zeitpunktbezogenen Leistung abnimmt<sup>33</sup>.

Beim Spitzenlastanteilsverfahren dagegen wird nur den individuellen Leistungsanforderungen, die während der Phase der höchsten Systemlast auftreten, eine Verantwortlichkeit für die Kapazitätskosten unterstellt. Demgemäß bleiben die sonstigen zeitlichen Beanspruchungen des Systems im Rahmen der Tarifierung unbeachtlich. Die Kosten für ein kW Systemleistung werden auf die während der Spitzenlastzeiten bereitgestellte Menge an kWh umgelegt und den Abnehmern anteilig angelastet<sup>34</sup>. Bei diesem Verfahren wird demgemäß stärker auf die Verursachung der Systemspitzenlast rekurriert, so daß man hier eher von einer Anwendung der Grenzkostenpreisregel sprechen könnte als bei dem Höchstlastverfahren. Die ökonomische Vorteilhaftigkeit gegenüber dem letztgenannten Verfahren wird allerdings nicht so eindeutig geschen<sup>35</sup>.

Die beschriebenen Tarifmodelle müssen auf ihre Eignung zur Erreichung der angestrebten Ziele einer Tarifierung von elektrischer Energie untersucht werden. Dabei geht es einerseits um die wohlfahrtstheoretische Analyse, andererseits um die Kompatibilität mit den gesetzlichen Zielgrößen. Zunächst ist es allerdings erforderlich, die Preisdifferenzierung zu untersuchen, um das von den EVU anzutreffende Verhalten der Forderung unterschiedlicher Preise für verschiedene Abnehmergruppen bzw. das in den nichtlinearen Tarifen befindliche Moment der Setzung unterschiedlicher Preise je nach abgenommener Menge genauer analysieren zu können.

### 2.3. Einheitliche Preissetzung versus Preisdifferenzierung

#### 2.3.1. Begriff, Arten und Erscheinungsformen der Preisdifferenzierung

Zum Problem der formellen Gestaltung des Tarifes gehört neben der Ausgestaltung der Tarifelemente Grund- bzw. Grenzpreis auch die Beantwortung der Frage, ob diese Preisforderungen für alle Abnehmer gleichermaßen gelten sollen oder ob der Anbieter in seinen Tarif eine Differenzierung bei einem oder mehreren Tarifelementen imple-

31 Bei der Anwendung dieser Preissetzung – insbesondere bei Sonderabnehmern – wählt man im Regelfall einen Zeitraum von 15 Minuten; vgl. J. Finsinger und P.R. Kleindorfer [I], S. 52.

32 Vgl. hierzu J.C. Bonbright, S. 310f.

33 Vgl. dazu J.C. Bonbright, S. 310.

34 Vgl. R.K. Davidson [I], S. 112ff.

35 Während Davidson eindeutig das Spitzenlastanteilsverfahren favorisiert und als „economic allocation of capacity cost“ bezeichnet, führen Finsinger und Kleindorfer Gegenargumente an, die ihrer Meinung nach eher für die Anwendung der Höchstlastpreisbildung sprechen. Vgl. R.K. Davidson [II], S. 335 und S. 339; J. Finsinger und P.R. Kleindorfer [I], S. 50.

mentieren soll. Eine solche Strategie der Preisdifferenzierung folgt regelmäßig aus dem Versuch, den Gewinn der Unternehmung zu steigern. Für den Fall eines (öffentlichen) Unternehmens, dessen Technologie steigende Skalenerträge aufweist und das unter der Nebenbedingung „Erhalt der Eigenwirtschaftlichkeit“ wohlfahrtsoptimale Ramsey-Preise setzen soll, kann es daneben zweckmäßig sein, bestimmte Formen der Preisdifferenzierung zu betreiben, damit Markteintritte von potentiellen Konkurrenten auch ohne ein gesetzliches Verbot des Marktzutritts abgewehrt und somit insgesamt kostenminimal produziert werden kann<sup>36</sup>.

Unter Preisdifferenzierung soll hier – relativ weit gefaßt – der Verkauf verschiedener Varianten eines Gutes zu unterschiedlichen Nettopreisen, also Verkaufspreisen abzüglich der Kosten, die durch die Produktdifferenzierung anfallen, verstanden<sup>37</sup> oder – wie Machlupes noch etwas weiterformuliert – als „practice of a firm ... of selling ... at prices disproportionate to the marginal costs of the products sold“<sup>38</sup> bezeichnet werden. Durch diese Definition vermeidet man die begrifflichen Unschärfen, die sich aus der oft verwendeten Beschreibung der Preisdifferenzierung als Verkauf des gleichen Guts an verschiedene Käufer zu unterschiedlichen Preisen<sup>39</sup> ergeben. Es ist wenig sinnvoll, Homogenität der Güter, die verkauft werden, zu unterstellen; man sollte Variationen bezüglich des Gutes wie auch der Umstände des Verkaufes zulassen, um somit eine realitätsnähere Betrachtung zu ermöglichen<sup>40</sup>. Daraus folgt unmittelbar, daß bei einem Verkauf von Gütern der gleichen Art zum gleichen Preis, die sich hinsichtlich einer Eigenschaft – z.B. des Zeitpunkts des Verkaufs – unterscheiden, dadurch aber unterschiedliche Kosten aufweisen, offensichtlich auch eine Preisdifferenzierung vorgenommen wird, die bei der spezielleren Definition nur versteckt enthalten ist<sup>41</sup>.

Zielsetzung jeder Art von Preisdifferenzierung ist die weitgehende Abschöpfung von Konsumentenrente<sup>42</sup>. Grundsätzlich kann man zwei Arten der Preisdifferenzierung unterscheiden:

- Der Anbieter versucht, den betrachteten Markt in mehrere Schichten zu unterteilen, um das Gut innerhalb jeder Schicht zu einem gesonderten Preis zu verkaufen<sup>43</sup>. Je besser ihm das gelingt, je mehr Schichten der Anbieter also separieren kann, desto größer gerät die von ihm angestrebte Abschöpfung der

---

36 Vgl. J. Finsinger [I], S. 145ff.

37 Vgl. R.K. Davidson [I], S. 22f.; L. Phlips, S. 6.

38 F. Machlup, Characteristics and Types of Price Discrimination. In: National Bureau of Economic Research (Ed.), Business Concentration and Price Policy. Princeton 1955, S. 398.

39 Vgl. mit noch weiteren Einschränkungen A.E. Ott [II], S. 189.

40 Durch diese Erweiterung des Inhalts der Preisdifferenzierung wird die Grenzziehung zum Fall der verbundenen Produktion mehrerer Güter relativ schwierig; dieser Aspekt wird im nächsten Abschnitt vertieft.

41 Vgl. J. Hirshleifer [I], Peak Loads and Efficient Pricing. Comment. „Quarterly Journal of Economics“, vol. 72 (1958), S. 458.

42 Vgl. A.E. Ott [III], Zum Problem der Preisdifferenzierung. „Schweizerische Zeitschrift für Volkswirtschaft und Statistik“, Jg. 95 (1959), S. 465.

43 Vgl. H. v. Stackelberg [II], Preisdiskriminierung bei willkürlicher Teilung des Marktes. „Archiv für mathematische Wirtschafts- und Sozialforschung“, Leipzig, Band 5 (1939), S. 1ff.; zu einer exakten geometrischen Lösung des Problems vgl. R. Hüpen und T. Seitz, Neues zu einem alten Problem – Preisdifferenzierung bei willkürlicher Marktteilung. „Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik“, Band 196 (1981), S. 333ff.

Konsumentenrente. Extrempunkte bezüglich der Anzahl der Absatzschichten sind eine Schicht, also Preissetzung ohne Preisdifferenzierung, wobei die Konsumentenrente entsprechend unangetastet bleibt, und unendlich viele Schichten<sup>44</sup>; der letzte Fall wird in der Literatur nach Pigou als Preisdifferenzierung ersten Grades (vollkommene Preisdifferenzierung), der Fall, in dem die Anzahl der Blöcke zwischen eins und unendlich liegt, als Preisdifferenzierung zweiten Grades bezeichnet<sup>45</sup>. Die Nachfrager sind bei dieser Art von Preisdifferenzierung bezüglich des für sie relevanten Segments autonom in ihrer Entscheidung; daher muß der Anbieter produktsspezifische Variationen einbringen, um Anreize zum Kauf der teureren Varianten zu geben.

- Die zweite Art der Preisdifferenzierung besteht darin, daß der Anbieter auf mehreren Märkten einzelnen Gruppen von Nachfragern gegenübersteht, die durch ein im Regelfall von ihm nicht zu beeinflussendes Spezifikum unterscheidbar sind. Der Anbieter kann durch Ausnutzen dieser Spezifika eine Segmentierung der Nachfrage erreichen. Dieser Fall wird von Pigou als Preisdifferenzierung dritten Grades bezeichnet<sup>46</sup>. In einer solchen Situation ist es für den Anbieter gewinnmaximal, die gesamte Produktionsmenge durch Gleichsetzen der Grenzkosten mit den über alle Einzelmärkte aggregierten Grenzerlösen zu bestimmen, und dann auf jedem Einzelmarkt den Preis so zu setzen, daß der Grenzerlös auf diesem Markt gleich den Grenzkosten der Gesamtproduktion ist<sup>47</sup>. Der Unterschied zur anderen Art der Preisdifferenzierung liegt darin, daß hier Nachfrager der einen Gruppe nicht beliefert werden, sobald ihr Reservationspreis geringer als der auf ihrem Markt gesetzte Preis ist, obwohl sie auf einem der anderen Einzelmärkte zu einem niedrigeren Preis kaufen könnten. Durch diese Art der Preisdifferenzierung wird die Zielsetzung der – gegenüber einer einheitlichen Preissetzung auf den Einzelmärkten – stärkeren Abschöpfung der Konsumentenrente ebenfalls erreicht, was sich in Schaubild 15 darin zeigt, daß die dunkler schraffierte Fläche einen größeren Inhalt hat als die hellere<sup>48</sup>.

44 Genauer handelt es sich dabei um den Verkauf jeder einzelnen Mengeneinheit zu einem gesonderten Preis; dieser Fall ist unproblematisch, soweit man unterstellt, daß jeder genau eine Einheit konsumiert und dafür seinen Reservationspreis bezahlt; vgl. dazu K. Weber, Zur Frage der Preisdifferenzierung bei Eiproduktunternehmungen, „Schweizerische Zeitschrift für Volkswirtschaft und Statistik“, Jg. 92 (1956), S. 21f., K. Brandt, Preistheorie. Ludwigshafen 1960, S. 85ff., und L. Philips, S. 12.

45 Vgl. A.C. Pigou [I], The Economics of Welfare, 4th ed., London u.a. 1962, S. 279. Die Abschöpfung der Konsumentenrente wird sehr anschaulich bei A.E. Ott [III], S. 468ff., dargestellt.

46 Vgl. A.C. Pigou [I], S. 279.

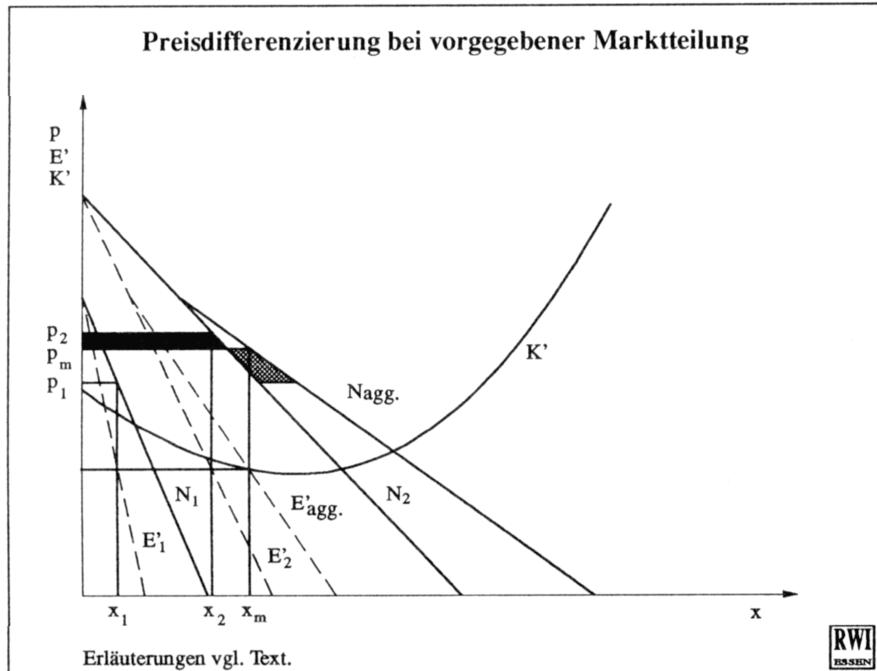
47 Vgl. zu diesem, von Theodore O. Yntema und Joan Robinson ausformulierten Modell K. Weber, S. 25ff., und A.E. Ott [III], S. 476f. Die Originalquellen sind T.O. Yntema, The Influence of Dumping on Monopoly Price, „Journal of Political Economy“, vol. 36 (1928), S. 686ff., und J.V. Robinson, The Economics of Imperfect Competition. 2nd ed., London 1969, S. 179ff.

48 Aus dem Ansatz der Maximierung der Produzentenrente des Anbieters ergibt sich die oben dargelegte Preissetzung, die bezüglich der Konsumentenrenten so wirkt, daß die Summe der Konsumentenrenten bei einheitlicher Preissetzung größer sein muß bei Preisdifferenzierung oder – analytisch formuliert unter Verwendung der nach x aufgelösten Nachfragefunktionen –

$$\int_{P_1}^{P_m} N_1(p)dp < \int_{P_m}^{P_2} N_2(p)dp. \quad \text{Gegenüber einheitlicher Preisstellung verlieren die Konsumenten bei}$$

Preisdifferenzierung die dunkler schraffierte Fläche, während sie die hellere dazugewinnen.

Schaubild 15



Im Zwei-Märkte-Fall verkauft der Anbieter auf dem ersten Markt zum Preis  $p_1$  die Menge  $x_1$  und auf dem zweiten Markt zum Preis  $p_2$  die Menge  $x_2$  (vgl. Schaubild 15). Die Nachfrager auf dem zweiten Markt mit einem Reservationspreis, der zwischen  $p_1$  und  $p_2$  liegt, werden nicht bedient, was bei einer Preisdifferenzierung zweiten Grades nicht vorkommen könnte.

Für diese beiden Arten der Preisdifferenzierung sind in der Literatur relativ viele unterschiedliche Bezeichnungen gebräuchlich, die in Tabelle 1 aufgeführt werden.

Für eine möglichst profitable Preisdifferenzierung muß eine Marktseparation, also eine Trennung der einzelnen Märkte, auf denen diskriminierende Preise gesetzt werden sollen, erfolgen können bzw. gegeben sein. Hierbei kann man zwischen einer Isolation bezüglich der Güter<sup>49</sup> und einer bezüglich der Nachfrage unterscheiden<sup>50</sup>. Wenigstens eines dieser beiden Merkmale muß zu einem gewissen Grad gegeben sein, damit Preisdifferenzierung eine Gewinnsteigerung ermöglicht. Konsequenz daraus ist die Notwendigkeit der Einteilung der Kunden in die verschiedenen Nachfragergruppen bzw. -schichten. Damit eine Preisdifferenzierung sich gewinnsteigernd auswirkt, müssen als letzte Voraussetzung unterschiedliche Nachfrageelastizitäten der einzel-

49 Also die Unmöglichkeit bzw. Erschwernis des Transfers der Güter, wie sie beispielsweise im Falle von Dienstleistungen oder der Netzgebundenheit bestehen.

50 Vgl. A.C. Pigou [I], S. 275ff., und L. Philips, S. 14ff.

Tabelle 1

Arten der Preisdifferenzierung		
Preisdifferenzierung 2. Grades	Preisdifferenzierung 3. Grades	Pigou
Schichtenpreisdifferenzierung	Gruppenpreisdifferenzierung	Seitz
Deglomerative Preisdifferenzierung	Agglomerative Preisdifferenzierung	Weber/Ott
Horizontale Preisdifferenzierung	Vertikale Preisdifferenzierung	Gutenberg
Preisdifferenzierung bei willkürlicher Marktteilung	Preisdifferenzierung bei vorgegebener Marktteilung	v. Stackelberg

Vgl. die Quellen im Text sowie E. Gutenberg, Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre. 2. Band: der Absatz. 15. Auflage, Berlin u.a. 1976, S. 341f.



nen Nachfrager bzw. Gruppen von Nachfragern vorliegen<sup>51</sup>. Die Einteilung der Nachfrager kann hierbei aufgrund exogen vorgegebener Sachverhalte bereits existieren oder durch den Anbieter bzw. durch die Nachfrager mittels ihrer Kaufentscheidung selbst vorgenommen werden. Letztlich kann Preisdifferenzierung nur durchgeführt werden, wenn der Anbieter zumindest zu einem gewissen Grad einen monopolistischen Preissetzungsspielraum hat, also sich einer partiell geneigt verlaufenden Preisabsatzfunktion gegenüberstehen.

An die Notwendigkeit der Markttrennung knüpfen die praktischen Erscheinungsformen der Preisdifferenzierung an. Auch hier finden sich in der Literatur<sup>52</sup> unterschiedliche Merkmalskataloge, die sich grob in folgende Kategorien einteilen lassen:

- Personelle Preisdifferenzierung, also das Anknüpfen an solche Merkmale, die in der Person der einzelnen Käufer liegen. Beispiele wären die zahlreichen Varianten der Gruppenpreisdifferenzierung unter Verwendung von eindeutigen Merkmalen wie Geschlecht, Alter, sozialer Status usw. oder individuelle Honeurare im Dienstleistungsbereich aufgrund von Einkommensunterschieden. Personelle Preisdifferenzierung lässt sich nicht allein der Preisdifferenzierung dritten Grades zuordnen, da die letztgenannte Erscheinungsform einen Versuch darstellt, die gesamte Konsumentenrente durch näherungsweises Setzen der Preise in Höhe der jeweiligen Reservationspreise abzuschöpfen, also eine Preisdifferenzierung zweiten Grades beinhaltet.
- Regionale Preisdifferenzierung, d.h. unterschiedliche Preise gemäß der Ansiedlung der Abnehmer, wobei die Preisunterschiede nicht den Differenzen in den Transportkosten entsprechen. Eine wichtige Erscheinungsform stellen die Frachtabasisysteme dar, die auf Märkten mit homogenen Massengütern und hohem Anteil der Transportkosten zu finden sind bzw. waren<sup>53</sup>.

51 Vgl. L. Philips, S. 16.

52 Vgl. F. Machlup, S. 400ff.; L. Philips, *passim*, und G. Tacke, S. 17ff. mit weiteren Nachweisen.

53 Vgl. hierzu J.C. Lee, Frachtabasisystem bei standardisierten Produkten. Theoretische Analyse und empirische Reflexion am Beispiel der Stahlindustrie. Bochum 1990, S. 56ff.

- Zeitliche Preisdifferenzierung, d.h. verschiedene Preise je nach Zeitpunkt des Kaufs innerhalb einer bestimmten Periode. Bei dieser Form sind zwei unterschiedliche Typen zu unterscheiden: Einerseits eine regelmäßig wiederkehrende intertemporale Differenzierung, die sich an zeitabhängige Angebots- und Nachfrageunterschiede bei gleichzeitiger Unmöglichkeit der Synchronisation dieser Differenzen durch Lagerhaltung anlehnt<sup>54</sup>, andererseits der Fall einer „Skimming“-Strategie, bei der der Anbieter eines neuen Produktes die anfänglich höhere Zahlungsbereitschaft einzelner Abnehmer durch eine temporäre Preisdifferenzierung während der Markteinführung abzuschöpfen versucht<sup>55</sup>.
- Qualitative Preisdifferenzierung, also eine die Kostenunterschiede nicht widerspiegelnde differenzierte Preissetzung für unterschiedliche Varianten eines Produktes. Dieser Fall einer Schichtenpreisdifferenzierung ist auf vielen Konsumgütermärkten zu finden (z.B. Bücher und Kraftfahrzeuge). Eine Form der „unechten“ qualitativen Preisdifferenzierung stellen die Versuche dar, eine Differenzierung des Produkts gemäß dem Verwendungszweck zu erreichen, ohne daß eine effektive Qualitätsvariation vorliegt; ein Beispiel hierfür ist die Preisdifferenzierung bei Dieselöl je nach Verwendung als Heizöl oder als Treibstoff für Diesel-Pkw. Dies läßt sich im Regelfall nur bei gesetzlich vorgeschriebener Eingruppierung der Nachfrager am Markt durchsetzen<sup>56</sup>.
- Quantitative Preisdifferenzierung, wobei der durchschnittliche Preis bei zunehmender Menge sinkt, ohne daß diese Rabatte vollständig etwa durch Größendegressionen bei den Kosten oder durch Risikosenkungen<sup>57</sup> aufgrund von Großbestellungen aufgewogen werden. Bei dieser Form liegt die deutlichste Realisierung einer Schichtenpreisdifferenzierung vor.

### 2.3.2. Probleme der Identifizierung realer Preisdifferenzierungen

Die durch die weite Definition erreichte Vielfalt der Erscheinungsformen der Preisdifferenzierung und damit der Erklärungsmöglichkeiten beobachtbarer Preissetzungen ist dann problematisch, wenn nicht mehr eindeutig zu beurteilen ist, ob es sich um verschiedene Varianten eines Gutes und damit – bei unterschiedlichen Preisen – eventuell um Preisdifferenzierung oder um unterschiedliche Produkte handelt<sup>58</sup>.

Einen solchen Sachverhalt behandelte die zu Beginn des 20. Jahrhunderts stattgefundenen Kontroverse zwischen Taussig und Pigou<sup>59</sup> um die Einordnung der Eisenbahnta-

---

54 Also jede Preissetzung bei Saisonbetrieb, aber auch gerade der im weiteren interessierende Fall der elektrischen Energie. Diese Form könnte bei undifferenzierter Betrachtung als eine Gruppenpreisdifferenzierung qualifiziert werden. Eine nähere Beschäftigung hiermit erfolgt weiter unten.

55 Zu den Begriffen intertemporale und temporäre Preisdifferenzierung vgl. R. Hüpen, Geplante Obsoleszenz und temporäre Preisdifferenzierung, „Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik“, Band 207 (1990), S. 212ff. Diese Form ist als Schichtenpreisdifferenzierung zu qualifizieren.

56 Bei Genüßmitteln wie Alkohol ist diese Preisdifferenzierung auch durch Vergällung bzw. eine ähnliche Veränderung zu erreichen, aber auch hier spielen gesetzliche Restriktionen eine Rolle.

57 Vgl. F. Machlup, S. 411.

58 Vgl. L. Phlips, S. 8.

59 Vgl. R.B. Ekelund Jr. and J.R. Hulett, Joint Supply, the Taussig-Pigou Controversy, and the Competitive Provision of Public Goods. „Journal of Law and Economics“, vol. 16 (1973), S. 369ff.

rife als Fall monopolistischer Preisdifferenzierung – die Position von Pigou – oder als Erscheinungsform einer Art Kuppelproduktion – Taussigs Position –, wobei die Relevanz der Diskussion aus der sich je nach Sichtweise ergebenden Empfehlung an die Handelsaufsicht resultierte, durch ein Verbot diese Praxis zu unterbinden oder sie zuzulassen.

Handelt es sich nämlich bei den unterschiedlichen Preisen um einen Fall von Kuppelproduktion heterogener Güter, so würden sich die Preisdifferenzen unter bestimmten Annahmen notwendigerweise aus der Tatsache ergeben, daß die Entscheidung über die zu produzierende Menge der Produkt- „Pakete“ zwar durch ein eindeutiges Marktgleichgewicht bestimmt wäre, die Preise der einzelnen Güter aber sich gemäß der Nachfragefunktion ergeben würden; eine Qualifizierung als Preisdifferenzierung wäre ex definitione ausgeschlossen, da keine separaten Grenzkosten existieren<sup>60</sup>, solche Preisdifferenzen würden sich auch ohne jeglichen monopolistischen Spielraum ergeben<sup>61</sup>.

Für den Grenzfall eindeutig homogener, also vollständig austauschbarer Güter wäre der Fall unterschiedlicher Preissetzung offensichtlich nur dann möglich, wenn der Anbieter nicht auf einem vollkommenen Konkurrenzmarkt agieren würde, sondern zu einem gewissen Grad monopolistische Spielräume zu nutzen wüßte<sup>62</sup>. Für den realistischeren Fall heterogener Güter sind mehrere Situationen bezüglich der Produktionsgegebenheiten vorstellbar, die zu unterschiedlichen Preisen führen können und die nur zum Teil i.S. der hier verwendeten Definition als Preisdifferenzierung zu klassifizieren sind. Einerseits wäre die beschriebene Situation der Kuppelproduktion zu nennen: hier ergeben sich verschiedene Preise, sobald die Nachfrage unterschiedlich hoch ist; die Frage der Preisdifferenzierung ist nur indirekt zu entscheiden, weil über die jeweiligen Kosten keine direkt nachprüfbare Aussage zu machen ist. Von dieser Konstellation zu unterscheiden ist das Vorhandensein von gemeinsamen Kosten in dem Sinne, daß bestimmte Anlagen für die Produktion von mehreren Gütern verwendet werden, die auf verschiedenen Märkten nachgefragt und verkauft werden<sup>63</sup>. Auch hier ist es für eine Unternehmung lohnend, auf den einzelnen Märkten Preise zu

60 Als Grenzkosten könnte man in einer solchen Situation durch Rückgriff auf den Begriff der Opportunitätskosten den Nachfragepreis des jeweiligen Einzelmarkts im Gleichgewicht interpretieren; vgl. hierzu J. Hirshleifer [I], S. 458f., und R.B. Ekelund Jr. and J.R. Hulett, S. 380f.

61 Auch bei der Produktion nicht speicherbarer Güter wird regelmäßig von (zeitlicher) Kuppelproduktion gesprochen und – bei gleichzeitig zeitlich schwankender Nachfrage – eine unterschiedliche Preissetzung gerechtfertigt; Kuppelproduktion wird hier aber offensichtlich auf die gleichzeitige und gleichgerichtete Änderung bei der Kapazitätsmenge bezogen und nicht auf die Auslastung der Kapazität; vgl. hierzu A.C. Pigou [II], *Wealth and Welfare*. London 1912, S. 217, D.H. Wallace, *Joint and Overhead Cost and Railway Rate Policy*. „Quarterly Journal of Economics“, vol. 48 (1934), S. 586 und S. 592, und A.C. Pigou [I], S. 300

62 Das gilt nach R.B. Ekelund Jr. and J.R. Hulett, S. 376ff., auch für den Fall eines reinen öffentlichen Gutes; die Anwendung der Theorie des „joint supply“ mit der Konsequenz, daß Preisdifferenzen auch ohne monopolistische Preisdifferenzierung auftreten können, wird von den Autoren abgelehnt. Der Zusammenhang ist insofern für das Thema bedeutsam, als die Theorie der – zum Ende dieses Kapitels behandelten – Spitzentlastpreisbildung die gleichen Konzepte benutzt und auch bezüglich der Frage der Preisdifferenzierung in diesem Modell die gleichen Argumente auftauchen.

63 Vgl. E.W. Clemens, *Price Discrimination and the Multiple-Product Firm*. „Review of Economic Studies“, vol. 19 (1951/52), S. 1ff.

setzen, die sich in ihrer Relation zu den jeweiligen Kosten unterscheiden. Insofern ist die Grenze zwischen dieser Preispolitik von Mehrproduktbetrieben und einer Gruppen- bzw. Schichtenpreisdifferenzierung<sup>64</sup> fließend.

Die Frage der Unterscheidung zwischen homogenen und heterogenen Gütern ist insbesondere auf dem Gebiet der Wettbewerbspolitik bzw. -rechtsprechung vertieft behandelt worden<sup>65</sup>. Hierbei verwendet man bezüglich der sachlichen Abgrenzung des Marktes die Beurteilung der Substituierbarkeit aus Sicht der Nachfrager, die wiederum anhand dreier Äquivalenzkriterien<sup>66</sup> beurteilt wird:

- physikalisch-technische Äquivalenz umfaßt die „Gleichheit nach Stoff und Material, Herstellungs oder Verarbeitungsverfahren, Form oder technischer Gestaltung und äußerem Eigenschaften“<sup>67</sup>,
- funktionelle Äquivalenz bezieht sich auf die objektive Möglichkeit der Substitution anhand des Verwendungszwecks,
- reaktive Äquivalenz bezieht zusätzlich zur vorstehenden Äquivalenz die Austauschbarkeit aus Sicht des Nachfragers in die Betrachtung ein.

Neben der sachlichen wird auch die räumliche und die zeitliche Abgrenzung bei der Beantwortung der Frage nach dem relevanten Markt herangezogen. Bezüglich des hier interessierenden Gutes Elektrizität ist dabei die zeitliche Abgrenzung von besonderer Bedeutung. Wendet man die Äquivalenzkriterien auf diese Marktabgrenzung an, könnte man eine Differenzierung der Märkte nach dem Zeitpunkt der beabsichtigten Stromnutzung unter dem Gesichtspunkt der Nichtspeicherbarkeit des Stromes und der teilweisen Unmöglichkeit der zeitlichen Nutzungsverlagerung vornehmen. Aus Sicht der Nachfrager besteht sicherlich ein Unterschied, ob man Strom zur Wohnraumbeleuchtung an einem Winterabend oder an einem Sommertag verwenden will. Insofern wäre hier ein Ansatz gegeben, daß man verschiedene Märkte für Strom unterscheiden respektive Strom in zeitlicher Hinsicht als heterogenes Gut auffassen könnte<sup>68</sup>. Eine solche Interpretation würde aber dazu führen, daß damit letztlich nahezu jedes Gut „heterogenisiert“ werden könnte. Fruchtbare erscheint in diesem Fall der Verweis auf die mangelnde Speicherbarkeit und die zeitlich schwankenden Grenzkosten. Die Produktion eines physisch homogenen Gutes unter solchen Bedingungen wird dann zu einer Situation führen, die man als Fall heterogener Güter bezeichnen kann.

Die Identifizierung von Maßnahmen der Preisdifferenzierung im Bereich der Stromversorgung ist allerdings nicht immer derart problematisch. Andere Erscheinungsformen sind relativ eindeutig zu bestimmen; allerdings fehlt es nicht an Versuchen auf Seiten der Anbieter, diese Maßnahmen durch andere Aspekte als den einer Preisdifferenzierung zu rechtfertigen.

---

64 Vgl. E.W. Clemens, S. 10.

65 Vgl. z.B. E. Hopmann, Die Abgrenzung des relevanten Marktes im Rahmen der Mißbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen. Baden-Baden 1974, S. 25ff.

66 Vgl. E. Hopmann, S. 34ff.

67 E. Hopmann, S. 35.

68 Dieser Aspekt wird bei der Analyse typischer Stromtarife vertieft.

### 2.3.3. Preisdifferenzierung im Bereich der Stromversorgung

#### 2.3.3.1. Anknüpfungspunkte der Diagnose von Preisdifferenzierungen

Je nach Ausgestaltung eines Stromtarifes können sich mehrere Anhaltspunkte dafür ergeben, daß Strategien einer Preisdifferenzierung durch den Monopolisten ergriffen worden sind. Daß die für eine solche unternehmerische Aktivität notwendigen Voraussetzungen im Bereich des Verkaufs von elektrischer Energie gegeben sind, liegt auf der Hand: einerseits ist durch die rechtliche Ausgestaltung des Strommarktes für jeden Anbieter die Situation eines zumindest temporär bestehenden, auf ein bestimmtes Gebiet bezogenen Monopols gegeben, andererseits ist es für die Tarifkunden rechtlich, aber auch faktisch nicht möglich, einen Transfer des Stromes vorzunehmen, um so z.B. durch „Sammelbestellungen“ einen niedrigeren Durchschnittspreis zu erzielen, falls das liefernde EVU einen zweigliedrigen Tarif anwendet.

Dieser Aspekt knüpft bereits an die erste mögliche Form einer Preisdifferenzierung an: Liegt bei der traditionellen Tarifierung von elektrischem Strom durch einen zweiteiligen Tarif bzw. durch einen Blocktarif, der zu sinkenden Durchschnittspreisen pro kWh führt, eine Schichtenpreisdifferenzierung in der Form einer quantitativen Preisdifferenzierung vor?

Ein weiterer „Anhaltspunkt“ wird durch die den EVU gegebene Möglichkeit begründet, unterschiedliche, durch staatliches Handeln im Wege der Tarifordnungen geschaffene Teilmärkte<sup>69</sup> zu beliefern, in denen Nachfrager mit jeweils relativ homogenem Nachfrageverhalten zusammengefaßt sind. Die EVU nutzen diese Möglichkeit und setzen regelmäßig für unterschiedliche Abnehmergruppen – nicht nur in der Bundesrepublik<sup>70</sup> – unterschiedlich hohe Stromtarife an. Diese Handlungsweise würde, unterstellt man gleiche Kosten pro Abnehmergruppe und unterschiedliche Nachfrageelastizitäten, auf eine Preisdifferenzierung zwischen den verschiedenen Bedarfssarten je nach Zugehörigkeit der Abnehmer zu den verschiedenen Gruppen der Nachfrager hinweisen.

Zuletzt könnte man noch vermuten, daß bei der Anwendung eines zeitabhängigen Tarifs der Anbieter die den jeweiligen Zeitperioden zugeordneten unterschiedlichen Nachfrageintensitäten der Abnehmer ausnutzt, um somit seine Gewinne zu erhöhen (intertemporale Preisdifferenzierung). Da dieser Aspekt sehr stark an die erwähnte Kontroverse zwischen Taussig und Pigou anknüpft, soll er im folgenden als erster vertieft behandelt werden.

#### 2.3.3.2. Intertemporale Preisdifferenzierung

Aufgrund der zeitpunktbezogenen Nachfrage nach der Nutzung von elektrischer Energie verändert sich die Preisabsatzfunktion, der sich ein EVU gegenüber sieht,

---

69 Vgl. H. Gröner [II], S. 370f.

70 Vgl. G. Lang, Elektrizitätspreise im internationalen Vergleich. 2. Auflage, Frankfurt a.M. 1992, S. 19f.

innerhalb wiederkehrender Zeitperioden. Während der Nacht herrscht eine relativ geringe Nachfrage; zu bestimmten Zeiten tagsüber und insbesondere am Abend wird sehr viel mehr nachgefragt. Man kann also davon ausgehen, daß z.B. die Tagesnachfrage aus einer Abfolge einzelner Preisabsatzfunktionen besteht, die unterschiedliche Elastizitäten aufweisen. Hier liegt es nun nahe, daß ein Anbieter solche Preise setzt, die zu einer Angleichung der Grenzerlöse innerhalb der einzelnen Teilperioden führen, daß also eine Preissetzung gemäß der Bedingung für ein Gewinnmaximum eines preisdifferenzierenden Monopolisten bei Anwendung der Gruppenpreisdiskriminierung realisiert wird, wobei  $\varepsilon$  die direkte Preiselastizität der Nachfrage bedeutet

$$(47) \quad \frac{p_1}{p_2} = \frac{\frac{1 - \frac{1}{\varepsilon_2}}{1 - \frac{1}{\varepsilon_1}}}{\frac{1 - \frac{1}{\varepsilon_1}}{1 - \frac{1}{\varepsilon_2}}}.$$

Eine solche Interpretation ist aber aus zwei Gründen abzulehnen: Ein – nicht unbedingt durchschlagendes – Argument besagt, daß die Bedingung für eine Preisdifferenzierung nicht erfüllt ist, da hier kein einheitliches Gut vorliegt. Nicht nur unterschiedliche Ausgestaltungen und Qualitäten, sondern auch der „Zeitpunkt, zu dem es zur Verfügung gestellt wird, ist eines der unabdingbaren Wesenmerkmale eines Gutes. Dies gilt selbstverständlich auch für das Angebot desselben Gutes zu verschiedenen Tageszeiten“<sup>71</sup>. Zeitliche Differenzierung der Tarife bedeutet nach dieser Auffassung also keine Preisdifferenzierung.

Allerdings wurde der Begriff der Preisdifferenzierung hier nicht auf den Fall eines homogenen Gutes beschränkt. Daher könnte man weiterhin auf dem Standpunkt verharren, hier läge ein Fall von Preisdifferenzierung vor. Als weitergehende Bedingung muß dann die Voraussetzung erfüllt sein, daß das Verhältnis Preis zu Grenzkosten bei den einzelnen Gütern nicht durch einen einheitlichen Ausdruck bestimmt ist. Ein Anbieter, der sich nach dem erwerbswirtschaftlichen Prinzip (Grenzerlös gleich Grenzkosten) verhält, setzt – bei Abwesenheit von Preisdifferenzierung – seine Preise so, daß das Verhältnis eines Preises  $p_0$  zu den Grenzkosten  $K'(x_0)$  bei der zu diesem Preis sich ergebenden Menge  $x_0$  den Ausdruck

$$(48) \quad \frac{p_0}{K'(x_0)} = \frac{1}{1 - \frac{1}{\varepsilon_0}}$$

erfüllt<sup>72</sup>. Im Fall eines preisdifferenzierenden Monopolisten gilt diese Aussage nur bezüglich des Verhältnisses von (fiktivem) Preis zu Grenzkosten der Gesamtproduktion<sup>73</sup>, da die Profitabilität dieses Verhaltens darin liegt, daß die durch die Gleichheit von Grenzerlös und -kosten auf dem aggregierten Markt bestimmte Gesamtproduktion so zwischen den einzelnen Märkten verschoben wird, bis die jeweiligen Grenzerlöse einander gleich sind und den Grenzkosten dieser Gesamtproduktion entsprechen. Die

71 E. Sohmen, S. 398.

72 Bei der Herleitung dieses Ausdrucks findet erneut die Amoroso-Robinson-Relation Verwendung. Je nach Marktstruktur ergibt sich für diese Relation bei einem Polypol ( $\varepsilon = \infty$ ) ein Wert von eins und bei einem Monopol ( $0 \leq \varepsilon \leq \infty$ ) ein Wert größer eins.

73 Einen Ausnahmefall stellt die Situation konstanter Grenzkosten dar.

Relation zwischen dem Preis auf einem der Einzelmärkte und den Grenzkosten der hier angebotenen Menge wird nicht dem durch Gleichung (48) wiedergegebenen Verhältnis entsprechen.

Eine solche Handlungsweise setzt aber voraus, daß im Fall zweier Teilmärkte eine Verlagerung der Gesamtproduktion von einem Einzelmarkt zu dem anderen grundsätzlich möglich ist bzw. daß die Absatzmengen auf den beiden Märkten additiv zur Gesamtproduktion zusammengefaßt werden können. Bei den im Zeitablauf differierenden Preisen eines solchen Tarifmodells würde das voraussetzen, daß die innerhalb einer Gesamtperiode abgesetzten Mengen en block produziert und dann je nach Nachfrageelastizität auf dem Markt abgesetzt werden. Dieser Fall ist aber aufgrund der vorliegenden Nichtspeicherbarkeit elektrischer Energie grundsätzlich nicht möglich, was zu einer Zurückweisung solcher Diagnosen führen muß. Gerade eine Grenz kostenpreissetzung in Form zeitlich varierender Preise führt hier dazu, daß von Preisdifferenzierung nicht gesprochen werden kann.

Insofern kann – auch wenn man nicht einen engen Standpunkt bezüglich der Gleichartigkeit von Gütern vertritt und im Fall der elektrischen Energie eher für eine bestehende Homogenität der einzelnen Kilowattstunde plädiert<sup>74</sup> – eine behauptete Preisdifferenzierung für diesen Fall zurückgewiesen werden.

### 2.3.3.3. Preisdifferenzierung durch Anwendung nichtlinearer Tarife

Block- oder zweiteilige Tarife implizieren einen über die Menge des betrachteten Gutes nichtlinearen Verlauf des Durchschnittspreises, im Falle eines Blocktarifs auch des Grenzpreises. Mit zunehmender Abnahmemenge sinkt – so die übliche Ausgestaltung solcher Tarifmodelle – der Durchschnittspreis, da der Grundpreis bzw. die Ausgaben für die anfänglichen Abnahmeblöcke auf immer mehr Einheiten des Gutes verteilt werden. Ein solches Ergebnis könnte als Versuch gewertet werden, Konsumentenrente von den Beziehern größerer Abnahmemengen abzuschöpfen, da sie für intramarginalen Mengen des Gutes einen höheren Grenzpreis zahlen müssen als für die marginale Verbrauchseinheit<sup>75</sup>. Aber auch bei der Anwendung eines Mengenrabatts versucht der Anbieter, durch Realisierung mehrerer Punkte auf der Marktnachfragekurve einen Teil der gesamten Konsumentenrente für sich in Anspruch zu nehmen.

Die Qualifizierung und Einteilung solcher Verhaltensweisen in die unterschiedlichen Arten der Preisdifferenzierung fällt relativ schwer. Ein Blocktarif ähnelt zwar der Preisdifferenzierung zweiten Grades nach Pigou, unterscheidet sich aber von dieser dadurch, daß nicht für alle abgenommenen Einheiten derselbe Preis gezahlt werden muß, sondern für die anfänglichen ein höherer Preis gilt. Insofern kann der Fall auftreten, daß ein Nachfrager grundsätzlich bereit wäre, eine höhere Menge zu einem niedrigeren Preis abzunehmen, diese Bereitschaft aber nicht zum Tragen kommt, da der höhere Preis für die ersten Mengeneinheiten den Nachfrager bei der Realisation

74 Vgl. H. Gröner [II], S. 374, und P. Röder, S. 50ff.

75 Eine andere Begründung könnte in der notwendigen Einhaltung der Eigenwirtschaftlichkeitsregel bei gleichzeitigem Vorliegen von Skalenerträgen liegen; vgl. Abschnitt 2.3.2. im zweiten Kapitel.

des Kaufs auf eine niedrigere Indifferenzkurve bringen würde. In diesem Fall würde sich für den betreffenden Konsumenten ein anderes Ergebnis einstellen als bei der Schichtenpreisdifferenzierung, da er hier zwischen zwei alternativen Preisen für alle abgenommenen Einheiten wählen kann, wenn er sich für eine Menge oberhalb oder unterhalb der Grenze zwischen den Absatzschichten entscheidet. Eine solche Preisdifferenzierung zweiten Grades entspricht insofern einem echten Mengenrabatt, wie er oben dargestellt wurde, während ein Blocktarif eine Sonderform darstellt, die auch für die Gestalt der Nachfragekurve von Bedeutung ist<sup>76</sup>.

Solche Reduzierungen des Durchschnittspreises bei höherer abgenommener Menge sind dann nicht als Preisdifferenzierung zu qualifizieren, wenn der Kunde mit der größeren Nachfrage zu geringeren Kosten für das EVU versorgt werden kann. Dieser Sachverhalt wird teilweise so umschrieben, daß mit dem größeren Bezug von Elektrizität eine höhere Nutzungsdauer einhergeht, die die Reduzierung im Preis dann rechtfertigt, da dadurch die außerordentlich hohen Fixkosten, die für die Versorgung eines Kunden aufrechterhalten werden müssen, auf eine höhere Anzahl von kWh elektrischer Energie umgelegt werden können, und sich so sinkende Durchschnittskosten ergeben<sup>77</sup>. Falls ein solcher Zusammenhang zwischen Abnahmемenge und Grenzkosten besteht, ist eine so ausgestaltete Preisbildung allokativtheoretisch akzeptabel<sup>78</sup> – im umgekehrten Fall liegt allerdings eine Form der Preisdifferenzierung vor<sup>79</sup>.

#### 2.3.3.4. Preisdifferenzierung zwischen den Bedarfsarten

Neben der degressiven, einen sinkenden Durchschnittspreis implizierenden Struktur vieler Tarifmodelle der Praxis ist die Tatsache, daß die tariflichen Abnehmer der elektrischen Energie üblicherweise in die Gruppen Haushalte, Handel und (Klein-)Gewerbe sowie Landwirtschaft eingeteilt und unterschiedliche Preise bei einzelnen Tarifbestandteilen von ihnen gefordert werden, ebenfalls ausgesprochen umstritten und wird von vielen Seiten kritisiert<sup>80</sup>, aber auch unter Hinweis auf Kostenunterschiede bzw. mangelnde Homogenität der Ware Elektrizität<sup>81</sup> gerechtfertigt. Durch eine solche Argumentation würde dem Begriff der Preisdifferenzierung in diesem Zusammenhang seine Grundlage entzogen, da der Fall heterogener Güter, bei deren Erzeugung unterschiedlich hohe Kosten anfallen, nicht hier eingeordnet werden kann<sup>82</sup>.

Unterstellt man eine Homogenität der einzelnen kWh elektrischer Energie, so ist eine unterschiedliche Tarifierung von Verbrauchern, die in verschiedene Gruppen fallen,

76 Die Analyse der Nachfrage bei nichtlinearer Preisbildung wird weiter unten näher behandelt.

77 Vgl. o.V., Überprüfung der Strompreisstrukturen, S. 997; kritisch dazu vgl. z.B. Deregulierungskommission, Markttöffnung und Wettbewerb. Stuttgart 1991, S. 75.

78 Die ordnungspolitische Akzeptanz dieser Abwälzung des „unternehmerischen Risikos der Kapazitätsauslastung von den Elektrizitätsanbietern auf die Stromnachfrager“ erscheint dagegen schwerlich vorstellbar; vgl. dazu H. Gröner [II], S. 376, mit obigem Zitat und Deregulierungskommission, S. 76.

79 Vgl. J.C. Bonbright, S. 84.

80 Vgl. H. Gröner [II], S. 370ff., o.V., Schwachlast bringt die Nagelprobe, S. 5, und D. Seifried [I], S. 160ff.

81 Vgl. W. Möning, S. 31ff.

82 Vgl. J. Buderath, Preisdifferenzierung und Preisdiskriminierung in der Elektrizitätswirtschaft. München 1965, S. 22 und S. 54.

dann als Preisdifferenzierung zu qualifizieren, wenn die Differenzen zwischen den Grund-, Grenz- bzw. Durchschnittspreisen nicht durch entsprechende Kostendifferenzen erklärt werden können. Historisch ist die Paxis der Bildung von Abnehmergruppen nach dem Kriterium des Verwendungszweckes so zu erklären, daß bei einer Durchschnittspreisbildung des Stroms für Beleuchtungszwecke – der ersten hauptsächlichen Nutzung der elektrischen Energie<sup>83</sup> – die Kraftwerkskapazitäten während eines großen Teils des Tages brachlagen. Eine Möglichkeit, diese Situation zu beenden, lag in der Marktspaltung zwischen Haushalts- und industriellen Abnehmern, wobei man den industriellen Abnehmern für ihren Verbrauch, der – so die Hoffnung der damaligen Stromanbieter – zu Zeiten der Schwachlast auftreten sollte, einen deutlich niedrigeren Grenzpreis in Rechnung stellte, damit die Sekundärenergie Elektrizität konkurrenzfähig wurde<sup>84</sup>. Soweit diese Hoffnung durch die Realität bestätigt wurde, ist ein Teil der Preisdifferenz durch die unterschiedlichen Kosten der Bereitstellung während Spitzenlast- bzw. Schwachlastzeiten zu erklären, während ein eventueller Rest dieser Preisdifferenz seine Begründung durch Preisdifferenzierung erfährt. Allerdings geht eine solche Beurteilung dann noch nicht tief genug, wenn versäumt wird, die Kosten der Transformation und des Verteilungsnetzes auf der jeweiligen Spannungsstufe mit in die Analyse einzubeziehen<sup>85</sup>. Sicherlich kann man eine Differenzierung der Tarife hinsichtlich der Spannungsstufe, auf der die Versorgung stattfindet, durch unterschiedliche Kosten begründen; es stellt sich allerdings die Frage, ob dies eine vollständige Erklärung bietet. Ein über die Kostendifferenz hinaus verbleibender Preisunterschied würde dann die Vermutung einer Strategie der Gruppenpreisdifferenzierung nahelegen.

### 3. Zieladäquanz der Grundmodelle

#### 3.1. Wohlfahrtstheoretische Beurteilung

##### 3.1.1. Aspekte einer Beurteilung der allokativen Auswirkungen unterschiedlicher Tarifmodelle

Die Ergebnisse, die bei einer beabsichtigten Maximierung der gesellschaftlichen Wohlfahrt – ausgedrückt durch das Konstrukt des sozialen Überschusses – für die Realisierung des Preissystems gefunden wurden, sprachen für eine prinzipielle Einführung der Grenzkostenpreisregel, da hieraus einerseits keine Verschwendungen von Ressourcen resultieren würde, die durch Preise unter den Grenzkosten hervorgerufen werden könnte, andererseits eine optimale Marktversorgung realisiert würde, die

---

83 Vgl. J.C. Bonbright, S. 306.

84 Vgl. J.C. Bonbright, S. 309.

85 Vgl. J.C. Bonbright S. 313f. Die Eindeutigkeit der üblichen Zuordnung der Kosten von unterschiedlichen, nach Spannungsstufen differenzierten Bereichen der Übertragungs- und Verteilnetze ergibt sich allerdings nicht ohne Rückgriff auf die bestehende Struktur des gesamten Stromversorgungssystems; legt man eine Situation weitgehend dezentraler Versorgungssysteme zugrunde, könnte das dazu führen, daß genau umgekehrt zur üblichen Kostenzuordnung die Kosten der Höchstspannungsnetze nur den größten Abnehmern in Rechnung gestellt würden, während die Tarifabnehmer, die solche Netze für ihre Versorgung nicht benötigen, mit diesen Kosten auch nicht belastet würden. Vgl. dazu D. Seifried [I], S. 160f.

bei Preisen oberhalb der Grenzkosten nicht zu erreichen wäre. Abweichungen davon waren allerdings unter der Prämisse zugelassen worden, daß es Branchen gibt, in denen von der Existenz eines natürlichen Monopols ausgegangen werden kann. In einem solchen Fall existieren – unter der Bedingung der Eigenwirtschaftlichkeitsregel – zwei Möglichkeiten: entweder eine uniforme Preissetzung, die bei allen Gütern eine möglichst geringe Abweichung von den Mengen bei Grenzkostenpreisen bewirken würde („Ramsey-Preise“) oder – soweit möglich – die Einführung von Strategien der Preisdifferenzierung in Form von zweiteiligen Tarifen. In diesem Fall könnte ein einheitlicher Grenzpreis in Höhe der Grenzkosten für die optimale Marktversorgung sorgen, während der Grundpreis die Erfüllung der Eigenwirtschaftlichkeitsregel sicherstellen würde.

Im folgenden soll geprüft werden, ob die behandelten Grundmodelle die wohlfahrtstheoretischen Anforderungen der Gleichheit von Grenzpreisen und Grenzkosten zur Erreichung der optimalen Marktversorgung unter Berücksichtigung der Eigenwirtschaftlichkeitsregel und die Uniformität des marginalen bzw. des durchschnittlichen Preises für alle Abnehmer zur Erreichung des Tauschoptimums erfüllen.

Daneben sind die in der Literatur durchgeführten Untersuchungen der Wohlfahrtseffekte bei Einführung nichtlinearer Preisstrukturen zu würdigen. In diesem Zusammenhang ist es daher sinnvoll, die Wirkungen von quantitativen Preisdifferenzierungen zu beleuchten.

### 3.1.2. Potentielle und tatsächliche Marktversorgung

Die Bereitstellung der Menge, bei der der Nachfragepreis gleich den Grenzkosten ist, ist oben als wohlfahrtsoptimal abgeleitet worden. Ein uniformer Grenzpreis, der nicht in Höhe der Grenzkosten gesetzt wird, führt zu einer vergleichsweise schlechteren Versorgung der Nachfrager. Dieser Effekt wird noch verstärkt, wenn man von der Annahme zunehmender Skalenerträge bei der Bereitstellung des Gutes ausgeht. Die Möglichkeit, das wohlfahrtsoptimale Ergebnis durch die Realisierung eines bestimmten Tarifes zu erreichen, soll im folgenden für die eingeführten Grundmodelle untersucht werden<sup>86</sup>.

Ein zweiteiliger Tarif kann bei entsprechender Gestaltung eine optimale Marktversorgung sicherstellen, ohne daß eine Verlustsubventionierung durch den Staat erfolgen müßte. Diese Möglichkeit wurde bereits im Verlauf der Grenzkostenkontroverse eingehend diskutiert<sup>87</sup>. Auch in der Folgezeit wurden die Eigenschaften und Leistungsfähigkeiten eines zweiteiligen Tarifs erörtert<sup>88</sup>. Grundsätzlich gilt für die Frage der

86 Zur Untermauerung der These von der Möglichkeit, die Vorteilhaftigkeit eines Tarifes anhand der Wirkung auf die Gesamtausbringungsmenge zu messen, vgl. M.L. Katz, Non-uniform Pricing, Output and Welfare under Monopoly, „Review of Economic Studies“, vol. 50 (1983), S. 37ff.

87 Vgl. R.H. Coase [II], S. 173ff.

88 Vgl. W.A. Lewis, The Two-Part Tariff, „Economica“, vol. 8 (1941), S. 249ff.; R.H. Coase [III]; W.Y. Oi; M.S. Feldstein, Equity and Efficiency in Public Sector Pricing. The Optimal Two-Part Tariff, „Quarterly Journal of Economics“, vol. 86 (1972), S. 175ff.; Y.K. Ng and M. Weisser, Optimal

optimalen Marktversorgung bei Anwendung eines zweiteiligen Tarifs, daß durch die Einführung des Grundpreises bezüglich der Lage der Nutzenmaxima nur dann Mengeneffekte ausbleiben, wenn kein Einkommenseffekt vorliegt, die Nutzenindifferenzkurven also so zueinander liegen, daß Orte gleicher Tangentensteigungen auf einer Parallelen zur Ordinate liegen<sup>89</sup>. Nimmt man diese grundlegende Voraussetzung als erfüllt an<sup>90</sup>, so muß man des weiteren nach den beiden Zielsetzungen Wohlfahrts- und Gewinnmaximierung differenzieren.

Bei der von Oi unterstellten Gewinnmaximierung resultiert eine Versorgung in Höhe der Konkurrenzlösung nur in solchen – formal identischen – Fällen, bei denen sich entweder jeder Nachfrager einem individuellen, „maßgeschneiderten“ Tarif gegenüberstellt, also eine Form vollständiger Preisdifferenzierung ausgeübt wird<sup>91</sup>, oder aber die Nachfrager sich nicht unterscheiden, so daß der eingesetzte uniforme Tarif für jeden Nachfrager dieselbe Situation herbeiführt. Sobald diese Voraussetzungen nicht mehr gegeben sind und der Anbieter entweder aufgrund gesetzlicher Regelungen<sup>92</sup> oder aber wegen der Unmöglichkeit der ex ante-Identifizierung der Konsumenten<sup>93</sup> einen einheitlichen zweiteiligen Tarif einführen muß, wird es im Regelfall dazu kommen, daß der Monopolist den Grenzpreis oberhalb der Grenzkosten ansetzt und die Eintrittsgebühr entsprechend reduziert, bis die mit diesen Aktionen einhergehenden positiven und negativen Grenzgewinne sich entsprechen<sup>94</sup>. Letztlich ist die Frage nach dem insgesamt optimalen zweiteiligen Tarif unter der Prämisse, daß dem Anbieter die Zahl der Konsumenten nicht vorgegeben ist, in Abhängigkeit von der Zahl der

---

Pricing with a Budget Constraint – The Case of the Twopart Tariff. „Review of Economic Studies“, vol. 41 (1974), S. 337ff.; S.C. Littlechild, Twopart Tariffs and Consumption Externalities. „Bell Journal of Economics“, vol. 6 (1975), S. 661ff.; M.M. Murphy, Price Discrimination, Market Separation and the Multi-Part Tariff. „Economic Inquiry“, Los Angeles, CA, vol. 15 (1977), S. 587ff.; G.R. Faulhaber and J.C. Panzar, Optimal Two-Part Tariffs with Self-Selection. (Bell Laboratories, Economic Discussion Papers, no. 74.) Holmdel, NJ, 1977; A.J. Auerbach and A.J. Pellechio, The Two-Part Tariff and Voluntary Market Participation. „Quarterly Journal of Economics“, vol. 92 (1978), S. 571ff.; J. Finsinger [I]; R. Sherman and M. Visscher, Rate-Of-Return Regulation and Two-Part Tariffs. „Quarterly Journal of Economics“, vol. 97 (1982), S. 27ff.; K. Spremann und M. Klinkhammer, Grundgebühren und zweiteilige Tarife. „Zeitschrift für Betriebswirtschaft“, Jg. 55 (1985), S. 790ff.; B. Hayes, Competition and Two-Part Tariffs. „Journal of Business“, vol. 60 (1987), S. 41ff.; D.M. Mandy, Competitive Twopart Tariffs as a Response to Differential Rates of Time Preference. „Economica“, vol. 58 (1991), S. 377ff.

- 89 Es wird hier unterstellt, daß die Menge des untersuchten Gutes auf der Abszisse und die des Warenkorbs aller restlichen Güter auf der Ordinate abgetragen wird.
- 90 Von dieser Prämisse wird in der Literatur fast immer ausgegangen. Ausnahmen sind in den Arbeiten von R.D. Willig [II], Pareto-Superior Nonlinear Outlay Schedules. „Bell Journal of Economics“, vol. 9 (1978), S. 56ff., und M.B. Goldman, H.E. Leland and D.S. Sibley, Optimal Nonuniform Prices. „Review of Economic Studies“, vol. 51 (1984), S. 305ff. zu finden.
- 91 Vgl. W.Y. Oi, S. 78ff., und M.M. Murphy, S. 587ff.; im Ergebnis wird der Grenzpreis gleich den Grenzkosten gesetzt und die Grundgebühr in Höhe der sich ergebenden Konsumentenrente festgesetzt, die bei Oi aufgrund seiner Annahmen gleich der „compensating variation“ ist. Das gleiche Ergebnis ist auch über einen „Alles-oder-nichts“ -Tarif zu erreichen, bei dem der Anbieter über eine Strategie der Optionsfixierung die Konkurrenzmenge zu einem festen Betrag anbietet, der dem Integral unter der kompensierten Nachfragekurve entspricht; vgl. M.M. Murphy, S. 589.
- 92 Vgl. W.Y. Oi, S. 81.
- 93 Vgl. M.M. Murphy, S. 589f.
- 94 Vgl. W.Y. Oi, S. 82ff., und M.M. Murphy, S. 590f.

Nachfrager zu lösen<sup>95</sup>. Es ergibt sich also, daß im Regelfall ein gewinnmaximierender Anbieter bei Verwendung eines zweiteiligen Tarifs eine gegenüber der Konkurrenzlösung geringere Marktversorgung realisiert, auch wenn diese höher ausfällt als bei Anwendung eines einheitlichen Preises ohne Grundpreis, also der traditionellen Cournot-Lösung.

Bei der Zielsetzung Wohlfahrtsmaximierung fällt das Ergebnis je nach verwendeten Modellprämissen unterschiedlich aus. Die zu Beginn der siebziger Jahre wieder aufgekommene Diskussion orientierte sich zunächst an den im Rahmen der Grenz Kostenkontroverse von Coase vorgebrachten Argumenten, die für die Anwendung eines zweiteiligen Tarifs im Fall sich ergebender Defizite bei Preissetzung in Höhe der Grenzkosten sprachen<sup>96</sup>. Feldstein untersuchte – nahezu zeitgleich mit Oi – unter Berücksichtigung eines mit zunehmendem Einkommen fallenden Grenznutzens des Geldes, wie es vermieden werden könnte, daß durch eine zu hohe Grundgebühr solche potentiellen Konsumenten vom Kauf abgehalten würden, die bei Geltung des Grenzkostenpreises als Nachfrager auftreten würden<sup>97</sup>. Im Gegensatz zu Ois Modell soll hier zwar „nur“ der sich bei diesem Grenzpreis ergebende Verlust durch die feste Grundgebühr abgedeckt werden, was – unterstellt man die grundsätzliche Vorteilhaftigkeit der Bereitstellung dieses Gutes anhand einer den Verlust übersteigenden Konsumentenrente – zu einer geringeren Höhe dieses „Eintrittspreises“ gegenüber jener bei Gewinnmaximierung führt. Trotzdem kann sich der Fall des Marktaustritts bei Einführung einer solchen Preisstruktur bzw. der Nichteintritt in den Markt für einzelne Konsumenten ergeben. Feldstein leitet aus diesen Überlegungen das Ergebnis ab, daß eine Erhöhung des Grenzpreises bei gleichzeitiger Verminderung der Zutrittsgebühr unter bestimmten Annahmen zu einer Erhöhung der Wohlfahrt führt<sup>98</sup>. Das gleiche Ergebnis wurde unter genauerer Berücksichtigung der Abhängigkeit der Konsumentenanzahl vom gewählten Tarif in den Beiträgen von Ng/Weisser und Auerbach/Pellechio ermittelt. Diese Autoren leiteten durch Maximierung einer indirekten Nutzenfunktion bzw. der Konsumentenrente über alle Nachfrager die Pareto-Optimalität eines zweiteiligen Tarifs ab, dessen Grenzpreis im Regelfall im Intervall

- 
- 95 Die umgekehrte Situation – also die Vorgabe, daß alle Konsumenten, die zum Grenzkostenpreis nachfragen, auch bedient werden müssen – würde implizieren, daß der Monopolist die Grundgebühr gerade in Höhe der sich bei jedem Preis ergebenden Konsumentenrente des Konsumenten mit der geringsten Nachfrage festzusetzen hat. Im Zusammenhang mit einem gewinnmaximierenden Anbieter erscheint eine solche Vorgabe allerdings recht unrealistisch. Vgl. allgemein zu der graphischen wie formalen Analyse W.Y. Oi, S. 84ff.
- 96 Läßt man die Annahme zunehmender Skalenerträge fallen und unterstellt dagegen die Existenz von Kosten, die in Relation zur Anzahl der Nachfrager anfallen und nicht von der abgenommenen Menge abhängen, so ergibt sich unter der Zielsetzung der Wohlfahrtsmaximierung die traditionelle Grenzkostenpreissetzung – allerdings in Form eines zweiteiligen Tarifs; vgl. S.C. Littlechild, S. 663f. Die Analogie zur Argumentation der Stromwirtschaft im Rahmen der Verteidigung der Grundpreissysteme ist offenkundig und wird weiter unten wieder aufgegriffen.
- 97 Vgl. M.S. Feldstein, S. 175ff.
- 98 Vgl. M.S. Feldstein, S. 178f.; dieses Ergebnis stellt sich ein, sobald die Kovarianz der Nachfrage und des Grenznutzens des Geldes negativ ist, sobald also eine negative Korrelation zwischen der nachgefragten Menge und dem Grenznutzen des Geldes vorliegt. Die Gültigkeit dieser Annahme erscheint plausibel, wenn das betrachtete Gut normal ist, also eine positive Einkommenselastizität der Nachfrage gegeben ist.

$K' \leq p \leq K/x$  liegt und dessen Grundgebühr dementsprechend immer nichtnegativ ist<sup>99</sup>. Somit ergibt sich für die Frage der Marktversorgung das Ergebnis, daß bei der Existenz zunehmender Skalenerträge in der Bereitstellung eines Gutes und der Zielsetzung „Maximierung einer gesellschaftlichen Wohlfahrtsfunktion“ – verstanden als Summe der individuellen Konsumentenrenten oder der individuellen Nutzen und gegebenfalls mit dem Grenznutzen des Geldes gewichtet – eine geringere Marktversorgung gegenüber der Situation der Gleichheit von Nachfragekurve und Grenzkosten eintritt, da die Setzung des Grenzpreises in Höhe der Grenzkosten nicht die Optimalitätsbedingungen erfüllt. Gegenüber der Preissetzung mittels uniformer „Ramsey-Preise“ allerdings ist die Verwendung eines zweiteiligen Tarifes vorzuziehen<sup>100</sup>.

Bei einem Blocktarif ergibt sich in Abhängigkeit von den Präferenzen und den Einkommen der potentiellen Nachfrager nicht immer ein eindeutiges Ergebnis<sup>101</sup>. Dadurch, daß mehrere Grenzpreise als Funktion der Abnahmemenge zur Anwendung kommen, wird die Bestimmung der individuellen Nachfragefunktion selbst zu einem Problem. Das Entscheidungsproblem bei Vorliegen eines Blocktarifes wird anhand von Schaubild 16 dargestellt. Die Nachfrage eines einzelnen Konsumenten, der sich einem Anbieter gegenüberstellt, welcher einen Blocktarif anwendet, ergibt sich analog zum traditionellen Fall durch ein Nutzenmaximierungskalkül, bei dem der Nutzen aus dem analysierten Gut und einem Warenkorb, der alle anderen in den Begehrkreis des jeweiligen Haushalts fallenden Güter umfaßt, unter der Nebenbedingung eines üblicherweise auf das Einkommen beschränkten Ausgabenbudgets maximiert werden soll. Der Nachfrager sieht sich einem Tarif gegenüber, der aus zwei Blöcken besteht. Durch die Eigenart eines solchen Tarifes ergibt sich eine Budgetrestriktion, die an der Blockgrenze eine Knickstelle aufweist.

Bis zu der Menge, die die Grenze des ersten Blockes angibt, ist eine fallend verlaufende Nachfragefunktion der üblichen Form problemlos abzuleiten. Sowohl der weitere Verlauf wie überhaupt die Existenz eines über diese Menge hinausreichenden Astes einer individuellen Nachfragefunktion hängen sowohl von der Existenz eines Einkommenseffektes als auch von der Größe des ersten Blocks und dem dort geltenden Grenzpreis ab. Um dieses Ergebnis zu verdeutlichen, sei zunächst von einer Schar uniformer Grenzpreise, die jeweils über alle Mengeneinheiten Gültigkeit haben,

---

99 Vgl. Y.K. Ng and M. Weisser, S. 340, und A.J. Auerbach and A.J. Pellechio, S. 575ff.; logisch daraus folgend ergibt sich bei zunehmender Preiselastizität der Konsumentenanzahl und bei abnehmender Preiselastizität der einkommenskompensierten Nachfrage ein höherer Anteil des Grenzpreises bei der Finanzierung der Gemeinkosten; vgl. Y.K. Ng and M. Weisser, S. 340f. Das Ergebnis stellt insofern eine Verallgemeinerung des Feldstein-Resultats dar, als eine Grenzkostenpreissetzung – unter Berücksichtigung der Möglichkeit, daß Nachfrager auch bei einer geringeren Grundgebühr als den auf die Nachfragerzahl umgelegten nicht gedeckten Kosten aus dem Markt ausscheiden – selbst dann nicht optimal ist, wenn die von Feldstein berücksichtigte Kovarianz null ist, da in diesem Fall die negativen Wohlfahrtseffekte des Ausscheidens relevant werden; vgl. A.J. Auerbach and A.J. Pellechio, S. 576. Erst eine Unabhängigkeit der Anzahl der Konsumenten von der Grundgebühr – etwa aufgrund des absolut geringen Betrages oder der Einräumung von Kleinverbrauchstarifen, bei denen auf eine Grundgebühr verzichtet wird – läßt eine Realisierung der Marktversorgung in Höhe der Konkurrenzmenge durch Festsetzung des Grenzpreises entsprechend den Grenzkosten zu. Solche Tarife fallen aber schon unter die n-Block-Tarife, deren Wohlfahrtseffekte unten analysiert werden.

100 Vgl. J. Finsinger [I], S. 147f.

101 Vgl. zu den folgenden Ausführungen L.D. Taylor, S. 76ff.

ausgegangen. In einer solchen Situation ist eine traditionelle individuelle Nachfragekurve herleitbar. Ändert man nun die Definitionsbereiche für die Grenzpreise, so verschiebt sich in einem Diagramm, bei welchem auf der Abszisse das im Mittelpunkt stehende Gut  $x$  und auf der Ordinate das Einkommen als Repräsentant für alle weiteren in den Begehrkreis des Haushalts fallenden Güter abgetragen wird, der Fächer aller möglichen Budgetgeraden für den zweiten Preis vom bisherigen Ordinatenabschnitt an das Ende der für jeden Preis im ersten Block geltenden Budgetgeraden. Eine solche Situation entspricht dem Punkt A. Damit nun die unter den traditionellen Annahmen abgeleitete Nachfragekurve keine Unstetigkeit an der Grenze des ersten Blocks aufweist, müssen für einen beliebigen Preis sowohl die traditionelle Budgetgerade aus dem Ordinatenabschnitt als auch die mit einer Knickstelle versehene Budgetgerade bei Vorliegen des Blocktarifes beim selben Abszissenwert – hier beispielhaft  $x_0$  – zu Tangenten an die jeweiligen Indifferenzkurven werden<sup>102</sup>. Anders ausgedrückt darf bei der Nachfrage nach dem Gut  $x$  kein Einkommenseffekt wirksam sein, damit die traditionelle Nachfragekurve bei Existenz eines Blocktarifes keine Änderung erfährt<sup>103</sup>. Sollte diese Bedingung nicht gegeben sein, ist von einer unstetigen individuellen Nachfragekurve auszugehen, die von dem Punkt an, an welchem der erste Block endet, mit einer höheren Rate fällt, also nach innen gedreht ist<sup>104</sup>.

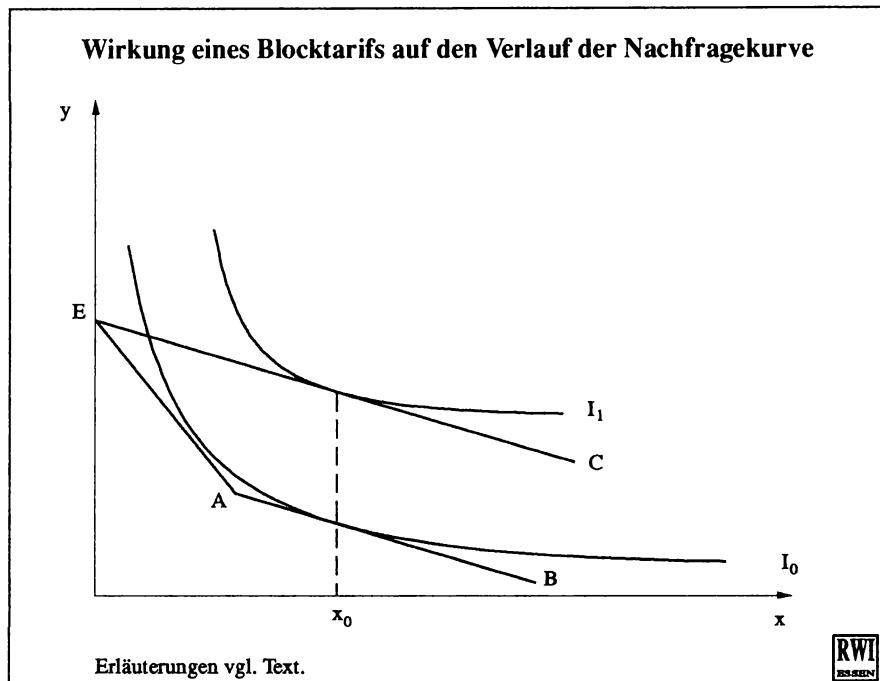
Unter der Annahme, daß für das Einkommen bzw. den dahinter stehenden Warenkorb ein Preis von eins („numéraire“) gilt, stellt der Ordinatenabschnitt E in Schaubild 16 das Einkommen des Haushalts dar. Bei einem Preis für das Gut  $x$ , der zu der Budgetgeraden EC führt, realisiert der Haushalt sein Nutzenmaximum bei der Menge  $x_0$ . Falls dieser Preis als zweiter Grenzpreis innerhalb eines Blocktarifs zur Anwendung kommt und somit die Budgetstrecke EAB resultiert, ist es nur bei Abwesenheit von Einkommenseffekten möglich, daß diese geknickte „Budgetgerade“ beim selben Abszissenwert  $x_0$  zur Tangente an eine Nutzenindifferenzkurve wird.

102 Diese Argumentation setzt voraus, daß der Nachfrager weiterhin gemäß den traditionellen Annahmen der Haushaltstheorie seine Konsumententscheidungen am jeweils geltenden Grenzpreis und nicht am Durchschnittspreis orientiert. Eine solche Handlungsweise hätte sowohl theoretisch als auch empirisch erhebliche Konsequenzen; vgl. J.S. Shin, Perception of Price when Price Information is Costly. Evidence from Residential Electricity Demand. „Review of Economics and Statistics“, vol. 67 (1985), S. 592ff., und ähnlich P. Baker, R. Blundell and J. Micklewright, Modelling Household Energy Expenditures Using Micro-Data. „Economic Journal“, vol. 99 (1989), S. 728. Allerdings ist dem Ergebnis von Shin inzwischen mit Skepsis zu begegnen, da im Gegensatz zu früheren Situationen nun auf vielen Verbrauchsabrechnungen sowohl in der Bundesrepublik als auch in den Vereinigten Staaten Informationen zu den Grenzpreisen und zum Zustandekommen der Rechnung enthalten sind. Wenn also in der Praxis überhaupt eine Orientierung an einem Preis unterstellt werden kann – was in der Theorie notwendigerweise getan wird –, dann ist dem Durchschnittspreis, der erst durch eine „Nebenrechnung“ ermittelt werden muß, eine Dominanz gegenüber dem Grenzpreis nicht unmittelbar zuzusprechen.

103 Vgl. L.D. Taylor, S. 78f.

104 Dieser Sachverhalt hat bei der Analyse der Preisdifferenzierung zweiten Grades eine Rolle gespielt. Um diese Problematik zu umgehen, wurde dabei oft die Annahme der Beschränkung jedes Konsumenten auf eine Mengeneinheit eingeführt; vgl. K. Weber, S. 20f.; A.E. Ott [III], S. 466f., und K. Brandt, S. 85ff. Einen ähnlichen Sachverhalt, bei welchem die Korrektheit der traditionellen Bestimmung der Nachfrage davon abhängt, ob ein Einkommenseffekt vorhanden ist, untersucht Hüpen für den Fall des Monopson; vgl. R. Hüpen, Zur Theorie der Preisbildung beim Monopson. „Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik“, Band 201 (1986), S. 257ff.

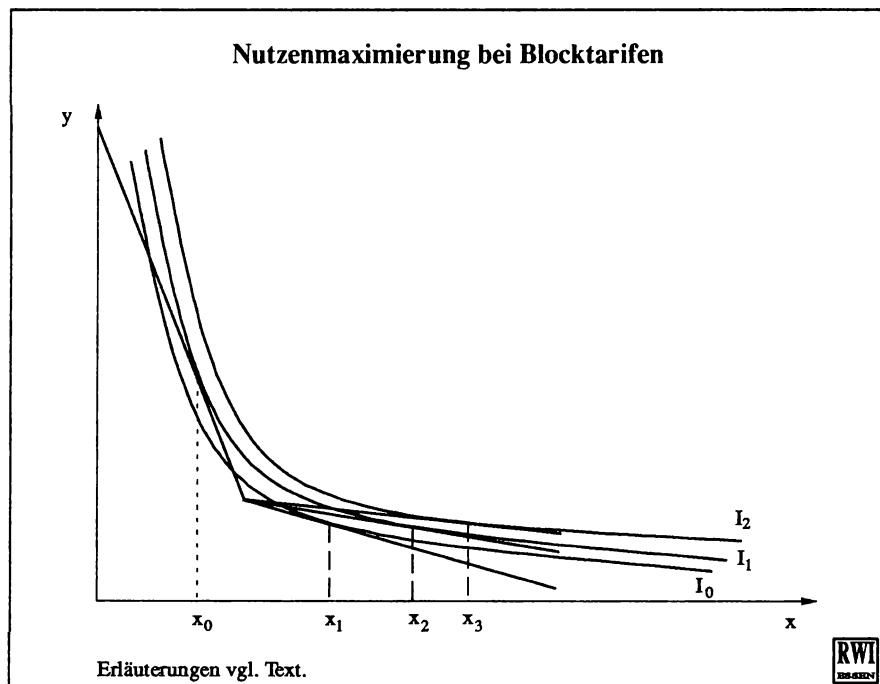
Schaubild 16



Der zweite Problempunkt, nämlich die Existenz des weiteren Verlaufs der individuellen Nachfragekurve über die Grenze des ersten Blocks hinaus, wird durch Schaubild 16 bereits angedeutet. Der erste Abschnitt der geknickten Budgetstrecke EAB tangiert die Indifferenzkurve  $I_0$  nicht, sondern verläuft darunter her. Daher wird der Haushalt über den ersten Block hinaus die Menge  $x_0$  nachfragen. Es kann sich jedoch genauso eine Situation ergeben, in der der Haushalt nicht zum nächsten Block wechselt oder er beiden relativen Nutzenoptima indifferent gegenübersteht.

Zur Verdeutlichung der Problematik sollen für einen höheren ersten Grenzpreis als in Schaubild 16 drei alternative Preise für den zweiten Block angenommen werden. Für jeden Abschnitt dieser Budgetkombinationen ergibt sich ein relatives Nutzenoptimum, welches zu den mit den Indices 0 bis 3 gekennzeichneten Mengen des Gutes  $x$  gehört (vgl. Schaubild 17). Dadurch resultieren bei jedem der drei alternativen Preise für den zweiten Block zwei relative Nutzenmaxima. Während der Nachfrager bei der Wahl zwischen  $x_0$  und  $x_3$  die größere Menge zu dem niedrigeren Preis präferieren würde, käme er bei der Alternative  $x_0$  oder  $x_1$  zu der Entscheidung, die kleinere Menge zum höheren Preis zu konsumieren, da er ansonsten auf eine niedrigere Indifferenzkurve ( $I_0$  gegenüber  $I_1$ ) gelangen würde. In diesem Zusammenhang erkennt man auch deutlich, daß die Eindeutigkeit der Konsumwahl im Fall einer solchen Preisstellung nicht mehr gegeben ist, da der Nachfrager bei einer Tarierung, die zu den beiden relativen Haushaltsoptima  $x_0$  und  $x_2$  führt, beiden Möglichkeiten indifferent gegen-

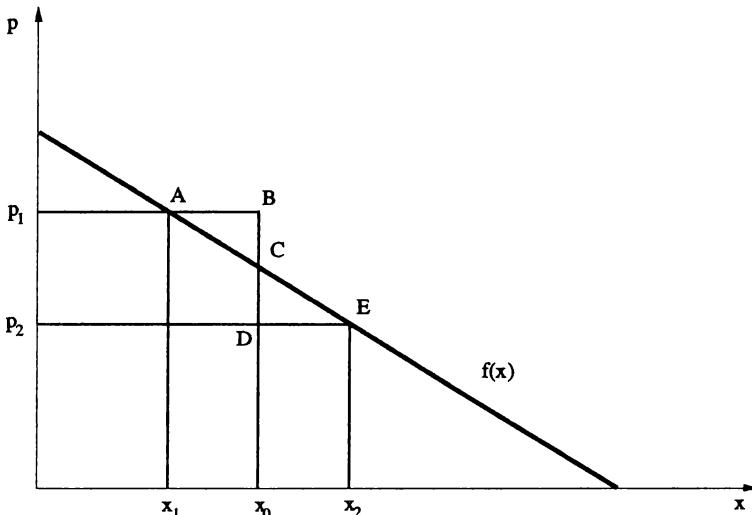
Schaubild 17



übersteht. Somit wird es entweder dazu kommen, daß ein Punkt auf der nach dem üblichen Vorgehen abgeleiteten individuellen Nachfragekurve von dem betrachteten Haushalt nicht realisiert wird, obwohl der zugehörige Preis innerhalb des geltenden Blocktarifs für die entsprechende Menge Gültigkeit besitzt, weil der Haushalt dann ein niedrigeres Nutzenniveau erlangen würde als wenn er innerhalb eines anderen Blocks zu dem dort geltenden Preis konsumiert, oder eine gegebene Preisstruktur führt aufgrund der geschilderten Indifferenzsituation nicht zu einem eindeutigen Haushaltsoptimum. Zum ersten Punkt ist hier noch hinzuzufügen, daß – sobald die Blockgrenze nicht größer als die halbe Sättigungsmenge gewählt wird oder der Grenzpreis im ersten Block unter dem Prohibitivpreis liegt – es auf der Nachfragekurve zwischen Prohibitivpreis und Sättigungsmenge lediglich zu einer mehr oder weniger langen Strecke kommt, die für den Haushalt eine Schlechterstellung gegenüber dem relativen Optimum des ersten Blocks darstellt. Notwendigerweise wird der Haushalt bei extrem niedrigen Preisen im zweiten Block dann doch die größere Menge entsprechend seiner Nachfragefunktion wählen. Zur Verdeutlichung wird diese Problematik in Schaubild 18 dargestellt. Wenn der Anbieter einen Blocktarif mit den Parametern  $x_0$ ,  $p_1$  und  $p_2$  festlegt, wird ein Haushalt auf seiner individuellen, Einkommenseffekte nicht enthaltenden Nachfragefunktion  $f(x)$  dann die dem niedrigeren Preis im zweiten Block entsprechende Menge wählen, wenn die zusätzliche Konsumentenrente, die er bei dem Wechsel in den zweiten Mengenblock realisieren könnte (Dreieck CDE), nicht kleiner ist als der Nutzenverlust durch die Geltung des Preises  $p_1$  über die Menge  $x_1$  hinaus bis zur Blockgrenze  $x_0$  (Dreieck ABC). Analytisch formuliert muß

Schaubild 18

### Verlauf der individuellen Nachfragefunktion bei Blocktarifen



Erläuterungen vgl. Text.



$$(49) \quad \int_{x_1}^{x_2} f(x) dx \geq p_1 \cdot (x_0 - x_1) + p_2 \cdot (x_2 - x_0)$$

erfüllt sein.

Da aber davon ausgegangen werden kann, daß ein solcher Blocktarif nicht für jeden Abnehmer individuell festgelegt werden kann, ist es möglich, daß einige Abnehmer doch nur eine Menge im ersten Block des angebotenen Tarifs wählen<sup>105</sup>. Für die Frage der Marktversorgung kommt es daher wiederum darauf an, welche Zielsetzung hinter der Aktion des Anbieters steht. Aufgrund der Äquivalenz eines Blocktarifs mit einem zweiteiligen Tarif<sup>106</sup> resultiert hier jedoch bei identischer Zielsetzung des Anbieters letztlich niemals eine schlechtere Lösung als bei einem zweiteiligen Tarif<sup>107</sup>. Darüber hinaus ist im Zusammenhang mit Untersuchungen über die Möglichkeit, wohlfahrtstheoretisch untermauerte Dominanzen einzelner Tarifarten über andere abzulei-

<sup>105</sup> Vgl. J.H. Crockett Jr., Differential Pricing and Interconsumer Efficiency in the Electric Power Industry. „Bell Journal of Economics“, vol. 7 (1976), S. 295ff., der unter der Annahme sich schneidender Nachfragekurven im Fall zweier Individuen zeigt, daß durch die Einführung eines Blocktarifs die gesamte Marktversorgung geringer ausfällt als bei Geltung eines einheitlichen Preises in Höhe der Durchschnittskosten.

<sup>106</sup> Vgl. A. Gabor [I], A Note on Block Tariffs. „Review of Economic Studies“, vol. 23 (1955/56), S. 33ff.

<sup>107</sup> Vgl. H.E. Leland und R.A. Meyer, Monopoly Pricing Structures with Imperfect Discrimination. „Bell Journal of Economics“, vol. 7 (1976), S. 455.

ten, für den Fall der Wohlfahrtsmaximierung von einigen Autoren unter der Prämisse der Kostendeckung (eingeschränkte Wohlfahrtsmaximierung) eine Dominanz zweiteiliger Tarife über eine lineare Preisgestaltung behauptet worden<sup>108</sup>. In weiteren Untersuchungen wurde eine solche Dominanz zwar für höhere Werte der zu deckenden Fixkosten bestätigt, für kleinere Werte aber bestritten<sup>109</sup>. Bezuglich des Verhältnisses zwischen einem zweiteiligen und einem Blocktarif konnte dann wiederum die Vorteilhaftigkeit des Blocktarifs herausgestellt werden<sup>110</sup>.

Betrachtet man eine Preisstruktur mit n Blöcken, so ist die – bis auf die erwähnten Ausnahmefälle – Eindeutigkeit des Haushaltsoptimums, wie es sich in Schaubild 16 darstellt, nicht unbedingt zu erwarten. Insbesondere bei zunehmender Verkleinerung der Blockabschnitte durch Annäherung an eine kontinuierliche Preisstruktur wird die funktionale Beziehung zwischen Grenzpreis und nachgefragter Menge tendenziell aufgehoben. Die nachgefragte Menge, also der im Indifferenzkurvensystem realisierte Punkt, ist nicht mehr allein durch den Grenzpreis, sondern durch das gesamte „Marktangebot“ des Monopolisten bestimmt<sup>111</sup>. In einem solchen theoretischen Grenzfall erhält man eine eindeutige Beziehung zwischen Grenzpreis und nachgefragter Menge nur unter relativ einschränkenden Bedingungen, dann allerdings stellen sich die Probleme mehrfacher Haushaltsoptima bzw. nicht existierender Bereiche einer Nachfragefunktion im Falle einzelner, konkreter Tarife nicht<sup>112</sup>.

Bei echten Mengenrabatten ist die Bestimmung der individuellen Nachfrage zwar nicht derart problematisch wie bei Blocktarifen, da es hier nicht zu dem Fall kommen kann, daß zwei Abschnitte der geknickten Budgetlinie zur Tangente an dieselbe Indifferenzkurve werden. Allerdings ist auch hier eine unstetige Budgetrestriktion zu beobachten, wodurch unter bestimmten Bedingungen eine nicht kontinuierlich verlaufende Nachfragekurve resultieren kann.

Zunächst ist bei der Ableitung einer individuellen Nachfragefunktion die Schwierigkeit zu beachten, daß alle relativen Haushaltsoptima, die für parametrisch veränderte Preise abgeleitet wurden, bei der Anwendung eines konkreten Mengenrabatt-Tarifs außerhalb der jeweiligen Definitionsbereiche für die Grenzpreise liegen können. Dieses Ergebnis stellt sich unmittelbar ein, wenn der anfängliche Preis vom Anbieter oberhalb des Prohibitivpreises gesetzt wurde und die Preis-Mengen-Kombination, die den Rabatt kennzeichnet, außerhalb des durch die fiktive Nachfragekurve begrenzten

108 Vgl. Y.K. Ng and M. Weisser, S. 343.

109 Vgl. H.E. Leland and R.A. Meyer, S. 460f.

110 Vgl. H.E. Leland and R.A. Meyer, S. 457f., und insbesondere R.D. Willig [II], S. 60ff.

111 Vgl. dazu bereits C.L. Paine, Some Aspects of Discrimination by Public Utilities. „Economica“, vol. 4 (1937), S. 437f.; J.M. Buchanan [I], The Theory of Monopolistic Quantity Discounts. „Review of Economic Studies“, vol. 20 (1952/53), S. 201; H.E. Leland and R.A. Meyer, S. 453, und R.A. Meyer [I], Optimal Nonlinear Pricing Structures. An Application to Energy Pricing. „Applied Economics“, vol. 11 (1979), S. 242.

112 Vgl. J.M. Buchanan [I], S. 202ff. Solche restriktiven Annahmen liegen auch den verwendeten Modellen in vielen Quellen, in denen die Eigenschaften optimaler nichtlinearer Preise dargestellt werden, zugrunde, ohne daß darauf immer entsprechend hingewiesen wurde; vgl. S.J. Brown and D.S. Sibley, The Theory of Public Utility Pricing. Cambridge u.a. 1986, S. 99ff., und D.F. Spulber, Regulations and Markets. Cambridge, MA, und London 1989, 220ff.

Raums liegt. Damit in einer solchen Situation, in der der Anbieter in bezug auf den konkreten Nachfrager eine Strategie der Optionsfixierung<sup>113</sup> betreibt, der Konsument nicht den Markt verläßt, muß die angesprochene Rabattkombination wenigstens auf der Ausbeutungskurve des Monopolisten oder aber weiter zum Ursprung hin liegen<sup>114</sup>.

Zusätzlich ist der Effekt zu beachten, daß bereits vor der Menge des Gutes  $x$ , von der an der geringere Grenz- bzw. hier auch Durchschnittspreis gilt, ein Nachfrager zu dieser größeren Menge wechselt, um so eine geringere Gesamtausgabe als bei dem höheren Preis zu realisieren<sup>115</sup>. Für einen einzelnen Haushalt kann es dadurch zu der Situation kommen, daß er an Stelle eines relativen Haushaltsoptimums eine Preis-Mengen-Kombination wählt, bei der die Gleichheit von Grenzrate der Substitution und Verhältnis der Güterpreise nicht erfüllt ist, da er hierdurch trotzdem auf ein höheres Nutzenniveau gelangt. Der Grund, warum sich eine solche Randlösung einstellen kann, liegt in der Unstetigkeit der Budgetrestriktion. Darüber hinaus wird der Nachfrager aufgrund der Besonderheit des echten Mengenrabatts, nämlich daß der neue Grenzpreis für alle Mengeneinheiten gilt, solange zur Rabattkombination wechseln und die Randlösung realisieren, als diese keine Verminderung seiner Konsumentenrente gegenüber dem ersten relativen Haushaltsoptimum impliziert, auch wenn er dadurch eine höhere Ausgabe als in der vorigen Situation zu bestreiten hat. Schaubild 19 verdeutlicht diesen Sachverhalt. Ein Konsument mit dem Einkommen  $E$  sieht sich einem Mengenrabatt gegenüber, bei dem er für Mengen bis  $x_1$  einen (Grenz-) Preis in Höhe von  $p_1$  ( $\text{tg } \alpha$ ), bei höheren aber einen einheitlichen, niedrigeren Preis  $p_2$  ( $\text{tg } \beta$ ) entrichten muß. Im ersten Teil dieses Tarifs kann er ein relatives Nutzenoptimum im Punkt B verwirklichen; hierbei würde er eine Ausgabe in Höhe der Strecke AB in Kauf nehmen. Er steht aber vor dem Problem, ob er nicht zum zweiten Mengenbereich wechseln soll, auch wenn er bei dem dort geltenden Preis kein Nutzenoptimum erreichen kann, da dieses bei einer geringeren Menge als  $x_1$  liegen würde.

Sobald der Nachfrager durch sein Wechseln ein höheres Nutzenniveau als  $I_0$  realisieren kann, wird er den Wechsel vornehmen und umgekehrt. Die dargestellte Situation enthält gerade die Indifferenz zwischen den beiden Teilen des Tarifs. Der Konsument verbleibt auf dem gleichen Nutzenniveau, welches durch  $I_0$  repräsentiert wird. Man sieht, daß er bei Wahl der höheren Menge auch eine höhere Ausgabe – Strecke CD – akzeptiert, und es wird klar, daß für diesen einzelnen Nachfrager die von ihm gewünschte Menge zum Preis der zweiten Absatzschicht kleiner sein muß als die Menge, von der an der niedrigere Grenzpreis gilt.

---

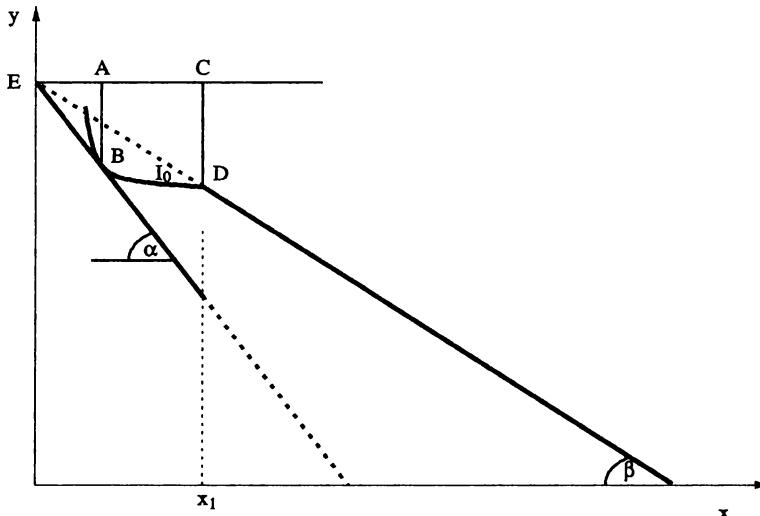
113 Vgl. R. Frisch, Monopol – Polypol – der Begriff der Kraft in der Wirtschaft. In: A.E. Ott (Hrsg.), Preistheorie. 3. Auflage, Köln 1965, S. 21ff.

114 Vgl. H. v. Stackelberg [I], S. 200f., der diese Kurve vom Nachfrager aus Durchschnittsvorteilskurve nennt, und G. Tacke, S. 88ff. Der Anbieter würde – wählte er jene Menge  $x_c$  aus, bei der die fiktive Nachfragekurve seine Grenzkosten schneidet – in einem solchen Fall die Konsumentenrente vollständig abschöpfen und seinen Gewinn maximieren. Dieses Ergebnis ist insofern absurd, als erstens hier wiederum ein „maßgeschneideter“ Tarif vorliegt, zweitens aber der ursprüngliche Sinn eines Mengenrabatts gerade nicht verwirklicht wird.

115 Vgl. Abschnitt 2.2.1. in diesem Kapitel.

Schaubild 19

### Ausbeutungsposition bei einem Mengenrabatt



Erläuterungen vgl. Text.

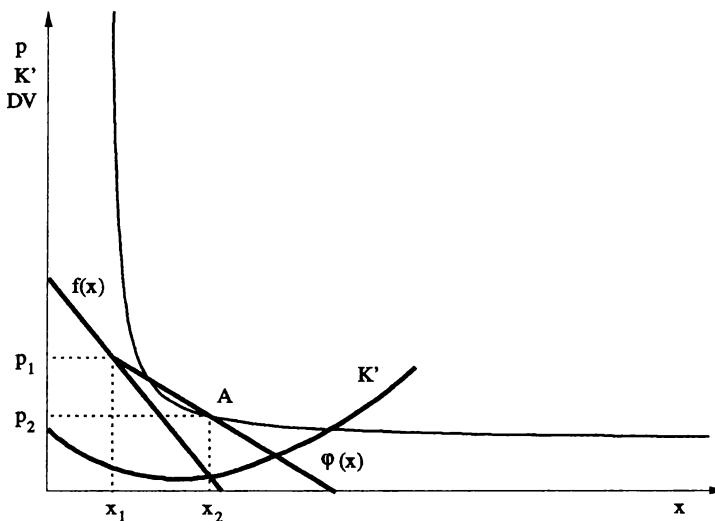


Der Anbieter hat in der dargestellten Situation ein relatives Gewinnmaximum erreicht; das Optimum optimorum bei gegebenem ersten Teil des Tarifs würde implizieren, daß die Menge  $x_1$  gleich der Menge  $x_c$ , also der Konkurrenzmenge gesetzt wird und der Preis der zweiten Absatzschicht entsprechend auf dem Niveau derjenigen Ausbeutungskurve festgesetzt wird, die in dem Punkt auf der geplanten individuellen Nachfragekurve beginnt, der sich für den Preis der ersten Absatzschicht ergibt. In einem Preis-Mengen-Diagramm entspricht die Hyperbel der Ausgabe, die im ersten Punkt der zweiten Absatzschicht anfällt (vgl. Schaubild 20) – im Schaubild 19 die Strecke CD –,  $f(x)$  der geplanten Nachfragekurve und  $\varphi(x)$  der Durchschnittsvorteilskurve (DV), die die Punkte angibt, auf denen der Nachfrager den gleichen Nutzen wie bei der Kombination  $p_1; x_1$  realisiert. Dem bei gegebenem ersten Teil des Tarifs maximalen Gewinn entspricht die Festlegung von  $x_2$  bei der Menge, die sich im Schnittpunkt von Grenzkosten und geplanter Nachfragekurve ergibt (Punkt A). Man erkennt, daß der Nachfrager die mit der Kombination  $p_2; x_2$  verbundene höhere Ausgabe akzeptiert – zumindest indifferent ist –, obwohl er bei dem Preis  $p_2$  eigentlich eine geringere Menge und somit eine geringere Ausgabe plant<sup>116</sup>. Ähnlich wie im Fall des Blocktarifs ist aufgrund der Heterogenität der Abnehmer nur für den bei einem beliebigen Tarif marginalen Nachfrager die oben beschriebene Situation vorstellbar.

<sup>116</sup> Darüber hinaus ist diese Ausgabe größer als alle Beträge, die sich bei einer Preis-Mengen-Kombination gemäß der individuellen Nachfragefunktion ergeben.

Schaubild 20

**Optimaler individueller Mengenrabatt  
bei positiver Nachfragemenge in der ersten Absatzschicht**



Erläuterungen vgl. Text.



Der Anbieter wird sich insofern regelmäßig mit einer geringeren Abschöpfung der Konsumentenrente zufrieden geben müssen, insbesondere wenn man die übliche Annahme der Uniformität der Tarife zumindest innerhalb einzelner Kundengruppen aufrechterhält. Außerdem ist auch hier wieder die Festlegung der Parameter eines solchen Mengenrabatts von der unterstellten Zielsetzung der relevanten Akteure abhängig. Für die Frage der Marktversorgung allerdings sollte man nach der in der Literatur vorherrschenden Meinung<sup>117</sup> davon ausgehen können, daß der größten abgenommenen Menge ein Grenzpreis in Höhe der Grenzkosten zugeordnet wird, denn letztlich stellt ein Mengenrabatt nichts anderes dar als die Realisierung einer Schichtenpreisdifferenzierung. Dieses Ergebnis dürfte von der unterstellten Zielsetzung unabhängig sein, da es selbst bei Gewinnmaximierung als optimal abgeleitet wurde<sup>118</sup>. Nur die Anzahl der Absatzschichten und die jeweils gewählten Preise und Mengen für die Übergänge werden bei den beiden alternativen Zielsetzungen differieren.

Gänzlich unproblematisch stellt sich die Frage der Marktversorgung – gemessen anhand der Preissetzung in Höhe der Grenzkosten – für den Fall eines zeitabhängigen

<sup>117</sup> Vgl. z.B. U. Ebert, Monopolistische Preisdiskriminierung. (Sonderforschungsbereich 303 „Information und die Koordination wirtschaftlicher Aktivitäten“, Projektbereich A, Discussion Paper no. A – 175.) Bonn 1988, S. 18f.

<sup>118</sup> Vgl. H. v. Stackelberg [II].

linearen Tarifs, bei dem die Grenzpreise annahmegemäß genau in Höhe der – zeitlich allerdings schwankenden – Grenzkosten festgesetzt werden. Die jeweils unter allokativtheoretischen Gesichtspunkten optimale Marktversorgung wird hier ex definitio-ne erreicht.

Allerdings stehen einer unter diesem Aspekt unterstellten Wohlfahrtssteigerung durch die Einführung von zeitabhängigen Tarifen auch negative Effekte gegenüber, da z.B. durch Verlagerungen von Tätigkeiten in Perioden mit niedrigeren Strompreisen Komfortverluste, aber auch negative Beschäftigungseffekte entstehen können<sup>119</sup>. Dieser Sachverhalt führt zu der Frage der generellen Reaktionen der Nachfrager auf Änderungen der Tarife bzw. der Problematik der Preiselastizität der Stromnachfrage.

Hier ist es sinnvoll, zwischen einer kurzfristigen und einer langfristigen Betrachtung der Haushaltsnachfrage nach elektrischer Energie zu unterscheiden. Da Elektrizität keinen direkten Nutzen abwirkt, sondern nur mit der Absicht nachgefragt wird, elektrische Geräte zu benutzen, wird die Höhe der Nachfrage kurzfristig wie erwähnt von dem vorhandenen Bestand an solchen Geräten und der beabsichtigten, durch mehrere exogene Größen bestimmten Ausnutzungsrate dieses „Geräteparks“ abhän-gen. Langfristig ist der Bestand an Geräten hingegen variabel, daher erscheint die Möglichkeit plausibel, daß der Strompreis zu einer wichtigen Einflußgröße auf die Größe des Bestands solcher dauerhaften Geräte, aber auch auf die verwendete Energieart wird. Insofern dürfte die Preiselastizität der Stromnachfrage auf lange Sicht spürbar elastischer als auf kurze ausfallen<sup>120</sup>. Für die Frage der Wirksamkeit preispolitischer Maßnahmen zur Erreichung eines höheren Zielerreichungsgrades bezüglich der Energieeinsparung und Ressourcenschonung sollte man vor diesem Hintergrund eher auf langfristige Nachfrageelastizitäten abstellen<sup>121</sup>. Für eine solche Vorgehens-weise sprechen daneben die gleichen Gründe, die auch bei der Frage, ob kurz- oder langfristige Grenzkosten bei der Tariffindung berücksichtigt werden sollten, den Ausschlag in Richtung des langfristigen Konzepts gegeben haben<sup>122</sup>.

---

119 Vgl. dazu W.G. Shepherd, Price Structures in Electricity. In: A.L. Danielsen and D.R. Kamerschen (Eds.), S. 162 und S. 165.

120 Vgl. D. Seifried [I], S. 181f., und – polemisch überspitzt – G. Luther, Reform der Tarifstruktur – eine Voraussetzung zur rationelleren Anwendung der Elektrizität. In: G. Luther, M. Horn und H.J. Luh-mann, Stromtarife – Anreize zur Energieverschwendug? Karlsruhe 1979, S. 19f.

121 Insofern kann man der Position von Barnes, Gillingham und Hagemann kritisch gegenüberstehen, die auf der Grundlage einer empirischen Untersuchung der kurzfristigen Stromnachfrage zu der Schlußfolgerung kommen, aufgrund der relativ niedrigen allgemeinen Preiselastizität sollte eine ökologisch orientierte Stromtarifpolitik nach einzelnen, mehr bzw. weniger „stromsensitiven“ elektrischen Geräten differenziert werden – eine Empfehlung, die den Vorwurf einer deutlichen Erhöhung des Komplexitätsgrades von Stromtarifen nahelegt; vgl. R. Barnes, R. Gillingham and R. Hagemann, S. 548f. und S. 551.

122 In der empirischen Analyse der Nachfrage nach elektrischer Energie wurde allerdings aufgrund der leichten Datenbeschaffbarkeit und der theoretisch befriedigenderen Ausgestaltung entsprechender ökonometrischer Modelle der Bestimmung kurzfristiger Nachfrageelastizitäten oft der Vorzug gege-ben; vgl. R. Barnes, R. Gillingham and R. Hagemann; S.E. Henson, Electricity Demand Estimates under Increasing-Block Rates. „Southern Economic Journal“, vol. 51 (1984), S. 151, und J.S. Shin, S. 594.

Die a priori-Vermutung der langfristig höheren Preiselastizität der Stromnachfrage wurde in vielen empirischen Untersuchungen bestätigt<sup>123</sup>, wodurch einerseits die oft anzutreffende Meinung, über den Strompreis könne eine beabsichtigte Änderung der konsumierten Elektrizitätsmenge nicht erreicht werden, relativiert werden muß, andererseits die als nicht allzu groß angesehenen allokativen Verzerrungen durch die Abweichung der Preissetzung in Höhe der Durchschnittskosten gegenüber der Grenzkostenpreissetzung offensichtlich doch höher zu veranschlagen sind, als vielfach angenommen wird<sup>124</sup>.

### 3.1.3. Gleiche Preise für alle Abnehmer oder Anwendung von Strategien der Preisdifferenzierung?

Als weiterer Aspekt bei der wohlfahrtstheoretischen Analyse von Grundmodellen der Stromtarifierung war oben die Einheitlichkeit der Preise für alle Abnehmer angesprochen worden. Die Realisierung von Grenzkostenpreisen als „first best“-Lösung impliziert, daß diese durch das EVU einheitlich und unabhängig von der konkreten Situation eines einzelnen Abnehmers gesetzt werden, soweit man von individuellen Anschlußkosten absieht, die eventuell durch einen eigenen Grenzkostenpreis abgedeckt werden könnten<sup>125</sup>.

Während bei zweiteiligen und bei zeitabhängigen linearen Tarifen ein von der Abnahmemenge unabhängiger einheitlicher Grenzpreis gefordert wird, bedeuten Blocktarif und Mengenrabatte automatisch unterschiedliche Grenzpreise bei einer ausreichenden Variation der Abnahmemenge. Dieser Fall wäre dann nicht als quantitative Preisdifferenzierung zu charakterisieren, wenn bei einer zunehmenden Abnahmemenge die Grenzkosten in gleicher Weise wie die Grenzpreise für jeden Nachfrager diskontinuierlich ab- oder zunehmen würden. Ein solcher Verlauf der Grenzkosten

---

123 Vgl. z.B. TF. Cargill and R.A. Meyer, Estimating the Demand for Electricity by Time of Day. „Applied Economics“, vol. 3 (1971), S. 242 und 244; R. Halvorsen, Residential Demand for Electric Energy. „Review of Economics and Statistics“, vol. 57 (1975), S. 16f.; J.W. Wilson, Residential Demand for Electricity. „Quarterly Review of Economics and Business“, Champaign, IL, vol. 11 (1971), S. 12 und S. 16, und den Überblicksartikel von L.D. Taylor, S. 83ff. und 100ff. mit weiteren Nachweisen. Taylor verdeutlicht dabei die Vorbehalte, die man aufgrund der in der Realität existierenden nichtlinearen Preisstrukturen gegenüber der Verwendung von Durchschnittspreisen als einen Bestandteil des Dateneingangs hegen muß. Für die Nachfrage von Unternehmen mußte in der Untersuchung von Baxter und Rees die Preiselastizität allerdings eher in der Nähe von Null angesiedelt werden; hier waren vielmehr die Ausbringung und der technische Fortschritt für die Nachfrage relevant; vgl. R.E. Baxter and R. Rees, Analysis of the Industrial Demand for Electricity. „Economic Journal“, vol. 78 (1968), S. 295f. Der Energieverbrauch von Kleinverbrauchern in der Bundesrepublik wurde über einen Zeitraum von 15 Jahren von Gommersbach/Schierjott empirisch getestet, dabei ergab sich für Strom eine Preiselastizität von 0,803; vgl. M. Gommersbach und A. Schierjott, Preise und Preisverhältnisse als erklärende Größen des Endenergieverbrauches der Kleinverbraucher. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Jg. 10 (1986), S. 120. Insgesamt ergibt sich allerdings eine relativ geringe Preiselastizität der elektrischen Energie, zu der in einer Untersuchung von P. Baker, R. Blundell und J. Micklewright, S. 733f., auch in einer Reihe von Haushalten eine negative Einkommenselastizität der Stromnachfrage hinzutrat, die dem Charakter eines notwendigen Gutes noch eine – insbesondere bei Haushalten mit höherem Einkommen – leichte Inferiorität hinzufügte.

124 Vgl. J.W. Wilson, S. 17f.

125 Vgl. S.C. Littlechild, S. 663f.

folgt einerseits nicht aus den bei der Ableitung zeitabhängiger Tarife unterstellten Kostenfunktionen für die verwendeten Kraftwerkstechnologien<sup>126</sup>, andererseits dar-aus, daß ein EVU nicht für jeden Abnehmer eine individuelle Erzeugung unternimmt, sondern gemäß der in jedem Zeitpunkt insgesamt auftretenden Leistungs-nachfrage. Eine Vergrößerung der Abnahmемenge eines einzelnen Abnehmers wird insofern zu einer Kostenerhöhung führen, die von dem gerade relevanten Lastbereich abhängt. Eine Änderung der Grenzkosten kann dann höchstens dergestalt auftreten, daß durch die Nachfrageausweitung eines einzelnen Abnehmers gerade ein weiteres Kraftwerk zugeschaltet werden muß. In einem solchen Fall könnte es aber aufgrund der Einsatzplanung des Kraftwerksparks nach der sog. „merit order“ nur zu einem Sprung der Grenzkosten nach oben kommen, was mit sprungweise abnehmenden Grenzpreisen nicht kompatibel ist<sup>127</sup>. Unter diesen Gesichtspunkten muß man die Wahl eines Blocktarifs bzw. eines Mengenrabatts als quantitative Preisdifferenzierung einschätzen.

Daneben praktizieren die EVU noch eine Preisdifferenzierung nach Abnehmergruppen, wobei sie einerseits zwischen großen, industriellen Abnehmern und kleinen Abnehmern, die nach der rechtlichen Regelung in der Bundesrepublik unter die Gruppe der Tarifabnehmer fallen, unterscheiden, andererseits aber auch voneinander abweichende Preiselastizitäten der Nachfrage zwischen Haushalten, Gewerbetreibenden und landwirtschaftlichen Betrieben ausnutzen.

Die Möglichkeiten für ein EVU, Strategien der Preisdifferenzierung anzuwenden, und die verschiedenen Ansatzpunkte einer solchen Strategie, die in der Realität vorzufinden sind, wurden bereits angesprochen. Fraglich ist, welche Effekte auf die Wohlfahrt des einzelnen Konsumenten bzw. die aggregierte Wohlfahrt dadurch ausgelöst werden. Zunächst sei auf die Strategie der quantitativen Preisdifferenzierung eingegangen. In der traditionellen Sichtweise kann bei Blocktarifen Pareto-Optimalität nicht geleistet werden, da grundsätzlich nicht der gleiche marginale Preis für alle Konsumenten gelten muß und somit eine Übereinstimmung zwischen der Grenzrate der Substitution der einzelnen Nachfrager verfehlt werden kann<sup>128</sup>. Diese Aussage muß allerdings vor dem Hintergrund der „second best“-Problematik gesehen werden. Da die optimale Situation unter den Bedingungen steigender Skalenerträge in der Produktion nicht erreicht werden kann und zweiteilige Tarife als Mittel zur Erhöhung der aggregierten Wohlfahrt unter gewissen Annahmen anwendbar sind, wurde im Verlauf der eingehenderen Beschäftigung mit nichtlinearen Preisstrukturen in der Literatur auch der Frage nachgegangen, ob nicht ein Blocktarif unter dem Aspekt der Pareto-Optimalität einem zweiteiligen Tarif vorzuziehen sei<sup>129</sup>.

---

126 Vgl. Abschnitt 3.2.3.2. im ersten Kapitel.

127 Dieser Aspekt soll hier nur kurz angedeutet werden; ausführlicher wird die Kostenorientierung von Blocktarifen unten behandelt.

128 Vgl. H.E. Leland und R.A. Meyer, S. 457.

129 Die Vorteilhaftigkeit von Blocktarifen gegenüber zweiteiligen Tarifen auf der Grundlage der aggregierten Konsumentenrente wurde – unter der Voraussetzung einer notwendigen Kostendeckung durch die EVU und einer diese Unternehmen erfassenden Gewinnregulierung – von Leland und Meyer dargelegt; vgl. H.E. Leland und R.A. Meyer, S. 457 ff.; Murphy weist auf die Problematik der oftmals fehlenden Möglichkeit der Separation von Nachfragern mit unterschiedlicher Nachfrageintensität hin, wodurch ein identischer Tarif für alle potentiellen Kunden erforderlich wird; hierbei ist ein

Anlaß für diese Überlegungen war u.a. die Tatsache, daß ein zweiteiliger Tarif gegenüber einem uniformen Preis grundsätzlich nicht Pareto-optimal sein kann, da es für Abnehmer kleiner Mengen notwendigerweise zu einer Verminderung ihres erreichbaren Nutzenlevels kommen wird; die nachgewiesenen positiven Wohlfahrtseffekte eines zweiteiligen Tarifs werden dadurch realisiert, daß die Besserstellung von Großabnehmern zur Kompensierung der Schlechterstellung der Kleinabnehmer ausreicht. Es handelt sich um eine Wohlfahrtssteigerung, die dem Kaldor-Hicks-Kriterium entspricht, wobei der Mangel einer praktikablen Umverteilungsmöglichkeit, soweit sie aus sozialpolitischen Gründen für notwendig erachtet wird, zu entsprechender Kritik geführt hat. Bereits von der Praxis der Tarifgestaltung her ist aus diesem Grund die Auffassung vertreten worden, daß ein zweiteiliger Tarif aus Gründen der Durchsetzbarkeit mit einer Regelung für Kleinverbraucher versehen sein sollte, damit eine maximale Höhe des Durchschnittspreises nicht überschritten wird<sup>130</sup>. Den theoretischen Nachweis der Pareto-Optimalität eines sich dadurch letztlich ergebenden Blocktarifs lieferte Willig<sup>131</sup>. Eine solche Preisstellung ist äquivalent zum Angebot eines wahlweisen Tarifs, der aus einer Kombination von linearem – für geringe Verbräuche vorteilhaft – und zweiteiligem Tarif – für höhere Verbräuche vorteilhaft – besteht, wobei ein derartiger Tarif solange durch einen anderen wahlweisen Tarif dominiert werden kann, wie der Grenzpreis bei der größten Abnahmemenge über den Grenzkosten liegt<sup>132</sup>.

Die durch Faulhaber und Panzar<sup>133</sup> gewonnene Erkenntnis, daß im Falle der Implementierung von Blocktarifen bzw. mehrfacher zweiteiliger Tarife die Wohlfahrt bei Erhöhung der Anzahl der Blöcke bzw. der zweiteiligen Tarife steigt, gilt allerdings wohl auch weiterhin. Es ist also festzuhalten, daß die Realisierung eines Blocktarifs bei entsprechender Ausgestaltung der Anzahl der Blöcke und der Grenzmengen und -preise zu einer Wohlfahrtserhöhung gegenüber einer Durchschnittskostenpreissetzung und einem einfachen zweiteiligen Tarif führen kann. Es kommt allerdings bei Einsetzung einer solchen Preisstruktur nicht notwendigerweise zu einer maximalen Konsumentenrente, da eine exakt gleiche Vorgehensweise auch unter der Zielsetzung

Blocktarif einem zweiteiligen Tarif grundsätzlich vorzuziehen; vgl. M.M. Murphy, S. 590ff. Daß eine Erhöhung der Anzahl der Blöcke sowohl bezüglich des Gewinns wie auch bezüglich des sozialen Überschusses vorteilhaft ist bzw. eine Preissetzung via „all-or-nothing tariffs“ zu einer unter den gegebenen Prämissen – z.B. Verhinderung des Rückzugs eines Kunden vom Markt aufgrund zu hoher Grundgebühren – höchstmöglichen Abschöpfung der Konsumentenrente führt, ist allerdings eine seit längerem bekannte Tatsache; vgl. M.M. Murphy, S. 594ff. und S. 597f., sowie A.E. Ott [II], S. 191ff.; zu weiteren Analysen nichtlinearer Tarife sei auf M. Spence, Nonlinear Prices and Welfare, „Journal of Public Economics“, Amsterdam, vol. 8 (1977), S. 1ff.; K.W.S. Roberts, Welfare Considerations of Nonlinear Pricing, „Economic Journal“, vol. 89 (1979), S. 66ff.; R.A. Meyer [I]; D. Dimopoulos, Pricing Schemes for Regulated Enterprises and their Welfare Implications in the Case of Electricity, „Bell Journal of Economics“, vol. 12 (1981), S. 185ff., verwiesen.

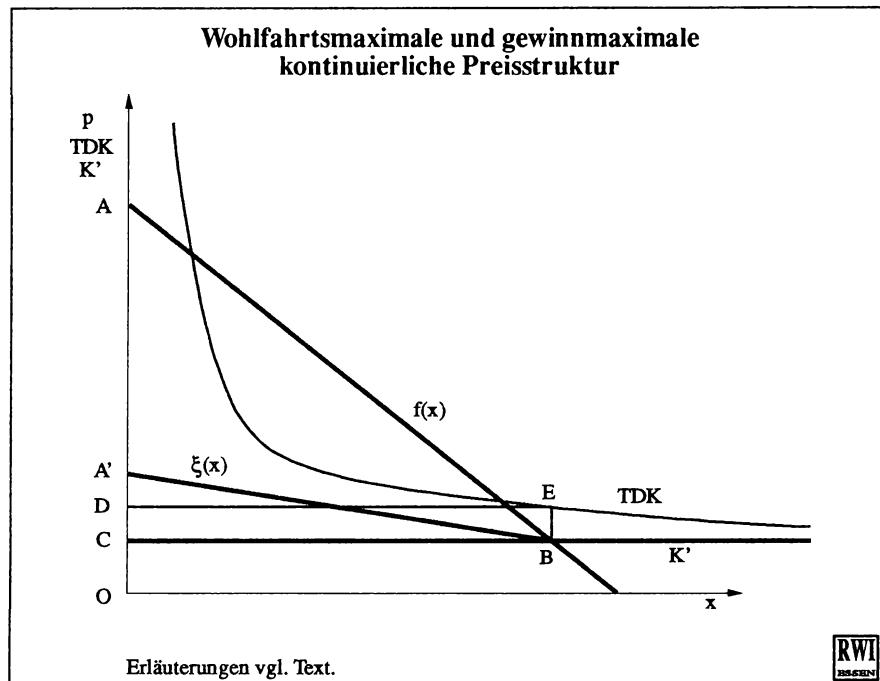
<sup>130</sup> Eine solche Einrichtung ist nach § 8 BTO Elt in der Bundesrepublik zwingend vorgesehen; diese Problematik war in der Vergangenheit teilweise Anlaß für den Übergang von einem zweiteiligen Tarif zu einem Blocktarif; vgl. A. Gabor [I], S. 32f.

<sup>131</sup> Vgl. R.D. Willig [II], S. 61ff.

<sup>132</sup> Vgl. R.D. Willig [II], S. 65ff.

<sup>133</sup> Vgl. G.R. Faulhaber und J.C. Panzar, S. 8 und S. 32ff., wobei hier offensichtlich die Informationskosten der beteiligten Parteien nicht in die Analyse einfließen.

Schaubild 21



der Gewinnmaximierung optimal ist, wobei hier nur die jeweiligen Grenzpreise differieren.

Dies lässt sich für den Gesamtmarkt in Schaubild 21 verdeutlichen. Während die Einsetzung einer nichtlinearen Preisstruktur unter der Zielsetzung der Gewinnmaximierung dazu führt, daß der Anbieter die Nachfragefunktion als Funktion der Grenzpreise verwendet – also eine Preisdifferenzierung ersten Grades realisiert und damit einen Überschuß der Erlöse über die variablen Kosten in Höhe der Fläche ABC erzielt –, wird er bei dem Ziel Maximierung der Konsumentenrente unter Einhaltung der Nebenbedingung „Deckung der Kosten“ die Funktion  $\xi(x)$  als Funktion der Grenzpreise einsetzen<sup>134</sup>. Der hierdurch mögliche Umsatz stimmt dabei exakt mit den Erlösen überein, die bei Grenzkostenpreisen zur Vermeidung eines Defizits notwendig sind, was durch die Flächengleichheit von CBA' und CBED verdeutlicht wird. Eine solche kontinuierliche Preisstruktur ist somit grundsätzlich wünschenswert, setzt allerdings zur Verhinderung der Mißbrauchsmöglichkeiten umfassende Kenntnisse der Nachfragebedingungen auf Seiten der aufsichtsführenden Behörde voraus, welche wohl im Normalfall nicht vorhanden sein dürften.

<sup>134</sup> Der lineare Verlauf von  $\xi(x)$  wird angenommen; möglicherweise ergeben sich bei abweichendem Verlauf – wobei der Flächeninhalt über der Grenzkostenlinie nicht verändert werden darf – andere Wohlfahrtseffekte.

Neben diesem Aspekt der Preisdifferenzierung existiert die Trennung zwischen verschiedenen Abnehmergruppen. In der Bundesrepublik ist den EVU gestattet, „unterschiedliche Preise für Haushaltsbedarf, landwirtschaftlichen Bedarf oder gewerblichen, beruflichen und sonstigen Bedarf fest[zu]legen, wenn das Abnahmeverhalten unterschiedliche Kosten verursacht“<sup>135</sup>. Es wäre also in diesem Zusammenhang zu prüfen, ob z.B. die bei der Tarifierung zu berücksichtigenden Kosten für die Versorgung eines Haushalts unterschiedlich gegenüber denen bei der Versorgung eines gewerblichen Betriebs sind<sup>136</sup>. Grundsätzlich aber ist bezüglich der Wohlfahrtswirkungen auch bei einer Preisdifferenzierung dritten Grades, wie sie hier vorliegen würde, zu überlegen, ob das für die Preisdifferenzierung ersten bzw. zweiten Grades abgeleitete Ergebnis, nämlich daß im Fall des Vorliegens einer „second best“-Situation die aggregierte wie auch die individuelle Wohlfahrt durch Preisdifferenzierung erhöht werden kann, bestätigt werden kann. Nimmt man an, daß innerhalb der Abnehmergruppen relativ homogene Nachfragefunktionen, zwischen den Gruppen aber deutliche Unterschiede im Nachfrageverhalten bestehen, die sich z.B. in einer geringeren und unelastischeren Nachfrage bei Haushalten gegenüber gewerblicher Nachfrage niederschlagen, so wäre zu vermuten, daß bei der Implementierung eines Blocktarifs eine einheitliche Festlegung der Grenzpreise und Blockgrenzen dazu führen könnte, daß eine größere Anzahl von Haushalten innerhalb der ersten Blöcke zu einem höheren Grenzpreis als den Grenzkosten konsumiert, als wenn diesen deutlich voneinander abgegrenzten Nachfragergruppen unterschiedliche Blockgrenzen und auch Grenzpreise gesetzt würden<sup>137</sup>.

Ungeachtet der vermuteten bzw. unter bestimmten Prämissen nachweisbaren Effizienzvorteile solch nichtlinearer und differenzierender Preisstrukturen sind aber sicherlich Verteilungseffekte zu konstatieren, die im folgenden kurz betrachtet werden.

### 3.1.4. Exkurs: Verteilungswirkungen der Grundmodelle

Die ersten drei Grundmodelle – zweiteiliger Tarif, Blocktarif und wahlweiser Tarif – bewirken eine Umschichtung der durch die Bereitstellung des Gutes auf einem hypothetischen Konkurrenzmarkt – also einer Situation, in der der Preis sich im Schnittpunkt der aggregierten Grenzkosten- und Nachfragekurven bildet – realisierbaren Konsumentenrente von den Nachfragern zu dem Anbieter<sup>138</sup>. Dieser Verteilungseffekt manifestiert sich einerseits in der Grundgebühr, die jeder Nachfrager

<sup>135</sup> § 3 Abs. 1 BTO Elt; Kursivsetzung durch den Verfasser.

<sup>136</sup> Dieser Aspekt wird im Zusammenhang mit der Behandlung des Problemkreises „Kostenorientierung“ vertieft.

<sup>137</sup> Bei einem zweiteiligen Tarif wäre analog davon auszugehen, daß der marginale Konsument, dessen Konsumentenrente im Falle des Verbleibens im Markt genau dem Grundpreis entspräche, bei einheitlicher Preisstellung ein höheres Einkommensniveau aufweisen würde als bei einer dem Ziel der Wohlfahrtsmaximierung verpflichteten Preisdifferenzierung. Dieser Frage soll allerdings nicht weiter nachgegangen werden. Zu dem allgemeinen Problem der Wohlfahrtswirkungen bei einer Preisdifferenzierung dritten Grades vgl. S. Layson, Third-Degree Price Discrimination, Welfare and Profits. A Geometrical Analysis. „American Economic Review“, vol. 78 (1988), S. 1131f. mit weiteren Nachweisen.

<sup>138</sup> Vgl. z.B. L. Phlips, S. 160.

periodisch an den Anbieter zahlen muß, um Einheiten des Gutes zu dem Grenzpreis kaufen zu können, andererseits in den höheren intramarginalen Grenzpreisen, die Abnehmer mit geringerer individueller Nachfrage im Falle von Blocktarifen und Mengenrabatten bezahlen. Allerdings ist die Existenz solcher Umverteilungen unter allokativen Gesichtspunkten dann nicht mit einem negativen Urteil zu belegen, wenn auf einem Markt, dessen Technologie durch subadditive Kostenfunktionen gekennzeichnet ist, in dem Fall, daß die Durchschnittskostenkurve dauerhaft über der Nachfragekurve liegt, nur durch nichtlineare Preisstrukturen ein Angebot realisiert werden kann; eine Alternative läge in der Subventionierung solcher Anbieter durch den Staat, die ebenfalls zu problematischen Verteilungseffekten<sup>139</sup>, darüber hinaus zu allokativen Verzerrungen führen kann. Problematisch werden diese Verteilungseffekte nichtlinearer Tarife jedoch dann, wenn über die Verluste hinaus, die bei reiner Grenzkostenpreissetzung auftreten würden, eine Umsatzerhöhung z.B. durch Orientierung der Grundpreise an der abschöpfbaren Konsumentenrente oder Erhöhung der Anzahl der Mengenblöcke zur Annäherung der Preisstruktur an eine durchschnittliche Nachfragekurve angestrebt würde, die zu einer maximalen Abschöpfung der Konsumentenrente führen könnte<sup>140</sup>. Dem sollte durch eine wirksame Preisaufsicht entgegengewirkt werden.

Neben diesem grundsätzlichen Verteilungsaspekt nichtlinearer Preisstrukturen gibt es aber auch Unterschiede zwischen den einzelnen Varianten solcher Tarife, die hier allerdings nur in wenigen Punkten angesprochen werden sollen. So ist zunächst die Problematik zu nennen, daß ein zweiteiliger Tarif, bei dem die notwendige Kostendeckung allein durch den Grundpreis erreicht wird, andere Verteilungseffekte zeitigt als eine Variante, bei der eine positive Differenz zwischen Preis und Grenzkosten zur Deckung der Kosten beträgt und der Grundpreis dadurch geringer ausfallen kann. Soweit man unterstellt, daß abgenommene Menge und Einkommen positiv korreliert sind und höhere Einkommen einen geringeren Grenznutzen des Geldes implizieren, ist die letztere Variante unter Wohlfahrtsgesichtspunkten zu präferieren und umgekehrt<sup>141</sup>.

Schließlich ist als weiterer Gesichtspunkt zu nennen, daß ein Mengenrabatt gegenüber einem Blocktarif dann unter sozialen Kriterien – Minimierung der dem monopolistischen Anbieter zufallenden Anteile der Konsumentenrente – vorteilhaft ist, wenn im Schnittpunkt der Nachfragekurve mit der Grenzkostenkurve der vertikale Abstand zwischen Preis und Durchschnittskosten so gering ist, daß zwar gegenüber der reinen Grenzkostenpreissetzung zusätzliche Erlöse zur Deckung der Kosten notwendig sind, diese aber durch einen Mengenrabatt realisiert werden können, bei dem die Erlöse bei identischen Abnahmeanscheidungen der Konsumenten geringer ausfallen als bei einem Blocktarif.

---

139 Vgl. Abschnitt 2.3.2. im zweiten Kapitel.

140 Vgl. zu diesem, dem Fall wahlweiser zweiteiliger Tarife ähnlichen Punkt E. Maskin and J. Riley, *Monopoly with Incomplete Information*, „Rand Journal of Economics“, New York, vol. 15 (1984), S. 171ff., und U. Ebert. Bezogen auf die Stromwirtschaft stellt die Deregulierungskommission diesen Aspekt deutlich heraus; vgl. Deregulierungskommission, S. 76.

141 Dieser Aspekt wurde bei den Überlegungen zur Marktversorgung bereits angesprochen; vgl. zum umgekehrten Fall einer negativen Korrelation zwischen Nachfrage und Einkommen R.D. Willig [II], S. 60, Fußnote 7.

Verteilungsaspekte sind allerdings nicht nur im Fall nichtlinearer Preisstrukturen relevant. Bei linearen zeitabhängigen Tarifen wird die Verteuerung der Spitzenlastelektrizität, die weitgehend von industriellen Nachfragern getragen wird, gegenüber der eher von einkommensschwachen Haushalten bezogenen Schwachlastelektrizität als positiv eingestuft<sup>142</sup>.

### 3.2. Zur Kostenorientierung

#### 3.2.1. Ansatzpunkte einer Analyse der Kostenorientierung existierender Tarifmodelle

Die Orientierung von Stromtarifen an den Kosten der Versorgung ist seit langem eine offizielle Vorgabe der Energiepolitik an die EVU<sup>143</sup>. Zwar kann man durch die Unbestimmtheit des zu beachtenden Kostenkonzepts – einerseits weitgehend vergangenheitsbezogene Durchschnittskosten, andererseits zukünftige Entwicklungen berücksichtigende Grenzkosten – keine eindeutige Kritik bezüglich etwaiger Verstöße gegen einen gesetzlichen Auftrag formulieren; gleichwohl ist es möglich und sinnvoll, zum Grundsatz der Kostenorientierung insofern Stellung zu nehmen, als beide Kostenkonzepte als Richtschnur verwendet und die in der Literatur angeführten problematischen Aspekte einer offiziell beabsichtigten Kostenorientierung der Grundmodelle analysiert werden. Hier sollen zwei besonders kontrovers diskutierte Bereiche vertieft werden:

- Die seit langem bestehende und von der Stromwirtschaft vehement verteidigte<sup>144</sup> Verwendung zweiteiliger Tarife wird bezüglich ihrer grundsätzlich mangelnden Eignung zur Verringerung der Energiekonsumtion aufgrund des degressiven Verlaufs des Durchschnittspreises seit langem kritisiert<sup>145</sup>. Die Beibehaltung ist daraufhin zu untersuchen, ob einerseits die behauptete Kompatibilität zwischen den Kosten der Versorgung von Konsumenten, die unterschiedliche Mengen abnehmen, und dem Tarifverlauf tatsächlich vorliegt; andererseits gilt es, die Unterschiedlichkeit und Unabhängigkeit der von der Stromwirtschaft behaupteten zwei Leistungen, die sie mit der Vorhaltung der Kapazitäten und der tatsächlichen Lieferung elektrischer Energie vollbringe, zu hinterfragen, da dieser Sachverhalt ebenfalls als Argument für die Zweiteiligkeit der Tarife verwendet wird. In diesem Zusammenhang ist eine Differenzierung zwischen den verschiedenen Merkmalen, von denen die Höhe des Grundpreises abhängt, und eine gesonderte Untersuchung der jeweiligen Kostenorientierung notwendig.
- Die rechtlich eingeräumte Möglichkeit der Aufteilung der Nachfrager in unterschiedliche Abnehmergruppen wird von der Stromwirtschaft als notwendige

142 Vgl. W.G. Shepherd, S. 162ff.

143 Vgl. Abschnitt 3.1. im zweiten Kapitel.

144 Vgl. z.B. G. Rittstieg [I], Aktuelle Fragen der Strompreisgestaltung „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 84 (1985), S. 626ff., und G. Zybell, Grundpreistarife nicht mehr zeitgemäß? „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 85 (1986), S. 57ff.

145 Vgl. die frühe Kritik von G. Luther, S. 12ff.

Maßnahme zur Erreichung eines höheren Grades an Kostenorientierung qualifiziert<sup>146</sup>. Diese Nachfragerseparation erinnert allerdings sehr stark an das Vorgehen eines Anbieters, der unterschiedlich elastischen Nachfragen auf vorgefundenen (Teil-) Märkten gegenübersteht und durch differenzierte Preisstellung eine Gewinnerhöhung zu erreichen sucht. Inwieweit eine solche Diagnose aufgrund tatsächlich unterschiedlicher Kosten der Versorgung dieser Abnehmergruppen unzutreffend ist, wird unten erörtert.

### 3.2.2. Zur Kostenorientierung zweiteiliger Stromtarife

#### 3.2.2.1. Traditionelle Begründungen zweiteiliger Tarifstrukturen

In der energiewirtschaftlichen Literatur – insbesondere in den Verlautbarungen von Vertretern der Versorgungswirtschaft<sup>147</sup> – finden sich traditionell zwei Hauptargumente zur Begründung zweiteiliger Tarife. Zunächst wird behauptet, die Kostenorientierung als Richtschnur der Preissetzung für elektrische Energie lege es nahe, eine Analogie zwischen dem Verlauf der Durchschnittskosten- und der -erlöskurve herzustellen, wodurch sichergestellt sei, daß jeder Abnehmer durch den sich für ihn ergebenden Preis die Kosten trägt, die er verursacht. Verringern sich nun die durchschnittlich anfallenden Kosten bei einer Vergrößerung der abgenommenen Menge, so impliziert der Grundsatz der Kostenorientierung, daß pari passu auch der Durchschnittserlös zurückgehen müßte. Anders ausgedrückt: Höherer Stromverbrauch führt zu besserer Auslastung des Versorgungssystems und somit zu niedrigeren Durchschnittskosten, die in einer Degression des Stromtarifs zum Ausdruck kommen müssen<sup>148</sup>.

Dieses Argument setzt zunächst voraus, daß der Verlauf der Durchschnittspreisfunktion bei einem zweiteiligen Tarif grundsätzlich der Durchschnittskostenfunktion entspricht. Eine solche Isomorphie impliziert, daß für beide Kurven der gleiche Funktionstyp grundlegend wäre, daß also die Kostenfunktion durch eine inhomogene Geradengleichung erster Ordnung zumindest approximiert werden könnte.

Eine nähere Untersuchung dieser Behauptung führt zurück in die Betrachtung der Kostenverläufe der Stromversorgung. Während im ersten Kapitel die aus der allokativen-theoretischen Zweckorientierung von Stromtarifen relevanten Grenzkosten der Versorgung herausgearbeitet wurden, ist es im aktuellen Zusammenhang einer kritischen Analyse der Kostenorientierung notwendig, die Durchschnittskosten bezüglich der Einheit kWh zu ermitteln, um diese mit dem sich ergebenden Durchschnittspreis bei einem zweiteiligen Tarif zu vergleichen. Hierbei stellt sich aber das Problem, daß dieser Kostenverlauf einer zunehmenden Menge an kWh davon abhängt,

- ob eine bestehende, konstante Kapazität streng monoton besser ausgelastet wird, die Benutzungsdauer des Versorgungssystems also höher wird (Fall 1),

---

<sup>146</sup> Vgl. z.B. H. Meier [I], Strompreise für Tarifkunden. „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“, Jg. 41 (1991), S. 378ff.

<sup>147</sup> Vgl. die in Fußnote 144 angeführten Quellen.

<sup>148</sup> Vgl. O.V. [IX], Neue Tarife, neue Energiepolitik?. „Der Spiegel“, Jg. 1988, Nr. 29, S. 62.

- ob die wachsende Menge an elektrischer Arbeit über den gesamten Bereich zu einer streng monoton schlechteren Auslastung einer pari passu zunehmenden Kapazität führt, also eine stetige Verringerung der Benutzungsdauer impliziert (Fall 2), oder
- ob die Auslastung und somit die Benutzungsdauer bei zunehmender kWh-Menge konstant bleibt. In diesem Fall wird – von einer üblicherweise anzutreffenden Situation ausgehend – die geordnete Lastganglinie des Versorgungssystems linear transformiert, so daß die Relationen der Ordinatenwerte zueinander stets unverändert bleiben (Fall 3)<sup>149</sup>.

Im ersten Fall wird sich die geordnete Lastganglinie der Höhe der vorgegebenen Kapazität  $L_0$ , die in Schaubild 22 gestrichelt eingezeichnet ist, stetig annähern. Die Kosten nehmen in Höhe der jeweils anfallenden Betriebskosten zu, hängen also vom vorhandenen Kraftwerkspark, bei dem sich zwar die Zusammensetzung, nicht aber der Umfang ändert, und seiner zeitlichen Einsatzoptimierung ab. Es wäre zu vermuten, daß die Kosten hierbei den erforderlichen Verlauf aufweisen, der für eine Charakterisierung zweiteiliger Tarife als kostenorientiert beschrieben worden war. Allerdings impliziert die angesprochene zeitliche Einsatzoptimierung auch die Zeitabhängigkeit der anfallenden Betriebskosten, so daß der konkrete Verlauf der Gesamtkostenfunktion von der zeitlichen Verteilung der Mengenzunahme abhängt und somit keine allgemeingültige Durchschnittskostenfunktion abzuleiten wäre.

Im zweiten Fall erfolgt die kWh-Zunahme durch die Erhöhung der in Anspruch genommenen Kapazität über den bisherigen Wert  $L_0$  hinaus in einem sehr kurzen Zeitraum, d.h. die Änderung der geordneten Lastganglinie besteht aus einer stetig in die Höhe wachsenden „Nadelspitze“. Soweit die Dauer dieses Zeitraumes geringer als eine Stunde ist (Variante 2a), ergeben sich bezogen auf die Einheit der elektrischen Arbeit progressiv zunehmende Durchschnittskosten, da für jede weitere kWh jeweils mehr als ein kW Kraftwerkskapazität nötig ist. Beträgt der Wert genau eine Stunde (Variante 2b), kann man von einer konstanten Höhe der Durchschnittskosten ( $k_s + r_s$ ) für diese Verbrauchsausweitung ausgehen.

Eine gleichbleibende Höhe wäre auch für den dritten Fall zu erwarten, da die unterstellte Konstanz der Benutzungsdauer jeder Erhöhung der kWh-Menge zu einer Erhöhung der jeweiligen Kraftwerkskapazitäten führt, womit die Durchschnittskosten wiederum konstant, wenn auch nicht in gleicher Höhe wie in Fall 2b anfallen dürften.

Um nun eine analytische Formulierung der Durchschnittskostenverläufe zu erlangen, sei zunächst von einer Kostenfunktion für jede eingesetzte Technologie

$$(50) \quad K_i = k_i \cdot Q_i + r_i \cdot w_i$$

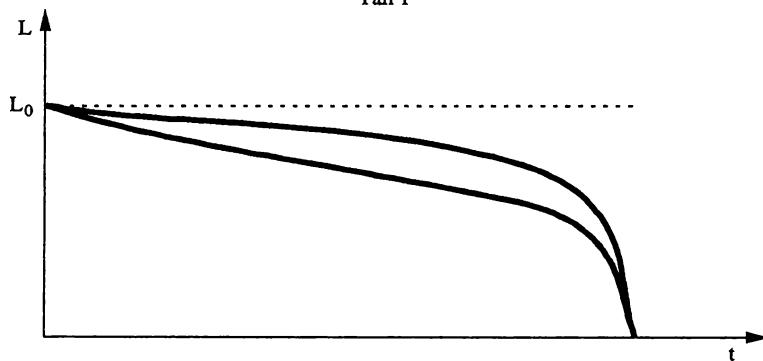
---

<sup>149</sup> Damit sind nur drei Extremfälle angesprochen, die tatsächliche Entwicklung wird sich innerhalb dieser Grenzen vollziehen. Im ersten Kapitel wurden die ersten beiden Fälle vermischt untersucht, da dort besonderes Gewicht auf die Grenzkosten gelegt wurde, die zu jedem beliebigen Zeitpunkt auftreten und somit die Benutzungsdauer des Versorgungssystems in unterschiedlicher Weise ändern könnten; eine sich über die gesamte Lastganglinie erstreckende Ausweitung durch eine Mehrnachfrage nach Strom wurde nicht analysiert.

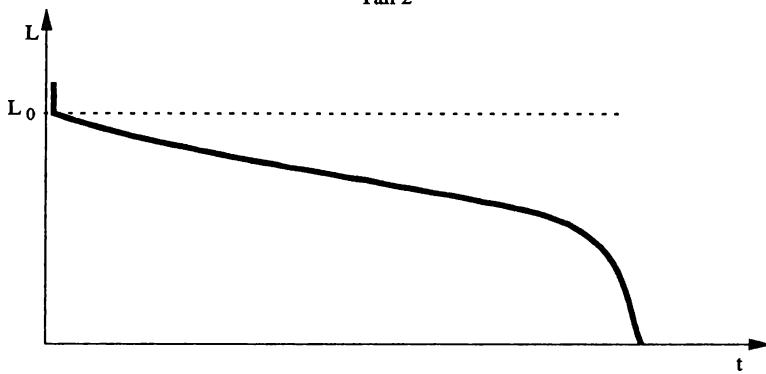
Schaubild 22

### Auswirkungen einer Verbrauchserhöhung auf die Lastganglinie

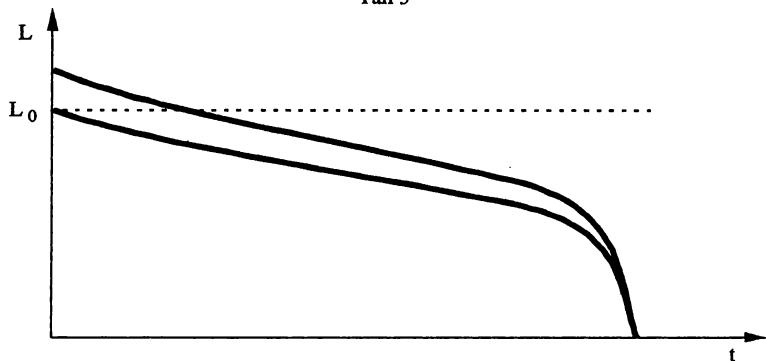
Fall 1



Fall 2



Fall 3



Erläuterungen vgl. Text.



ausgegangen<sup>150</sup>, deren jeweilige totale Durchschnittskosten sich unter Verwendung der Definition der Benutzungsdauer gemäß Gleichung (4)<sup>151</sup> in der Form

$$(51) \quad \frac{K_i}{W_i} = \frac{k_i}{B_i} + r_i$$

ergeben. Für die oben angesprochenen drei Fälle würden sich unterschiedliche Durchschnittskostenverläufe ergeben. Während im ersten Fall (Erhöhung der Benutzungsdauer im gesamten System) der erste Summand für jede Technologie, deren Benutzungsdauer sich erhöht mit zunehmender kWh-Menge kleiner wird, die Durchschnittskosten also fallen, wobei aber die exakte Gestalt der Kurve der Systemdurchschnittskosten offensichtlich von dem Verlauf der Zeitpunkte abhängt, innerhalb derer sich ein Mehrverbrauch vollzieht, nimmt bei der Variante 2a die Benutzungsdauer der allein Betroffenen zusätzlichen Spitzenlastkapazität stetig ab (die Kostensituation bei den anderen Kraftwerken ändert sich nicht), womit sich der erwartete progressive Verlauf einstellt. Bei Variante 2b beträgt die Benutzungsdauer der zusätzlich eingesetzten Spitzenlastkapazität eins, so daß die Durchschnittskosten der mehr verbrauchten kWh konstant in Höhe der Summe  $k_i + r_i$  verlaufen. Im dritten Fall bleiben die Benutzungsdauern der Kapazitäten aller drei Technologien annahmegemäß konstant, es ergeben sich wiederum konstante Durchschnittskosten, die aber durch den Anteil der drei verwendeten Technologien am Kraftwerkspark und die jeweilige Benutzungsdauer im Grund-, Mittel- und Spitzenlastbereich gegeben sind. Es ist zu erwarten, daß die Durchschnittskosten bei diesem Fall deutlich niedriger als bei Fall 2b ausfallen, da die Benutzungsdauer in der hier unterstellten, der Realität eher entsprechenden Situation einen sehr viel höheren Wert als eins aufweisen dürfte.

Aus diesem Ergebnis folgt, daß die allgemeingültige Unterstellung eines hyperbolischen Verlaufs der Durchschnittskosten als Begründung für die Verwendung eines zweiteiligen Tarifs nicht haltbar ist. Zwar ist es in kurzfristiger Betrachtung plausibel, von einer gegebenen und konstanten Kraftwerkskapazität auszugehen und somit dem ersten der hier betrachteten Fälle eine gewisse Priorität einzuräumen. Gegen eine Verwendung bei der Tarifkonzeption spricht allerdings zum einen, daß dort insbesondere auf langfristige Aspekte einzugehen wäre. Dadurch aber würde eher dem dritten Fall Vorrang gebühren, mit der Konsequenz, daß aus Gründen der Kostenorientierung ein linearer Tarif anzuwenden wäre. Zum anderen ist bei der Stromversorgung eine theoretisch exakte Möglichkeit des Rückschlusses vom Gesamtsystem und den dort zu vermutenden Kostenverläufen auf den einzelnen Abnehmer im Gegensatz zum traditionellen Lehrbuchfall einer Einproduktunternehmung grundsätzlich nur in Ausnahmefällen gegeben. Die Situation in der Strombranche ist differenzierter zu betrachten, weil es hier immer auf das Zusammenspiel von Höhe und Zeitdauer der in Anspruch genommenen Leistung ankommt. Eine gleiche Mengenzunahme bei zwei verschiedenen Abnehmern kann für ein EVU gänzlich unterschiedliche Kosten

150 Analog zum obigen Fall, worin  $k_i$  Kapazitätskosten pro kW,  $Q_i$  die jeweiligen Kraftwerkskapazitäten,  $r_i$  die variablen Kosten pro kWh und  $W_i$  die jeweils erzeugten Mengen an elektrischer Arbeit bezeichnen, während der Index  $i$  für die verwendeten Kraftwerkstechnologien steht.

151 In der Gleichung für die Benutzungsdauer erscheint zwar im Nenner die elektrische Leistung  $L$ , es erscheint aber zulässig, sie hier durch die gleich dimensionierte Größe  $Q$ , also die Kraftwerkskapazität, zu ersetzen, ohne am Konzept der Benutzungsdauer etwas ändern zu müssen.

verursachen, ein eindeutiger und allgemeingültiger Kostenverlauf für die Versorgung eines einzelnen Stromnachfragers ist daher nicht abzuleiten<sup>152</sup>.

Ein zweites Argument, mit dem die Verwendung eines zweiteiligen Tarifs begründet wird, basiert wie erwähnt auf der These, die EVU würden zwei voneinander unterscheidbare Leistungen erbringen: einerseits würde den Abnehmern mit der Bereitstellung der Kapazität die jederzeitige Möglichkeit gegeben, elektrische Energie zu verbrauchen (potentielle Stromlieferung), andererseits liefern sie tatsächlich Strom für die verschiedensten Zwecke (faktische Stromlieferung)<sup>153</sup>. Diese „Zwei-Güter-Theorie“ wird allerdings von verschiedenen Seiten in Zweifel gezogen<sup>154</sup>.

Die von der Stromwirtschaft als Argument für die Beibehaltung des zweiteiligen Tarifs vorgebrachte These, die Bereitstellung von Erzeugungs-, Fortleitungs- und Verteilungskapazitäten stelle gegenüber der direkten Lieferung elektrischer Energie eine selbständige Leistung dar, die demgemäß auch durch einen eigenen Preis bezahlt werden müßte, kann zwar für industrielle Großabnehmer gültig sein, die im Regelfall durch eigene Energieumwandlung im Bereich ihrer Normallast vom öffentlichen Netz unabhängig sind, für Spitzenbelastungen aber zusätzlichen Strom aus dem öffentlichen Netz entnehmen<sup>155</sup>. Für die Gruppe der Tarifabnehmer gilt aber ein direkter Zusammenhang zwischen Kapazitätsanspruchnahme und Stromverbrauch, so daß eine preislich eigenständige Berücksichtigung der Leistungsbereitstellung nicht plausibel ist<sup>156</sup>. Im Gegenteil wird von Befürwortern zeitabhängiger Tarife eine Zuordnung

152 Die z.B. bei G. Hosemann, S. 28ff., zu findende Ermittlung von Selbstkosten pro kWh beschränkt sich auf Fall eins, geht also von einer konstanten Erzeugungskapazität aus. Zusätzlich unterstellt Hosemann allerdings noch ein konstantes Verhältnis der Kraftwerksarten und differenziert nicht nach den Zeitpunkten, an welchen jeweils die unterstellte Erhöhung der Benutzungsdauer (bei Hosemann Vollaststunden genannt) eintritt; vgl. G. Hosemann, S. 23 und S. 26ff. Kritisch zu der durch den Kostenverlauf begründeten zweiteiligen Tarifstruktur äußert sich auch M. Prohaska, Effizienz der Energiewirtschaft. Dissertation, Bamberg 1986, S. 243ff.

153 Vgl. G. Zybell.; P. Grünerberg [II], Thesen zur zweigliedrigen Tarifgestaltung. „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 85 (1986), S. 966; Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.), Allgemeine Tarifpreise für elektrische Energie. Heft A. Frankfurt a.M. 1988, S. 9f.; H. Meier [II], Kostenorientierte Stromtarife. „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“, Jg. 38 (1988), S. 959; L. Strauß, S. 1054f.; N. Weigt [I], S. 84q. und G. Lang, S. 14f.; erwähnt wird diese Begründung bereits bei J.M. Clark, Rates for Public Utilities. „American Economic Review“, vol. 1 (1911), S. 484.

154 Vgl. Erklärung von Minister Dr. Walter (Saarland) zu Punkt 47 der Tagesordnung, Plenarprotokoll zur 606. Sitzung des Bundesrates am 10. November 1989, Anlage 35, Abschnitt (4); Deregulierungskommission, S. 75ff.

155 Genau dieser Fall wird von H. Meier [II], S. 959, angeführt, der letztlich damit die zweiteilige Preisstruktur als Ausdruck einer auf den Bereich der Elektrizitätswirtschaft angewandten Grenzkonkurrenzpreissetzung interpretieren will.

156 Vgl. die überzeugenden Argumentationen bei D. Seifried [I], S. 157f.; P. Röder, S. 54ff., und M. Brand u.a., Einfluß der Preisgestaltung leitungsgebundener Energieträger auf die rationelle Energieverwendung in Hessen. (Gutachten des Fraunhofer-Instituts für Systemtechnik und Innovationsforschung, ISI- Projekt, Nr. 10 461 2. Endbericht für den Hessischen Minister für Wirtschaft und Technik.) Karlsruhe 1988, S. 10ff. Darüber hinaus ist auch die in der Realität zu beobachtende kurzfristige Begrenzung der maximal beanspruchbaren Leistung durch die Absicherung der häuslichen Stromkreise beachtenswert, die die behauptete nahezu beliebige Steigerung der Netzbeanspruchung durch die Haushalte doch in ein etwas anderes Licht rückt. Selbst wenn entgegen durchschnittlicher Erwartungswerte eine Gruppe von Haushalten ihre Kapazitätsbeanspruchung kurzfristig deutlich steigern wollte, würde sie an Grenzen stoßen, die entsprechend dieser Absicherung vorgegeben sind.

dieser Kosten der Leistungsbereitstellung zu den Kunden, die für ihre Höhe bzw. ihre Ausweitung verantwortlich sind, empfohlen, also ein zeitabhängiger Tarif<sup>157</sup>.

### 3.2.2.2. Kritische Stimmen zum zweiteiligen Tarif

Die Begründung, durch den Grundpreis müßten die Kosten der Bereitstellung der Erzeugungskapazitäten und des Fortleitungs- und Verteilungsnetzes abgedeckt werden, da dies eine eigenständige Marktleistung darstelle, ist für die EVU insofern angenehm, da sie es ihnen ermöglicht, über die Verwendung von zweiteiligen Tarifen eine Minderung des Risikos von Verlusten bei Absatzschwankungen zu bewirken<sup>158</sup>. Insbesondere das Problem der Deckung eventuell auftretender Leerkosten wird dadurch aus Sicht der Versorgungsbranche elegant gelöst. Ob eine rechtlich zugesicherte Möglichkeit der Durchsetzung eines Grundpreises im Falle der EVU akzeptabel ist, die als Gebietsmonopole bereits keinem Konkurrenzdruck ausgesetzt sind und deren Unternehmensrisiko geringer als im Regelfall privater Unternehmen sein dürfte, erscheint ausgesprochen fraglich.

Zudem ist die Wirkungsweise eines zweiteiligen Tarifs, durch das Zusammenspiel von Grundpreis und konstantem Grenzpreis einen degressiven Verlauf des Durchschnittspreises herbeizuführen, in der Vergangenheit in zunehmendem Maße kritisiert worden<sup>159</sup>. Diese Eigenschaft, die zu Beginn des Einsatzes solcher Preisstrukturen ganz offen mit dem Zweck der Ausweitung des Absatzes von elektrischer Energie gleichgesetzt wurde, erscheint in der heutigen Zeit zunehmender Aufmerksamkeit gegenüber den Problemen des effizienten Einsatzes knapper Ressourcen und der zunehmenden Belastung der Umweltmedien durch Energieumwandlungsprozesse vielen als Anachronismus. Die Versorgungswirtschaft begegnet der erhofften Wirkung alternativer Preisstrukturen, insbesondere einem linearen Tarif, dessen Grenzpreis ceteris paribus über dem eines zweiteiligen Tarifs liegen müßte, skeptisch und verweist darauf, daß aufgrund der geringen Preiselastizität eine Verbrauchsreduktion nicht sehr wahrscheinlich sei<sup>160</sup>. Diesbezüglich ist zum einen den Argumenten eine gewisse Berechtigung nicht abzusprechen, die hier mit einem langfristigen Effekt bei der Auswahl bzw. Anpassung des geplanten Bestands an elektrischen Geräten rechnen und somit eine auf längere Sicht deutlicher spürbare Preiselastizität der Nachfrage unterstellen<sup>161</sup>, zum anderen sollte eine hinsichtlich der Erreichung bestimmter Ziele wie Effizienz des Einsatzes bzw. Einsparung von Ressourcen gegebenenfalls optimale Preissetzung nicht mit dem Hinweis gestoppt werden, aufgrund geringer Preiselastizität sei keine Änderung des zeitlichen Verlaufs bzw. der Höhe der Nachfrage zu erwarten, da aufgrund von Veränderungen in der Nachfragestruktur eine solche Aussage, auch wenn

---

157 Vgl. D. Seifried [I], S. 158.

158 Vgl. H. Gröner [III], S. 376; P. Röder, S. 47; Deregulierungskommission, S. 76, und H. Albach, S. 156f.

159 Vgl. J. Finsinger [II], Grundsätze der Tarifgestaltung: ein Beitrag zur aktuellen Diskussion des degressiven Stromtarifs. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Jg. 3 (1979), S. 191; o.V. Neue Tarife, neue Energiepolitik, S. 62ff.; o.V., Verquere Logik, S. 35ff.

160 Vgl. J. Finsinger [II], S. 191.

161 Vgl. G. Luther, S. 19f.

sie momentan nicht falsifiziert werden kann, mittel- bis langfristig an empirischem Gehalt verlieren könnte<sup>162</sup>.

### 3.2.2.3. Ökonomische Ansätze zur Ausgestaltung des Grundpreises

Eine an ökonomischen Gesichtspunkten orientierte Ausgestaltung von Grundpreisen für elektrische Energie läuft darauf hinaus, den Charakter als „lump-sum tax“ in Richtung auf eine Mengenabhängigkeit zu verändern, die deutlicher als die nach der alten BTO Elt verwendete Abhängigkeit des Grundpreises von der Anzahl der Räume im Fall der Privathaushalte<sup>163</sup> die Verursachung kapazitätsabhängiger Kosten den auslösenden Nachfragern zuordnen will. Durch eine solche Preisgestaltung will man eine Erhöhung der Benutzungsdauer des gesamten Versorgungssystems erreichen<sup>164</sup>.

Hier ist zunächst eine generelle Problematik zu beachten: Ein Preisbestandteil kann nur dann Auswirkungen auf die Verbrauchsentscheidungen haben, wenn Aktionen des Verbrauchers sich in dem von ihm zu bezahlenden Betrag niederschlagen. Umgekehrt ausgedrückt heißt das, die Orientierung eines Preises an einer Größe, auf die der einzelne Verbraucher keinen Einfluß hat, führt zu einer Situation, in der dieser Verbraucher jenen Preis bei seinen Konsumplänen lediglich indirekt, über die Beeinflussung seines Budgets berücksichtigen wird. Auf den Aspekt der Grundpreise für elektrische Energie bezogen bedeutet es, daß nur dann von diesem Tarifbestandteil Einfluß auf die Nachfrage ausgehen wird, wenn er von Größen abhängig ist, die sich direkt aus den Aktivitäten des Verbrauchers ergeben<sup>165</sup>.

Betrachtet man die erwähnten zwei Möglichkeiten der Eingliederung kapazitätsabhängiger Kosten in die Stromtarife, nämlich das Spitzenlastanteilsverfahren und das Höchstlastverfahren<sup>166</sup>, so wäre das theoretisch einwandfreie Spitzenlastanteilsverfahren, bei dem ex post der Zeitpunkt der gesamten Systemspitzenlast bestimmt und die in diesem Moment geäußerte individuelle Nachfrage für die Verteilung der leistungsabhängigen Kosten relevant wird, bezüglich seiner Eignung als System, in welchem die Preise ihre Signalfunktion korrekt ausüben, kritisch zu bewerten. Der typische Verbraucher hat bei diesem Verfahren aufgrund der Abhängigkeit der Spitzenlast von der zeitgleichen Nachfrage aller Abnehmer und der ex post-Ermittlung keinen Einfluß auf den von ihm zu bezahlenden Grundpreis und wird ihn daher bei seinen Verbrauchsentscheidungen nicht berücksichtigen<sup>167</sup>.

---

162 Die kontroverse Diskussion der Frage zeitvariabler Tarif oder Grundpreistarife wird im Zusammenhang mit der genaueren Analyse der erstgenannten Tarifstruktur noch einmal aufgegriffen.

163 Zu den Argumenten gegen eine solche Ausgestaltung des Grundpreises vgl. K. Deparade, Einfachere Tarife – aber wie? „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 82 (1983), S. 901.

164 Vgl. M. Crew and P. Kleindorfer [II], *The Economics of Public Utility Regulation*. London 1986, S. 174f.

165 Bezüglich der Abhängigkeit des Grundpreises von der Raumzahl nach der alten BTO Elt vgl. J. Finsinger und P.R. Kleindorfer [I], S. 50.

166 Vgl. Abschnitt 2.2.2. in diesem Kapitel.

167 Ein weiteres gewichtiges Argument gegen das klassische Spitzenlastanteilsverfahren ist dessen Abhängigkeit von der Existenz einer eindeutigen Spitze. Insbesondere unter praktischen, also ein gewisses Maß an Unsicherheit einschließenden Gesichtspunkten führt der Fall, daß an Stelle einer

Allerdings weist auch das Höchstlastverfahren unter Umständen gravierende Mängel auf. Ist nämlich bei dem betrachteten Versorgungssystem der Gleichzeitigkeitsgrad geringer als eins – was im Regelfall anzunehmen ist –, so gibt die Orientierung des Grundpreises an der Höchstlast des einzelnen Verbrauchers diesem nicht notwendigerweise genau die Signale, die erforderlich sind, damit es zu einer Glättung in der Lastkurve des gesamten Versorgungssystems und somit zu einer effizienteren Nutzung der Kapazitäten kommt. Im Extremfall kommt es zu falschen Anreizen für Abnehmer zur zeitlichen Allokation ihrer Lastspitzen, da die individuelle Höchstlast nicht mit der Systemhöchstlast zusammenfallen muß<sup>168</sup>. Vor diesem Hintergrund sind die Überlegungen zur Rechtfertigung zweiteiliger Tarife bzw. einer Verwendung von Tarifbestandteilen, die an der Maßgröße kW anknüpfen, grundsätzlich mit Vorsicht zu genießen.

Ein effektiveres Verfahren könnte darin bestehen, den Grundpreis eines zweiteiligen Tarifs an dem Ausmaß der Inanspruchnahme der potentiellen Leistung des Versorgungssystems auszurichten, also eine Messung der individuellen Höchstlast während eines kurzen Zeitraums vorzunehmen, die hierfür zu verwendenden Zeiträume allerdings durch die EVU ex ante festlegen zu lassen. Eine solche Preisstruktur – de facto eine Synthese von Höchstlast- und Spitzenlastverfahren – könnte unter bestimmten Annahmen durch geeignete Wahl der Erhebungsperioden insoweit kongruent zu zeitabhängigen linearen Tarifen aufgebaut werden, als es um die Zuordnung der kapazitätsabhängigen Kosten geht. Dafür wäre es erforderlich, die Zeitperioden, in denen bei zeitabhängigen Tarifen der höchste Grenzpreis gilt, welcher neben den variablen Kosten auch die Grenzkapazitätskosten umfaßt, auch der Zuordnung der leistungsabhängigen Kosten zugrunde zu legen, also die erwarteten Zeiträume der Systemspitzenlast bei beiden Preisstrukturen gleich zu wählen. Kalkuliert man den Teil des für diese Perioden geltenden zeitabhängigen linearen Tarifs, der über die den Brennstoffkosten entsprechenden kurzfristigen Grenzkosten hinausgeht, unter Berücksichtigung der Benutzungsdauer dieser Grenzkapazitäten, legt man also die Grenzkapazitätskosten pro kW Kraftwerksleistung auf die dadurch erzeugten kWh elektrischer Arbeit um, so ergäbe sich bei beiden Preisstrukturen der gleiche Betrag, den ein Abnehmer zu zahlen hätte. Allerdings würde ein so gestalteter zweiteiliger Tarif bezüglich seines Grenzpreises nicht die jeweils geltenden, zeitpunktbezogenen kurzfristigen Grenzkosten der Versorgung reflektieren, seine Verwendung hätte aber gegenüber zeitabhängigen linearen Tarifen den Vorteil, daß die Anwendung der Benutzungsdauer, die im Einzelfall sicherlich zu Ungenauigkeiten führen kann, vermieden werden könnte. Elementar allerdings wäre die Festlegung der entsprechen-

---

singulären Spitzenlast eine über längere Zeitabschnitte geltende Tageshöchstlast registriert wird, hier zu einer Allokation der Kapazitätskosten, die zum Teil als zufällig bezeichnet werden kann. Kennt man allerdings diese Zeitabschnitte, so kann man sie für das vorgeschlagene ex ante-Verfahren verwenden, während als Leistungsgröße ein Durchschnittswert je Abnehmer zur Anwendung kommen könnte. Auf diese Fragen wird im Zusammenhang mit der Erörterung von Modifikationsmöglichkeiten existierender Tarifmodelle eingegangen.

168 Vgl. D. Seifried [I], S. 169f.; in den Anfängen der Elektrifizierung war dieses Problem nicht gegeben, da damals die Systemspitzenlast nahezu zeitgleich mit den individuellen Höchstlasten zum Zeitpunkt der abendlichen Beleuchtung stattfand. Das Höchstlastverfahren, das Hopkinson damals vorschlug, konnte daher als effiziente Preisstellungsmethode gelten; vgl. M. Crew and P. Kleindorfer [II], S. 185f.

den Zeitperioden aus einer *ex ante*-Analyse heraus, um somit den Abnehmern die Möglichkeit zu geben, diesen Tarifbestandteil in ihren Planungen zu berücksichtigen.

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage nach der Effizienz eines solchen Tarifs, der einen an der individuellen Höchstlast ausgerichteten Preisbestandteil aufweist, gegenüber der Verwendung zeitabhängiger linearer Tarife. Folgende Argumente gegen den Einsatz der letztgenannten Preisstruktur lassen sich durch die Literatur belegen<sup>169</sup>:

- Für den Fall, daß die Abnehmer zu Beginn einer jeden Bezugsperiode ihre Höchstlast bestimmen müssen und darüber hinaus keine weitere Momentanleistung nachfragen können<sup>170</sup>, ergibt sich eine andere Aufteilung des Risikos, nicht in jedem Moment eine ausreichende Erzeugungskapazität bereitzustellen zu können<sup>171</sup>. Hierbei wird also eine konkrete Rationierung der Nachfrager durchgeführt, wodurch deren Position als deutlich schlechter zu bewerten ist.
- Die Informationsbasis der Anbieter zur Bestimmung der Spitzenlastperioden kann im Laufe der Zeit an Aktualität verlieren, so daß erwartete und realisierte Spitzenlastzeiten nicht dauerhaft übereinstimmen müssen. An die Stelle ansonsten notwendiger Tarifmodifizierungen, die einerseits schwer verständlich zu machen sind und die andererseits mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit häufig auftreten, kann dann die Einführung von kapazitätsorientierten Grundpreisen treten<sup>172</sup>.
- Schließlich soll durch einen solchen Tarifbestandteil erreicht werden, daß eine sogenannte „Nadelspitze“ in der Lastkurve aufgrund unvorhersehbarer Umstände innerhalb der Spitzenlastzeiten mit einer geringeren Wahrscheinlichkeit auftritt bzw. vermieden werden kann<sup>173</sup>.

Im Falle einer Situation, die der zuletzt geschilderten entspricht, würde die oben behauptete Kompatibilität von zeitabhängigen linearen Tarifen und modifiziertem Höchstlastverfahren aufgrund des deutlichen Einflusses eines solchen Nachfragerverhaltens auf die Nutzungsdauer der Spitzenlastkapazitäten nicht mehr existieren, da eine drastische Verteuerung der Spitzenlast-kWh erfolgen müßte, ohne daß notwendigerweise gleichzeitig die entsprechenden Höchstlastpreise verändert würden.

Unter diesen Gesichtspunkten muß zeitabhängigen linearen Tarifen wie Höchstlastpreisen der Charakter von „second best“-Lösungen zugesprochen werden. Daher

---

169 Vgl. M. Crew and P. Kleindorfer [II], S. 187.

170 Eine Situation, wie sie bei den Haushaltstarifen in Frankreich auftrat; vgl. M. Crew and P. Kleindorfer [II], S. 180.

171 Z.B. bei einem Ausfall von einzelnen Bestandteilen des gesamten Versorgungssystems bzw. bei extremen klimatischen Verhältnissen; ob eine solche Risikoverlagerung unbedingt der Allokationseffizienz nützt, ergibt sich allerdings nicht *prima facie*; vgl. J.C. Panzar and D.S. Sibley, *Public Utility Pricing under Risk. The Case of Self-Rationing*. „American Economic Review“, vol. 68 (1978), S. 892ff., und M.G. Marchand, *Pricing Power Supplied on an Interruptible Basis*. „European Economic Review“, Amsterdam, vol. 5 (1974), S. 265ff.

172 Vgl. J. Finsinger und P.R. Kleindorfer [I], S. 49 und S. 51.

173 Vgl. J. Finsinger und P.R. Kleindorfer [I], S. 49.

erscheint es plausibel, beide Preisstellungsarten unter dem Aspekt der Wohlfahrtsmaximierung miteinander zu vergleichen. Dabei ergibt sich, daß zeitabhängige lineare Tarife aus Verbrauchersicht unter Nutzenmaximierungsüberlegungen die Alternative Höchstlasttarif schwach dominieren<sup>174</sup>, während die Verwendung des sozialen Überschusses eine Dominanz einer Tarifierungsart von der Erfüllung gewisser Bedingungen abhängig macht. Höchstlasttarife sind danach dann optimal, wenn der Gleichzeitigkeitsgrad relativ hoch ist, also nur ein geringer Grad an Durchmischung der Verbrauchsgewohnheiten vorliegt. Liegt dagegen der Fall vor, daß die Verbraucher ihren höchsten Leistungsbezug in unterschiedlichen Zeitperioden realisieren wollen, so würden durch Höchstlasttarife deutliche Abweichungen von einer Preissetzung in Höhe der Grenzkosten realisiert; solche Tarife wären dann nicht effizient<sup>175</sup>.

Weitere Untersuchungen der Auswirkungen solcher „demand charges“, also von Tarifbestandteilen, die an der vom einzelnen Nachfrager in Anspruch genommenen kW-Menge anknüpfen, unternahmen Savvides, Berg/Savvides und Taylor/Schwarz<sup>176</sup>. In den beiden ersten Beiträgen trafen die Autoren die problematische Annahme, die maximale Nachfrage in den jeweiligen Perioden erfolge immer in der gleichen Höhe und könne infolgedessen in eine feste Relation zu der kWh-Menge der gleichen Periode gebracht werden. Dadurch waren sie in der Lage, im Zwei-Perioden-Fall eine Analyse der zeitlichen Verteilung des Verbrauchs von kWh zwischen den Perioden mittels einer traditionellen Indifferenzkurvenanalyse durchzuführen, und kamen dabei zu dem Ergebnis, daß ceteris paribus durch die Einführung eines leistungsabhängigen Tarifbestandteils eine Verfestigung der individuellen Lastkurve eintreten wird<sup>177</sup>. Taylor und Schwarz unterschieden dagegen auch während der Peak-Perioden zwischen solchen Intervallen, in denen der Haushalt seine zu Beginn geplante maximale Nachfrage erreicht und dann einen Preis inklusive der Kapazitätsnachfragekomponente pro kWh bezahlen muß, und anderen Intervallen, bei denen seine maximale Kapazitätsanspruchnahme nicht erreicht wird. Kurzfristig wird einerseits durch eine solche Tarifgestaltung das Auftreten von „Nadelspitzen“ unterbunden. Andererseits ergibt sich der Effekt, daß innerhalb der Peak-Periode eine Verfestigung der Energieabnahme erfolgt, wodurch möglicherweise die Systemspitzenlast durch eine Änderung der Durchmischung gerade nicht reduziert, sondern

174 Vgl. M. Crew and P. Kleindorfer [II], S. 189f.

175 Vgl. J. Finsinger and P.R. Kleindorfer [III], Demand Charges and Electricity Tariffs. (Working Paper dp 81/03/01. Dept. of Decision Sciences, University of Pennsylvania, revised March 1981.), zitiert nach J. Finsinger und P.R. Kleindorfer [I], S. 50f., und M. Crew and P. Kleindorfer [II], S. 188ff. Diese Zusammenhänge werden von Henderson teilweise vernachlässigt, weshalb man seiner Schlußfolgerung, bei der konventionellen Ausgestaltung von Höchstlasttarifen würde der Preis je kW maximaler Nachfrage zu hoch, der Preis je kWh für die abgenommene Energie zu gering ausfallen, skeptisch gegenüberstehen kann; vgl. J.S. Henderson, The Economics of Electricity Demand Charges. „Energy Journal“, Boston, MA, vol. 4 (1983), S. 131ff.

176 Vgl. S.V. Berg and A. Savvides, The Theory of Maximum kW Demand Charges for Electricity. „Energy Economics“, Guildford, vol. 5 (1983), S. 258ff.; A. Savvides, Kw Demand Charges. Practical and Theoretical Implications. In: S.V. Berg (Ed.), Innovative Electric Rates. Issues in Cost-Benefit Analysis. Lexington, MA, und Toronto 1983, S. 79ff., und T.N. Taylor and P.M. Schwarz, A Residential Demand Charge. Evidence from the Duke Power Time-of-Day Pricing Experiment. „Energy Journal“, vol. 7, no. 2 (1986), S. 135ff.

177 Vgl. S.V. Berg and A. Savvides, S. 259f. und S. 265f., und A. Savvides, S. 86ff.

erhöht wird. Die Autoren versuchten, diesen Aspekt, der solche Tarife als effizienzmindernd erscheinen läßt, abzuschwächen, indem sie davon ausgingen, daß diese Preiskomponente nicht nur dann effektiv sei, wenn die maximale Nachfrage erreicht werde, sondern auch in den sonstigen Peak-Intervallen, da die Nachfrage dann oft so wenig unter der maximalen Nachfrage liege, daß effektiv kein weiteres elektrisches Gerät eingeschaltet werden könne, ohne daß die maximale Nachfrage überschritten werde<sup>178</sup>.

Eine Rechtfertigung von Höchstlasttarifen unter Berücksichtigung der Auswirkungen der Inanspruchnahme der Versorgungskapazitäten auf die individuelle Nutzungsdauer und somit deren Verwendbarkeit bei der Konzipierung effizienter Tarife wurde von Finsinger/Kleindorfer unternommen<sup>179</sup>. Da die Nutzungsdauer die maximale Anzahl von Stunden angibt, in denen der einzelne Abnehmer seine Höchstlast realisieren kann<sup>180</sup>, unterstellen die Autoren eine Abhängigkeit des Zusammenfalls von individueller Leistungsspitze mit der Systemspitze von der Nutzungsdauer des Individuums. Abnehmern, die eine hohe Nutzungsdauer aufweisen, wird eher unterstellt, daß ihre Höchstlast in den Zeitraum fällt, in dem das Gesamtsystem an der Grenze seiner Kapazität arbeitet, als Abnehmern mit einer geringeren Nutzungsdauer. Insofern unterstützen sie Tarifsysteme, bei denen dieses Konzept explizit oder implizit Berücksichtigung findet<sup>181</sup>. Allerdings kann man einer solchen Beurteilung mit guten Gründen kritisch gegenüberstehen. Zwar weisen Finsinger/Kleindorfer darauf hin, daß eine reine Höchstlastpreisbildung nur in bestimmten Fällen einer Spitzenlastpreisbildung – also der Verwendung zeitabhängiger linearer Tarife – hinsichtlich der Allokationseffizienz überlegen ist<sup>182</sup>, die reine Durchschnittsbetrachtung bei der Berechnung der Nutzungsdauer aber läßt die Verwendung dieses Konzepts bezüglich der diffizilen Frage, welche Preise angemessen erscheinen, um die Inanspruchnahme der Kapazitäten wirksam den Abnehmern zu signalisieren, fragwürdig erscheinen. Insbesondere wenn man den Fall unterstellt, daß die individuelle Höchstlast vollständig außerhalb der Systemspitzenlast auftritt – für den auch Finsinger/Kleindorfer von einer Berücksichtigung eines Leistungspreises aufgrund falscher Preissignale absehen<sup>183</sup> –, ist nicht automatisch sichergestellt, daß ein solcher Abnehmer eine geringere Nutzungsdauer

---

178 Vgl. T.N. Taylor and P.M. Schwarz, S. 138ff.

179 Vgl. J. Finsinger und P.R. Kleindorfer [I].

180 Nur im Fall einer Nachfrage, deren Lastganglinie sich als Rechteck darstellt, liegt diese Identität der Nutzungsdauer mit der Zeitdauer der Inanspruchnahme der individuellen Höchstlast vor. Im Normalfall wird der Abnehmer seine maximale Leistung während einer geringeren Zeitspanne nachfragen.

181 Vgl. J. Finsinger und P.R. Kleindorfer [I], S. 51f.

182 Vgl. J. Finsinger und P.R. Kleindorfer [I], S. 50f., wobei allerdings nicht ganz klar ist, wie der Arbeitspreis bei der Höchstlastpreisbildung festzulegen ist, da zwar bei der Beschreibung der Spitzenlastpreise auf die zeitlich variierenden Grenzkosten hingewiesen wird, dieser Aspekt aber bei dem Höchstlasttarif nicht mehr aufgegriffen wird. Darüberhinaus wird die eindeutige Überlegenheit des letzteren Tarifs über eine Spitzenlasttarifierung für den Fall behauptet, daß die Nachfrage nach der Leistung kontinuierlich schwankend verläuft, womit bei konstanten Grenzpreisen in den einzelnen diskreten Zeitperioden – die Autoren unterstellen hier drei solcher Zeitabschnitte – keine jederzeitige Gewähr für die Einhaltung der Grenzkostenpreisregel gegeben ist. Diese Prämisse wäre bei der von ihnen vorgeschlagenen Höchstlasttarifierung einerseits ebenfalls nicht erfüllt, andererseits ist es wohl nicht unbedingt erforderlich, von kontinuierlich schwankenden Grenzkosten auszugehen – was Finsinger und Kleindorfer offensichtlich unterstellt haben.

183 Vgl. J. Finsinger und P.R. Kleindorfer [I], S. 52.

aufweist als ein Verbraucher, dessen maximale Leistungsaufnahme genau in den Zeitraum der Systemspitzenlast fällt. Unter diesem Gesichtspunkt impliziert ein unter dem Aspekt der Allokationseffizienz konzipierter Höchstlasttarif, daß ein Leistungspreis nur dann anfällt, wenn die individuelle Höchstlast während der Zeiten der maximalen Kapazitätsauslastung im gesamten Versorgungssystem realisiert wird<sup>184</sup>.

Nur für den Fall, daß die individuelle Benutzungsdauer den maximal möglichen Wert annimmt<sup>185</sup>, ist mit Sicherheit der zeitliche Zusammenfall der individuellen Höchstlast mit der Systemspitzenlast gegeben. Eine realitätsnähere Betrachtung mit einer geringeren als der maximal möglichen Benutzungsdauer läßt für einen eindeutigen Zusammenhang zwischen ihrer Höhe und dem Beitrag zur Verursachung der Kapazitätskosten keinen Raum, da eine gleiche Kapazitätsbeanspruchung zur Zeit der Systemspitzenlast<sup>186</sup> kompatibel mit unterschiedlichen Benutzungsdauern ist bzw. gleiche Benutzungsdauern mit differierenden Leistungsanforderungen zur relevanten Zeit einhergehen können. Aus diesen Überlegungen resultieren deutliche Vorbehalte gegenüber der Verwendung leistungsabhängiger Tarifbestandteile, für deren Höhe kein eindeutiger Zusammenhang zum Ausmaß der individuellen Leistungsanfrage im für die Bestimmung der Gesamtkapazität relevanten Zeitraum besteht.

### 3.2.3. Kostenorientierte Tarife für unterschiedliche Abnehmergruppen?

#### 3.2.3.1. Begründung der Tariff differenzierung

Neben der quantitativen Preisdifferenzierung ist in der Versorgungswirtschaft seit Beginn des 20. Jahrhunderts eine Differenzierung der Tarife nach Abnehmergruppen üblich und auch gesetzlich zulässig<sup>187</sup>. Diese Ausgestaltung der Stromtarife folgt aber nach den Ausführungen von Vertretern der Versorgungswirtschaft nicht aus der Zielsetzung der Gewinnmaximierung eines preisdifferenzierenden Monopolisten. Sie wird mit folgendem Argumentationsgang gerechtfertigt: Der Grundsatz der Kostenorientierung verlange – neben der Deckung der Gesamtkosten durch die Gesamterlöse –, daß jeder Kunde die durch ihn verursachten Kosten trage<sup>188</sup>. Da die Nachfrager unterschiedliche hohe Kosten verursachen, müßte eigentlich eine individuelle Preisgestaltung erfolgen. Aus Gründen einer ökonomischen Tarifbildung machen die EVU sich an dieser Stelle den Sachverhalt zunutze, daß das Verhalten innerhalb bestimmter Gruppen relativ homogen, zwischen den Gruppen aber weitgehend heterogen ausfällt. So kann unter Vermeidung ineffizienter Einzelfalllösungen eine nach diesen in sich relativ homogenen Gruppen differenzierte Preisstellung erfolgen; diese wird als kostenorientierter Tarif deklariert<sup>189</sup>.

184 Vgl. M. Crew and P. Kleindorfer [II], S. 192f., die auch Beispiele für solche Tarife geben.

185 Der Verlauf des zugehörigen Lastgangs müßte hier einem Rechteck entsprechen.

186 Also eine gleiche Höhe der Nachfrage nach elektrischer Leistung.

187 Vgl. zu diesem und zu weiteren Aspekten der Marktspaltung durch die EVU H. Grüner [II], S. 370ff.

188 Vgl. neben den Ausführungen im Abschnitt 3.1. im zweiten Kapitel N. Weigt [III], S. 512; H. Meier [I], S. 378.

189 Vgl. H. Meier [I], S. 378; M. Crew and P. Kleindorfer [II], S. 175f.

Nach den früheren Überlegungen zur Charakterisierung einer Preisdifferenzierung wäre einer solchen Überlegung dann zuzustimmen, wenn die Kosten der Leistungen der EVU, die sie gegenüber einzelnen Abnehmern erbringen, für alle Abnehmer das gleiche Verhältnis zu den Preisen aufweisen.

Insbesondere bei den Kapazitätskosten und den Kosten für die Leitungsnetze fallen gemäß den Verlautbarungen der Elektrizitätswirtschaft je nach Abnehmergruppe unterschiedliche Kosten an<sup>190</sup>. Zum Nachweis dieser Unterschiede wird für die Kapazitätskosten auf die Unterschiede in den Lastgängen hingewiesen, die für Privathaushalte, landwirtschaftliche Betriebe oder Gewerbebetriebe typisch sind. Aus dem Sachverhalt, daß die jeweiligen Höchstlasten innerhalb der Abnehmergruppen in unterschiedlichem Maß während der Systemspitzenlast auftreten und insofern auch ungleich zur Gesamtanforderung an den notwendigen Kraftwerkspark beitragen, wird gefolgt, daß es ungerechtfertigt und mit dem Grundsatz der Kostenorientierung nicht zu vereinbaren sei, wenn ein für alle Abnehmergruppen einheitlicher Tarif eingeführt werde<sup>191</sup>. Daneben wird die Verteilung der Gemeinkosten aus der Vorhaltung der Leitungswege so vorgenommen, daß die Kosten der auf den einzelnen Spannungsstufen vorhandenen Netze anteilig auf die Gruppen verteilt werden, die auf dieser und auf den nachgelagerten Spannungsstufen versorgt werden<sup>192</sup>. Das heißt also, daß sich die Tarifkunden nach dieser Argumentation ceteris paribus gegenüber den Abnehmern, die aus dem Hochspannungsnetz bzw. aus dem Mittelspannungsnetz versorgt werden, insgesamt höheren Preisen entgegensehen müßten, da ihnen anteilig die Kosten aller Netze angelastet werden, während große Sonderabnehmer, die aus dem Hochspannungsnetz versorgt werden, lediglich die Kosten für diesen Teil des gesamten Netzes – wiederum anteilig, da sie ja nicht allein für die höchste momentane Beanspruchung verantwortlich sind – tragen müssen<sup>193</sup>.

### 3.2.3.2. Kritische Würdigung

Zunächst ist festzuhalten, daß die durch die BTO Elt rechtlich garantierte Aufteilung des Gesamtmarktes „Elektrische Energie“ in die Einzelmärkte für Haushalte, landwirtschaftliche und gewerbliche Abnehmer sowie für die nicht der öffentlichen Aufsicht unterliegenden Sonderabnehmer einer Situation entspricht, wie sie im Bereich der Wirtschaftstheorie als Voraussetzung für das Vorliegen des Phänomens der Preisdifferenzierung genannt wird, ohne daß der einzelne Anbieter von Strom für die Errichtung dieser Marktpaltung Kosten aufwenden muß. Es stellt sich nun allerdings die Frage, ob eine solche Preissetzung durch Kostendifferenzen begründbar ist<sup>194</sup>.

---

190 Vgl. G. Lang, S. 19f.

191 Vgl. H. Meier [I], S. 379.

192 Vgl. Arbeitskreis „Kostenrechnung“ der VDEW; W. Ohlms u.a., S. 223ff.

193 Die unterschiedlichen Verfahren zur Verteilung der Gemeinkosten sollen an dieser Stelle nicht vertieft dargestellt werden; vgl. dazu Arbeitskreis „Kostenrechnung“ der VDEW; W. Ohlms u.a. bzw. H. Stumpf, R. Hollenweger und W. Ohlms, Kostenträgerrechnung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen als Grundlage kostenorientierter Preisbildung für elektrische Energie. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Jg. 4 (1980), S. 315ff.

194 An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, daß die Begriffe „Preisdifferenzierung“ und „Preisdiskriminierung“ in früheren Publikationen nicht – wie in der vorliegenden Untersuchung – synonym gebraucht wurden, sondern Preisdifferenzierung für den Fall unterschiedlicher Preise durch Kosten-

Unbestritten ist, daß die Kosten der Versorgung einer Volkswirtschaft mit elektrischer Energie unterschiedlich ausfallen, wenn die Größe des Leitungsnetzes oder des Kraftwerksparks sich ändert. Will man nun gemäß dem Grundsatz der Kostenorientierung unter Vermeidung von Einzelfallregelungen eine Gruppenkostendeckung erreichen, so könnte man neben dem Versuch, mittels einer Kostenstellen- und -trägerrechnung dieses Ziel zu erreichen, auch den Gedanken verfolgen, den jeweiligen Gruppen die „inkrementalen“ Kosten zuzuordnen, die erst durch ihre Zugehörigkeit zur Gesamtgruppe der Abnehmer elektrischer Energie ausgelöst werden<sup>195</sup>. Es wäre hier also zu fragen, welche Kosten durch den Wegfall einer Abnehmergruppe dem gesamten Versorgungssystem erspart blieben. Betrachtet man zunächst den Bereich der Netzkosten, so stellt man sehr schnell fest, daß dieses Konzept relativ fruchtlos ist. Während einerseits im Gegensatz zur aktuellen Praxis die Kosten des Hochspannungsnetzes lediglich den Hochspannungs-Sonderabnehmern und nicht auch den anderen Abnehmergruppen zugerechnet werden dürften<sup>196</sup>, ergäbe sich für den Fall der Sonderabnehmer, die aus dem Mittelspannungsnetz versorgt werden, daß diese keine Netzkosten zu übernehmen hätten, da selbst bei Wegfall dieser Abnehmergruppe ein Mittelspannungsnetz schwerlich zu entbehren wäre. Somit müßten die restlichen Abnehmergruppen mit diesen Kosten belastet werden, womit das Konzept ad absurdum geführt wäre.

Die praktizierte Verteilung des hohen Anteils an Gemeinkosten kann ebenfalls kritisiert werden. Insbesondere ist es im Tarifabnehmerbereich problematisch, im Einzelfall eine Einstufung eines Abnehmers von elektrischer Energie vorzunehmen, der nicht eindeutig unter eine der Gruppen subsumiert werden kann. Da die Benutzungsdauer der Systemhöchstlast der einzelnen Gruppe relevant ist, werden alle Abnehmer, deren individuelle Lastganglinie nicht wenigstens grob mit jener der Gruppe, in die sie eingeordnet wurden, übereinstimmt, nicht in der Weise zur Deckung der gesamten Kosten des EVU herangezogen, wie es aus Gründen der Kostengerechtigkeit notwendig wäre. Insofern ist es zu verstehen, daß an einigen Stellen über die Möglichkeit nachgedacht wird, eine für alle Tarifabnehmer einheitliche Preisstellung einzuführen<sup>197</sup>. Solange allerdings eine derartige Ausgestaltung der Preise im Bereich der Tarifabnehmer nicht mit weitergehenden Anstrengungen gekoppelt wird, zusätzlich durch genauere Messungen der Leistungsinanspruchnahme<sup>198</sup> nicht hinter den aktuellen Stand der Tarifgerechtigkeit zurückzugehen, ist kritischen Stimmen, die auf

---

differenzen (hier „Preisdifferenzen“) und Preisdiskriminierung für den Fall unterschiedlicher Preise bei gleichen Kosten verwendet wurde; vgl. van der Maas, Preisdifferenzierung und Preisdiskriminierung in der Energieversorgung. In: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (Hrsg.), S. 122, und J. Buderath, *passim*.

195 Vgl. zu diesem Ansatz J.C. Bonbright, S. 304f.

196 Wobei allerdings unterstellt wird, daß ein Versorgungssystem mit der sich dann ergebenden Abnehmerstruktur und dem dadurch ermöglichten Verzicht auf ein Hochspannungsnetz trotz der stärkeren Dezentralisierung gegenüber dem momentan existierenden System nicht auf Effizienzvorteile verzichten muß; zur Kritik an der Praxis der Verteilung der Netzkosten auf die Abnehmergruppen vgl. Antrag der Abgeordneten Dr. Daniels (Regensburg), Stratmann, Frau Teubner und der Fraktion DIE GRÜNEN, S. 23ff., und D. Seifried [I], S. 160f.

197 Vgl. K. Deparade, Ein Tarif für alle Bedarfsarten. „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“, Jg. 39 (1989), S. 515ff.

198 Vgl. J. Finsinger [II], S. 190.

die tatsächliche, zeitlich divergierende Inanspruchnahme des gesamten Versorgungssystems hinweisen<sup>199</sup>, kein durchschlagendes Argument entgegenzuhalten.

Die angeführten Gründe für eine Differenzierung der Preise nach den Abnehmergruppen sind unter den herrschenden Bedingungen der Erfassung und Messung der individuellen Lastganglinie nur zum Teil akzeptabel. Die Kosten, die für die einzelnen Teile des Fortleitungs- und Verteilungsnetzes anfallen, den Abnehmern zuzuordnen, die unter Verwendung dieser Teile versorgt werden, erscheint plausibel<sup>200</sup>. Allerdings ist die Begründung für die unterschiedliche Belastung der Gruppen mit den Kosten für die Bereitstellung des Kraftwerksparks nur dann zu verstehen, wenn man als Alternative eine identische Tarifierung aller Abnehmer ohne Rücksicht auf den Zeitpunkt der Leistungsanspruchnahme vorschlagen würde.

### 3.3. Zwischenergebnis

Die Zieladäquanz der Grundmodelle wurde bezüglich des allokativtheoretischen Konzepts der Grenzkostenpreisregel und des in der praktischen Energiepolitik vorherrschenden Begriffs der Kostenorientierung untersucht. Konkret wurde zunächst untersucht, inwieweit eine optimale Marktversorgung, gemessen an dem Leitbild eines Konkurrenzmarktes, erreicht werden kann und ob hierbei die Einheitlichkeit der Grenzpreise für alle Abnehmer gewährleistet wird. Während bei zweiteiligen Tarifen die optimale Menge aufgrund der notwendigen Erfüllung der Eigenwirtschaftlichkeitsregel unter dem Aspekt der Maximierung des sozialen Überschusses oftmals nicht erreicht wird, ergibt sich bei der Anwendung von Blocktarifen aufgrund von Unstetigkeiten in der Budgetgeraden und von Einkommenseffekten das vorgelagerte Problem der nicht immer eindeutigen Existenz einer Nachfragekurve. Die Frage der Marktversorgung kann in einem weiteren Schritt so beantwortet werden, daß bei gleicher Zielsetzung der Anbieter ein Blocktarif immer zu einer mindestens so guten Lösung führt wie ein zweiteiliger Tarif, da die Mengeneinheiten im letzten Block zum Grenzkostenpreis verkauft werden. Wohlfahrtstheoretisch ergibt sich darüber hinaus eine eindeutige Dominanz des Blocktarifs.

Ähnlich problematisch wie bei einem Blocktarif stellt sich die Situation der Herleitung einer individuellen Nachfragekurve im Falle eines Mengenrabatts dar. Aber auch hier kann man im Regelfall mit einer gleichen Marktversorgung wie auf einem Konkurrenzmarkt rechnen. Eindeutig positiv konnte bezüglich dieses Kriteriums ein zeitabhängiger linearer Tarif beurteilt werden, da hier die Grenzkostenpreisregel konsequent angewandt wird.

---

199 Vgl. H. Meier [I].

200 An dieser Stelle sei noch einmal auf den Vorbehalt eingegangen, daß ein solches Vorgehen die Existenz eines Systems von Großkraftwerken voraussetzt, welches aus Sicht von Tarifabnehmern nicht gleichermaßen notwendig ist wie aus Sicht großer Sonderabnehmer, vgl. D. Seifried [I], S. 160ff. Ob eine Energieversorgung, die einerseits für den Bereich dieser großen und auch der mittleren Abnehmer die bisherige Struktur großer Kraftwerkseinheiten beibehält, andererseits für den Bereich der kleinen Abnehmer zu einer dezentralen Struktur unter Verwendung kleiner, kombinierter Wärme- und Stromkraftwerke mit deutlich höherem Wirkungsgrad übergeht („Kommunalisierung der Energieversorgung“), der bisherigen Marktorganisation überlegen ist, kann in dieser Untersuchung nicht vertieft werden.

Die Untersuchung der Frage, ob bei den analysierten Tarifmodellen Fälle von Preisdifferenzierungen vorliegen, ergab, daß bei zweiteiligen und bei zeitabhängigen linearen Tarifen uniforme, von der abgenommenen Menge unabhängige Grenzpreise gefordert werden, während Blocktarife und Mengenrabatte Fälle quantitativer Preisdifferenzierung darstellen. Hier ergab allerdings eine differenzierte Analyse unter Einschluß der Problematik zunehmender Skalenerträge, daß Blocktarife und Mengenrabatte zweiteilige Tarife dominieren. Auch die Differenzierung zwischen einzelnen, in sich homogenen Abnehmergruppen, die zu einer Preisdifferenzierung dritten Grades führt, kann zu einer Erhöhung des sozialen Überschusses führen. Die mit der Preisdifferenzierung einhergehenden Verteilungswirkungen sind ebenfalls deutlich zu erkennen; eine Akzeptanz ergibt sich allenfalls aus dem Umstand, daß dadurch ein Gut, dessen Produktionstechnologie durch zunehmende Skalenerträge gekennzeichnet ist, auch ohne staatliche Subventionierung in einer wohlfahrtsoptimalen Weise angeboten werden kann.

Bei der Untersuchung der Kostenorientierung erfolgte eine gewisse Loslösung von den theoretischen Grundmodellen. Hauptpunkte waren die Analyse der Argumente für eine Verwendung zweiteiliger Tarife und für eine Preisdifferenzierung anhand des Kriteriums der Zugehörigkeit zu bestimmten Abnehmergruppen.

Eine modelltheoretische Untersuchung der von der Versorgungswirtschaft vorgebrachten Argumente für eine Verwendung zweiteiliger Tarife – insbesondere die behauptete Isomorphie zwischen dem Verlauf von Durchschnittskosten und -preisen – ergab, daß die unterstellte Kostenorientierung unter Berücksichtigung der langfristigen Anlage von Stromtarifen im wesentlichen verworfen werden mußte. Ökonomische Ansätze zur Gestaltung von zweiteiligen Tarifen, die die Kosten der Leistungsvorhaltung effektiver in einen Preis umsetzen können als die bisherigen Verfahren Höchstlast- und Spitzenlastpreissetzung, konnten durch eine Synthese beider Modelle konzipiert werden. Es war allerdings nicht möglich, eine wohlfahrtstheoretische Dominanz eines solchen Tarifs über einen zeitabhängigen linearen Tarif eindeutig nachzuweisen.

Die Analyse der von den EVU geübten Praxis, verschiedenen Abnehmergruppen unterschiedliche Preise in Rechnung zu stellen, ergab, daß die Verteilung der Netzkosten in Abhängigkeit von der Spannungsstufe, aus welcher jede Gruppe versorgt wird, prinzipiell – bei Akzeptanz des bestehenden Versorgungssystems – akzeptiert werden konnte. Problematisch aber erscheint die Begründung für die Aufteilung der (Gemeinkosten für die Erzeugungs- und Fortleitungs- bzw. Verteilungskapazitäten. Hiernach wird aufgrund der unterschiedlichen Benutzungsdauern, die für die einzelnen Abnehmergruppen hinsichtlich der Systemspitzenlast gemessen werden, eine entsprechend unterschiedliche Kostenverursachung abgeleitet und somit unterschiedlich hohe Preise gerechtfertigt. Ein solches Vorgehen erscheint vor dem Hintergrund der mangelnden Einzelfallgerechtigkeit und der Existenz einer eindeutig überlegenen, allerdings mit höheren Transaktionskosten behafteten Alternative in Form zeitabhängiger Preise inadäquat. Im nächsten Schritt soll daher die Analyse dieser modelltheoretischen Alternative vertieft werden, wobei auch der Entwicklung der theoretischen Diskussion Raum gewährt wird.

## 4. Zeitabhängige Tarife als Lösung des Problems effizienter Preisbildung bei Spitzenlastphänomenen

### 4.1. Entwicklung der theoretischen Diskussion

#### 4.1.1. Problembeschreibung und frühe Lösungsansätze

Die Unternehmen in der Elektrizitätsbranche teilen mit der in Lehrbüchern unterstellten Situation die Eigenschaft, daß zwischen Produktion und Absatz kein Unterschied besteht. Während dieser Synchronismus im Lehrbuchfall als Annahme zur Vermeidung des Problems der Lagerhaltung eingeführt wurde, ergibt er sich für die EVU als Anbieter eines nichtlagerfähigen Gutes. Da gleichzeitig aber die Marktnachfrage nach elektrischem Strom schwankt, stehen die EVU vor dem Problem, daß sie ihre Kapazitäten an der höchsten momentan geplanten Beanspruchung durch die Verbraucher ausrichten müssen<sup>201</sup>, jedoch aus Gründen der Profitabilität eine weitgehende Unterauslastung der Kapazitäten zu vermeiden suchen, die bei einer Preisstellung durch einen in jeder Situation einheitlichen Preis aufgrund der Nachfrageschwankungen zu erwarten wäre. Aufgrund dieser Beschreibung liegt die Vermutung nahe, daß die EVU diese ungleichmäßige Nachfrage berücksichtigen und die Preise daran anpassen sollten.

Frühe theoretische Untersuchungen dieses Phänomens für den Bereich der Elektrizität finden sich in Beiträgen aus der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts. Die Frage der theoretisch sinnvollen Preissetzung im ähnlich gelagerten Fall der Eisenbahnen war bereits im Ausgang des 19. Jahrhunderts Gegenstand einiger Veröffentlichungen<sup>202</sup>, wohingegen zu jener Frühzeit der Anwendung elektrischer Energie hauptsächlich Ingenieure der damals bestehenden Gesellschaften über diese Fragen nachdachten. Einen der ersten Beiträge, welcher die praktischen Tarifierungsmethoden der EVU hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit auf andere Gebiete öffentlicher Versorgung analysierte, lieferte Clark im Jahr 1911<sup>203</sup>; er wandte sich hier gegen einen konkreten Tarifvorschlag, bei welchem die Preise an den verschiedenen Nachfragehöhen ausgerichtet werden sollten, und zeigte in diesem Zusammenhang, daß eine Differenzierung eines reinen kWh-Preises<sup>204</sup> nach den Abnahmezeiten zur teilweisen Meidung solcher Zeiträume führen würde, denen hohe Preise zugeordnet werden. Dadurch könnte sich ein Zustand einstellen, in welchem die Nachfrage während einer längeren Zeitspanne – nicht bloß während der absoluten, nur kurzzeitig auftretenden Spitzenlast – auf einem bestimmten Niveau bliebe und somit eine ausreichende Basis bilde, um auch die bisher nicht gedeckten Kapazitätskosten zu tragen<sup>205</sup>. Wie sich im folgenden zeigen wird, steckt in dieser Passage bereits ein wichtiger Aspekt der späteren klassischen Lösungen des Problems.

- 
- 201 Wobei bezüglich des uns interessierenden Teils aller Verbraucher – nämlich der Tarifabnehmer – das Institut der Versorgungspflicht die EVU zu diesem Verhalten zwingt.
- 202 Vgl. hierzu die Ausführungen in Abschnitt 2.3.2. in diesem Kapitel zur Kontroverse zwischen Taussig und Pigou mit den dort angeführten Quellen.
- 203 Vgl. J.M. Clark.
- 204 Wobei die Frage, ob dieser Preis in Höhe der variablen Kosten gesetzt werden sollte, nicht klar zu beantworten ist.
- 205 Vgl. J.M. Clark, S. 482f.

Ein weiterer Beitrag stammt aus dem Jahr 1929 von Bye<sup>206</sup>; Ausgangspunkt war hier die Frage, ob unterschiedliche Preise, die ein Unternehmen aus der Versorgungswirtschaft unterschiedlichen Kundengruppen in Rechnung stellt, notwendigerweise als Fall einer „monopolistischen Preisdifferenzierung“ zu qualifizieren seien. Bye analysiert hier unter dem Blickwinkel der verbundenen Produktion, die im Fall der Elektrizitätsversorgung hinsichtlich der gemeinsamen Nutzung der Kapazitäten zur Erzeugung von Energie zu verschiedenen Zeitpunkten gegeben sei, recht exakt die wohlfahrtstheoretische Lösung des Problems, die 28 Jahre später von Steiner<sup>207</sup> – noch dazu in der gleichen Zeitschrift – erneut vorgetragen wurde, wenn auch dann in einer verfeinerten und in einigen Bereichen detaillierteren Weise<sup>208</sup>. Interessant an den Schlußfolgerungen von Bye, dessen Ausgangspunkt ja die Begründung abnehmergruppenspezifischer Tarife war, ist seine Empfehlung, sofern die Abnehmergruppen nicht nur aus Wirtschaftssubjekten bestehen, die lediglich in einer der beiden Perioden nachfragen, im Fall der Spitzenlastpreisbildung von herkömmlichen Tarifstrukturen abzugehen und zeitabhängige Preise einzuführen<sup>209</sup>.

Aufgrund der weitgehenden Ähnlichkeit dieser Lösung mit den „klassischen“ Beiträgen von Boiteux und Steiner soll auf eine Darstellung hier verzichtet werden. Die weitere Entwicklung der Lösung des Problems der Spitzenlastpreisbildung erfolgte erst während und nach dem Ende des zweiten Weltkrieges<sup>210</sup>, nachdem einerseits Fragen der Preisbildung im Energiesektor aufgrund der zunehmenden Bedeutung dieser Branche an Aktualität gewonnen hatten, andererseits speziell in Frankreich praktische Voraussetzungen für eine tiefergehende Untersuchung der optimalen Preisbildung gerade im Bereich der Elektrizitätsversorgung durch die Verstaatlichung der Stromwirtschaft unter dem Dach der Electricité de France geschaffen wurden. Der erste Beitrag in dieser Zeit aus der Feder von Boiteux<sup>211</sup> stammte insofern folgerichtig von einem Beschäftigten dieses Unternehmens.

- 206 Vgl. R.T. Bye, Composite Demand and Joint Supply in Relation to Public Utility Rates. „Quarterly Journal of Economics“, vol. 44 (1930), S. 40ff., insbesondere S. 53ff. Byes Aufsatz erschien im November 1929, wohingegen der gesamte Band des 44. Jahrgangs erst 1930 herausgegeben wurde; vgl. R.W. Ault and R.B. Ekelund Jr., The Problem of Unnecessary Originality in Economics. „Southern Economic Journal“, vol. 53 (1986/87), S. 655 und S. 660.
- 207 Vgl. P.O. Steiner [I], Peak Loads and Efficient Pricing. „Quarterly Journal of Economics“, vol. 71 (1957), S. 585ff.
- 208 Das Phänomen der „vermeintlichen Originalität“ vieler Beiträge angesichts bereits vorhandener (Teil-)Lösungen in der Literatur wird von R.W. Ault und R.B. Ekelund Jr., S. 653ff., gerade an diesem Beispiel dargestellt.
- 209 Vgl. R.T. Bye, S. 61f.
- 210 Steiner berücksichtigt in seinem klassischen Beitrag insbesondere die Arbeiten von W.A. Lewis; H.S. Houthakker.; I.M.D. Little, The Price of Fuel. Oxford 1953, und R.K. Davidson [I]; vgl. P.O. Steiner [I], S. 586, Fußnote 3.
- 211 Vgl. M. Boiteux [I], Peak Load Pricing. In: J.R. Nelson (Ed.), Marginal Cost Pricing in Practice. Englewood Cliffs, NJ, 1964, S. 59ff. Die Originalarbeit erschien in der Zeitschrift Revue Générale de l’Electricité und wurde später in englischer Sprache zunächst 1960 im Journal of Business und danach unverändert in der hier zitierten Quelle veröffentlicht. Die Tatsache, daß die Erstpublikation in französischer Sprache erfolgte, war offenkundig dafür verantwortlich, daß ein weiteres Mal eine zeitlich frühere Problemlösung in der englischsprachigen Fachwelt zunächst keine große Beachtung fand; vgl. hierzu J. Hirshleifer [II], Peak Loads and Efficient Pricing. A Prior Contribution. „Quarterly Journal of Economics“, vol. 73 (1959), S. 497f.

In der folgenden Darstellung findet eine Beschränkung dergestalt statt, daß neben der Präsentation der Grundmodelle von Boiteux und Steiner lediglich auf die Frage der Qualifizierung der Lösung als Preisdifferenzierung, die Eindeutigkeit der Ergebnisse bei Anwendung nichtlinearer Preise, die Konsequenzen der Einführung ungleich langer Teilperioden und Unteilbarkeiten bei den Kapazitäten, die Übertragung auf andere Marktformen und die Annahme heterogener Kapazitäten eingegangen wird.

#### 4.1.2. Die klassischen Beiträge zur Spitzenlastpreisbildung

Boiteux veröffentlichte im Jahre 1949 seine Klärung des Problems, wie im Fall zeitlich schwankender Nachfrage und fehlender Lagerfähigkeit des Produkts eine (Grenz Kosten-) Preisbildung sinnvollerweise gestaltet werden sollte. Dabei legte er besonderes Gewicht auf die Unterscheidung zwischen kurz- und langfristiger Preissetzung und untersuchte zunächst den Fall konstanter Nachfragebedingungen. Das Resultat seiner Überlegungen läßt sich folgendermaßen zusammenfassen: Für einen bestehenden Betrieb kann eine Funktion der Grenzkosten nur in kurzfristiger Sicht ermittelt werden, da man von den vorhandenen fixen Kapazitäten auszugehen hat; daher sind zur kurzfristigen wohlfahrtsoptimalen Nutzung dieser Anlagen – gemessen an der in einem Konkurrenzmarkt gegebenen Gleichsetzung der Nachfrage mit den Grenzkosten – die in den beiden von Boiteux unterstellten Perioden geltende Nachfragekurve mit der kurzfristigen Grenzkostenfunktion gleichzusetzen<sup>212</sup>. Darüber hinaus ist es ökonomisch sinnvoll, Kapazitäten so bereitzustellen, daß die sich bei kurzfristiger Grenzkostentarifierung ergebende Menge mit den geringstmöglichen Kosten produziert werden kann. Der Punkt, an dem diese Forderung erfüllt ist, liegt an der Stelle, an der die existierende kurzfristige Grenzkostenfunktion die hypothetische langfristige Grenzkostenfunktion schneidet. Dieses Ergebnis stellt sich infolge der Eigenschaft der langfristigen Kostenfunktion als Umhüllende aller kurzfristigen Kostenfunktionen ein<sup>213</sup>. Dadurch, daß der Schnittpunkt der Grenzkostenfunktionen den Lösungspunkt determiniert, erübriggt sich die Frage, welche der beiden Funktionen zur Preissetzung Anwendung finden soll: „*Provided there is an optimal investment policy, short-term pricing is also long-term pricing, and there is no longer any contradiction between the two*“<sup>214</sup>. Aber auch in den Fällen, in denen eine solche optimale Ausgestaltung der Kapazität nicht existiert, sollte der Preis durch die Gleichsetzung der Nachfragekurve mit den langfristigen Grenzkosten bestimmt werden, da ansonsten mit jeder Änderung in den Nachfragekonstellationen eine Neufestsetzung der Preise erfolgen müßte<sup>215</sup>. Aufgrund der nicht vorhandenen Möglichkeit der Haushalte, sich unendlich schnell an solche Preisänderungen anzupassen, ist eine strikte Preissetzung in Höhe der jeweiligen kurzfristigen Grenzkosten sehr wahrscheinlich mit Wohlfahrtsverlusten verbunden. Boiteux schlug aus diesem Grund vor, die Preise auch bei nicht optimaler

---

212 Vgl. M. Boiteux [I], S. 67f.

213 Zur Diskussion langfristiger Kostenkurven vgl. J. Viner, Kosten- und Angebotskurven. In: A.E. Ott (Hrsg.), S. 195ff., und J. Schumann, S. 187ff.

214 M. Boiteux [I], S. 70.

215 Diese Schlußfolgerung basiert auf der Annahme einer schwach ansteigenden langfristigen und einer sehr stark zunehmenden kurzfristigen Grenzkostenfunktion; vgl. M. Boiteux, S. 69f.

Kapazität in Höhe der langfristigen Grenzkosten zu belassen; auf der Produktionsseite ist dann mit einer Anpassung an die gegebene Nachfrage zu rechnen<sup>216</sup>.

Den hier interessierenden Fall schwankender Nachfrage untersucht Boiteux sowohl unter der Annahme ertragsgesetzlicher als auch limitationaler Kostenverläufe. Zunächst demonstriert er, daß eine „naive“ Anwendung der Grenzkostenregel, nach der der größeren Nachfrage („Tag“) neben den variablen Kosten der Erzeugung auch die Kosten der Anlagen zugerechnet werden müssen, während die geringere Nachfrage („Nacht“) lediglich die durch ihre Versorgung entstehenden variablen Kosten tragen muß, zu der paradoxen Situation führen kann, in welcher die grundsätzlich geringere Nachfrage durch den niedrigeren Preis letztlich eine höhere Menge abzunehmen bereit ist als die höhere Nachfrage<sup>217</sup>. Diese Verlagerung der Spitzenlast, von Steiner als „shifting peak“-Fall bezeichnet<sup>218</sup>, verlangt daher eine gründlichere Analyse als zunächst vermutet. Boiteux erhält aus einem Kostenminimierungsansatz das Ergebnis, daß ein langfristiges Optimum dann erreicht ist, wenn die Summe der Preise in den beiden Perioden den langfristigen Grenzkosten entspricht und gleichzeitig diese Preise in den Schnittpunkten der Nachfragekurven mit den kurzfristigen Grenzkostenfunktionen liegen<sup>219</sup>. Die Bestimmung der in den beiden Perioden in Anspruch genommenen und damit gleichzeitig optimalen Kapazität ist von der unterstellten Produktions-technologie abhängig.

Bei Verwendung einer ertragsgesetzlichen Kostenfunktion wird die Kapazität im Regelfall von der höheren Nachfrage bestimmt, ohne daß allerdings unbedingt die „naive“ Preissetzungsrregel zur Anwendung kommen wird<sup>220</sup>. Wird dagegen eine limitationale Kostenfunktion unterstellt, so hängen die jeweils optimalen Werte für die in Anspruch genommenen Kapazitäten in den beiden Perioden und damit auch die notwendige Kapazität vom Verlauf der Nachfragekurven und der jeweiligen kurz- und langfristigen Grenzkosten ab<sup>221</sup>. Liegen die beiden Nachfragekurven weit auseinander bzw. sind die Kapazitätsgrenzkosten niedrig, so ist die Wahrscheinlichkeit groß, daß nur die Tagesnachfrage die Kapazität bestimmt und daher neben den kurzfristigen Grenzkosten (hauptsächlich Brennstoffkosten) die Kosten der Bereitstellung der Anlagen in voller Höhe zu tragen hat. Dieser Fall entspricht der „naiven“ Grenzkostenpreisregel und wurde von Steiner als „firm peak“-Fall bezeichnet<sup>222</sup>. Im umgekehrten Fall sind beide Perioden für die Höhe der Kapazität verantwortlich und tragen demnach gemeinsam – abhängig von der Höhe der Nachfrage – zu den Kapazitätskosten bei. Die Grenze zwischen beiden Fällen ist dann erreicht, wenn die Kapazitätsmenge, die die Konsumenten am Tag bei einem Preis in Höhe der langfristigen

---

216 Vgl. M. Boiteux, S. 70ff.

217 Vgl. M. Boiteux, S. 73f.

218 Vgl. P.O. Steiner [I], S. 589; eine graphische Verdeutlichung erfolgt in Schaubild 23.

219 Vgl. M. Boiteux [I], S. 75f. und S. 86ff.

220 Vgl. M. Boiteux, S. 74, und mit etwas veränderten Symbolen und anderem zeitlichen Bezug der Kapazitätskosten (Kosten pro kW pro 24 Stunden gegenüber 12 Stunden bei Boiteux) J. Hirshleifer [I], S. 455f.

221 Zu den Bedingungen, die erfüllt sein müssen, damit sich diese shifting peak-Lösung einstellt, vgl. M. Boiteux [I], S. 74 und S. 78f.

222 Vgl. P.O. Steiner [I], S. 588f.

Grenzkosten nachfragen, genau derjenigen entspricht, die die Abnehmer nachts bei einem Preis in Höhe der kurzfristigen Grenzkosten konsumieren wollen<sup>223</sup>.

Im Gegensatz zu Boiteux konzentriert sich Steiner auf die Bestimmung der optimalen Kapazität und lässt den Aspekt der Unterscheidung zwischen kurz- und langfristigen Aspekten außer acht. Daneben beschränkt er seine Überlegungen auf den Fall konstanter Brennstoff- und Kapazitätskosten pro genutzter Einheit der Kapazität. Durch diese Beschränkung kann er eine graphische Verdeutlichung des Problems einführen, die zunächst recht überzeugend wirkt. Steiner argumentiert mit Nachfragekurven nach Kapazität, weshalb er seine Diagramme auch auf der Höhe der durchschnittlichen Brennstoffkosten beginnen lässt, bei denen er – analog zur Situation bei öffentlichen Gütern – aufgrund der Ähnlichkeit mit dem Fall der Kuppelproduktion eine Vertikaladdition der Nachfragekurven durchführt, um zur Nachfragekurve nach Kapazität für beide Perioden zu gelangen<sup>224</sup>. Wenn nämlich die Nachfrage einer Periode nicht ausreicht, um die Kosten der Kapazitäten alleine zu tragen, muß man die kombinierte Nachfrage beider Perioden mit den langfristigen Grenzkosten gleichsetzen, um somit die optimale Kapazität ermitteln zu können<sup>225</sup>. Während Boiteux das Ergebnis – durch mathematische Formulierung fundiert – rein verbal präsentiert, gelangt Steiner durch graphische Analyse an sein Ziel, wobei er aber nicht erkennen läßt, daß dieses didaktisch gelungene Verfahren von der unterstellten Kostenfunktion abhängt<sup>226</sup>.

Die graphische Lösung für den „shifting peak“-Fall soll abschließend kurz dargestellt werden. Zur Verdeutlichung der unterschiedlichen Wahl des Ursprungs auf der Ordinate bei Steiner und im Kommentar von Hirshleifer und der sich daraus ergebenen Differenzen bezüglich der relevanten Größen auf dieser Achse werden beide Darstellungen gemeinsam in Schaubild 23 präsentiert.  $D_1$  (Tag) und  $D_2$  (Nacht) stellen die beiden Nachfragekurven der betrachteten Perioden dar,  $D_{1+2}$  die vertikale Summation dieser beiden Funktionen (Hirshleifers Verfahren) und  $D_c$  die Vertikaladdition der Abschnitte von  $D_1$  und  $D_2$ , die oberhalb der durchschnittlichen Brennstoffkosten b liegen, die aufgrund der Annahmen über die Produktionstechnologie gleich den kurzfristigen Grenzkosten sind (Steiners Verfahren). In Höhe von  $\beta$  liegen die Kapazitätsgrenzkosten, somit betragen die langfristigen Grenzkosten  $\beta+b$ . Etwas problematisch ist die Interpretation der Mengeneinheit x. Da die Analyse einerseits die Bestimmung der optimalen Höhe der Kapazitäten (im Fall der elektrischen Energie also kW) bezieht, andererseits aber die zu bestimmenden Preise regelmäßig die Dimensionierung Geldeinheiten/kWh aufweisen, ist hier eine Klärung notwendig.

Unter Berücksichtigung der Analyse im ersten Kapitel handelt es sich bei der Nachfrage zunächst um eine zeitpunktbezogene Nachfrage nach Erzeugungskapazi-

223 Unter Verwendung der Steiner'schen Symbole – b gleich den kurzfristigen Grenzkosten und  $\beta$  gleich den Kapazitätsgrenzkosten – ergibt sich daraus die Bedingung  $D_1(\beta + b) = D_2(b)$ , die, unter der Annahme linearer Nachfragefunktionen der allgemeinen Form  $q = m \cdot p + n$ , zu  $-\beta \cdot D'_1 = D_1(b) - D_2(b)$  umgeformt werden kann. Aufgrund der Formulierung der Nachfragefunktion in Abhängigkeit vom Preis entspricht die linke Seite genau der fiktiven Sättigungsmenge, die eine Parallelverschiebung der Tagesnachfragekurve  $D_1(p)$  bis zu der Stelle, an der der Ordinatenabschnitt in Höhe der Kapazitätsgrenzkosten  $\beta$  läge, ergeben würde.

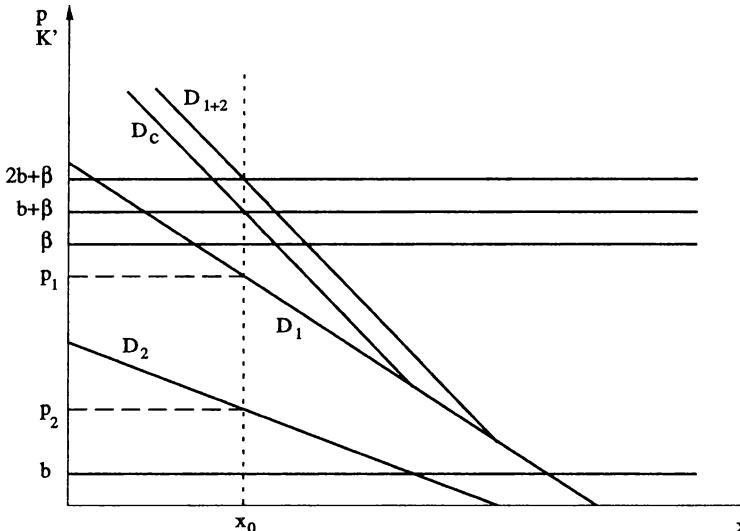
224 Vgl. P.O. Steiner [I], S. 588.

225 Vgl. P.O. Steiner [I], S. 589f.

226 Auf diesen Umstand weist J. Hirshleifer [I], S. 459, hin.

Schaubild 23

### Optimale Preissetzung im “Shifting Peak”-Fall



Erläuterungen vgl. Text.



täten, um damit ein bestimmtes elektrisches Gerät zu betreiben. Diese Interpretation kann auch auf die in den beschriebenen Modellen auftretenden Nachfragekurven angewendet werden. Die Problematik der Dimensionierung der Preise lässt sich dann dadurch umgehen, daß man ihn als Nutzungspreis eines kW Kraftwerkskapazität für eine Stunde auffaßt und somit wieder zu der Dimensionierung kW gelangt<sup>227</sup>.

Da die nachgefragte Kapazität am Tag bei einem Preis in Höhe von  $b + \beta$  geringer ausfällt als in der Nacht bei einem Preis in Höhe von  $b$ , liegt offensichtlich ein „shifting peak“-Fall vor. In diesem Fall setzt man entweder die Gesamtnachfrage nach Kapazität  $D_c$  den Kapazitätsgrenzkosten gleich (Steiners Verfahren, wobei in Schaubild 23 hier aufgrund der traditionellen Wahl des Ursprungs der Ordinatenwert  $b + \beta$  relevant ist), oder man bringt die Gesamtnachfrage nach der vollständigen Leistung  $D_{1+2}$  mit den gesamten langfristigen Grenzkosten  $2b + \beta$  zum Schnittpunkt (Hirshleifers Verfahren). In beiden Fällen ergibt sich der Wert  $x_0$  für die optimale Kapazität.

Aus diesem Ergebnis heraus, nämlich daß in beiden Perioden die gleiche Menge zu unterschiedlichen, in der Höhe der Nachfrage begründeten Preisen ( $p_1$  und  $p_2$ ) verkauft wird, leitet Steiner die Charakterisierung des „shifting peak“-Falls als Preisdifferen-

<sup>227</sup> Durch diese Interpretation wird auch der Charakter der Elektrizitätsversorgungsunternehmen als Anbieter von Dienstleistungen deutlich.

zierung ab<sup>228</sup>. Dieser Auffassung widerspricht Hirshleifer entschieden, wobei er Steiners Irrtum einerseits durch dessen Versäumnis, sich auch mit den kurzfristigen Aspekten der Preissetzung zu beschäftigen, andererseits durch die Beschränkung auf eine limitationale Kostenfunktion erklärt<sup>229</sup>. Gebe man diese letzte Beschränkung auf und unterstelle ertragsgesetzliche Kostenfunktionen, ändere sich an der Optimallösung für die Höhe der Kapazität – Summe der Preise gleich den langfristigen Grenzkosten – nichts, allerdings sei dann wahrscheinlich nicht der Fall gegeben, daß in beiden Perioden die Kapazität vollständig beansprucht werde, da hier gemäß der kurzfristigen Grenzkostenpreissetzung die Schnittpunkte der beiden Nachfragekurven mit der U-förmigen Kurve der kurzfristigen Grenzkosten die beiden Optimalpunkte darstellen und somit im Regelfall zu unterschiedlichen Höhen der beanspruchten Kapazität führen<sup>230</sup>.

Für den Fall einer limitationalen Kostenfunktion stellt sich nun das Problem der Interpretation der kurzfristigen Grenzkosten an der Stelle der Kapazitätsgrenze, an der sich das Unternehmen im „*shifting peak*“-Fall befindet. Hirshleifer versucht diese Schwierigkeit zu lösen, indem er die Grenzkosten unter Rückgriff auf den Begriff der Opportunitätskosten als den höchsten Betrag interpretiert, den der gerade nicht mehr zum Zuge kommende Nachfrager für die betreffende Mengeneinheit herzugeben bereit wäre, also einen Wert, der um einen infinitesimalen Betrag unter dem Nachfragepreis der entsprechenden Teilperiode liegt. Die Unterschiedlichkeit der Grenzkosten in den beiden Perioden liegt hierbei darin begründet, daß eine Verschiebung der entsprechenden Einheit von der Off-Peak-Periode zur Peak-Periode aufgrund der Nichtspeicherbarkeit nicht möglich ist. Daher ist die Opportunitätskosteninterpretation so auf jede Periode einzeln anzuwenden, daß die Grenzkosten jeweils dem Nachfragepreis entsprechen, der sich bei der optimalen Kapazität ergibt. Insofern unterscheidet sich diese nichtdiskriminierende Preissetzung von der üblichen Preisdifferenzierung dritten Grades<sup>231</sup>.

Diese Interpretation der Grenzkosten von der Nachfrage her erscheint allerdings problematisch: Entweder trifft es zu, daß Steiners Gebrauch konstanter Grenzkostenfunktionen auf limitationalen Produktionsmodellen basiert, dann dürfte die Bestimmung der Grenzkosten an der Kapazitätsgrenze, die an dieser Stelle durch das Auftreten von sprungfixen Kosten in Höhe der Investitionskosten einer weiteren Anlage gegeben sind, keine Schwierigkeiten bereiten, oder Steiner unterstellt konse-

---

228 Vgl. P.O. Steiner [I], S. 590; ähnlich argumentiert bereits R.T. Bye, S. 53ff.

229 Vgl. J. Hirshleifer [I], S. 455ff.

230 Vgl. M. Boiteux [I], S. 74ff., und J. Hirshleifer [I], S. 455f. Hirshleifer, der nach dem Erscheinen der Beiträge von Steiner, Houthakker und ihm selber in den Jahren 1957 und 1958 auf den früheren Aufsatz von Boiteux hinwies, war von der Übereinstimmung zwischen Boiteux und seinem Kommentar zu Steiners Beitrag offensichtlich sehr angetan; leider äußerte sich Boiteux aber nicht zu dem kontrovers diskutierten Thema der Existenz einer Preisdifferenzierung; vgl. J. Hirshleifer [II], S. 497f.

231 Vgl. J. Hirshleifer [I], S. 458f. Das gleiche Argument verwenden R.B. Ekelund Jr. and J.R. Hulett, S. 380f. und S. 385ff. Eine praktische Anwendung dieses Ergebnisses würde allerdings – neben den Problemen hinsichtlich der Erlangung notwendiger Informationen – auf kartellrechtliche Widerstände stoßen, da hier de facto keine Gleichbehandlung vorliegt und eine Akzeptanz der vorstehenden Überlegungen durch die maßgeblichen Behörden zweifelhaft erscheint.

quent – im Gegensatz zu seiner Interpretation durch Hirshleifer – unendlich teilbare Produktionskapazitäten, dann sind die von ihm unterstellten Grenzkostenkurven sowohl langfristig als auch kurzfristig zu interpretieren. In diesem Fall ist eine eindeutige Zurechnung der Kapazitätsgrenzkosten auf die beiden Nachfrageperioden nicht zu leisten. Die Frage der Preisdifferenzierung müßte somit unbeantwortet bleiben.

Einen Ausweg aus dieser „Sackgasse“ der Erklärung der Preisdifferenzen zwischen Peak- und Off-Peak-Preisen und zur Zurückweisung der Charakterisierung als Preisdifferenzierung bieten einige Autoren durch Rückgriff auf die Theorie der verbundenen Produktion<sup>232</sup>. Es wird argumentiert, daß eine Einheit Kapazität in der Lage ist, sowohl während der Spitzens- als auch während der Schwachlastzeit elektrischen Strom zur Verfügung zu stellen. Auch wenn es sich hier nicht um unterschiedliche Güter im physikalischen Sinne handelt, ist doch von einer Situation der verbundenen Produktion auszugehen, da aufgrund der mangelnden Speicherbarkeit und der unterschiedlich hohen Nachfrage in den verschiedenen Perioden eine zeitliche Verbundenheit vorliegt, die diese Theorie anwendbar macht<sup>233</sup>. Eine Gegenposition zu diesem Standpunkt ist das Argument, daß die Versorgung mit Strom während der Spitzenslastzeit eine in gleicher Höhe erfolgende Versorgung während der Schwachlastzeit nicht notwendigerweise anfallen lasse, wie es bei den üblichen Beispielen zur verbundenen Produktion – etwa der gleichzeitigen Produktion von Fleisch und Leder bei der Rinder- oder Schweinezucht – gegeben sei. Somit könne man diese Theorie nicht zur Erklärung der Aufteilung der Kapazitätskosten und zur Charakterisierung auftretender Preisdifferenzen anwenden<sup>234</sup>.

Diese kontroversen Standpunkte lassen sich dann miteinander vereinbaren, wenn man die beiden grundsätzlich möglichen Fälle im Verhältnis von Spitzenslast- zu Schwachlastversorgung deutlich voneinander trennt. Nimmt man die Nachfrage in den beiden Perioden und die lang- und kurzfristigen Grenzkosten als gegeben an, kann man die bestehende Situation recht eindeutig als „firm peak“- bzw. „shifting peak“-Fall beurteilen. Liegt die erste Möglichkeit vor, so treffen die Argumente der Gegner der „joint production“-Theorie zu. Die bloße Möglichkeit, auch während der Schwachlastzeit die höhere Kapazität zu nutzen, führt hier nicht zu einer tatsächlichen Ausweitung des Umfangs der Strombereitstellung. Im zweiten Fall allerdings wird die vorhandene Kapazität wirklich in beiden Nachfrageperioden vollständig in Anspruch genommen, eine Erweiterung der Kapazität führt – vorausgesetzt, es findet kein Übergang zu einer „firm peak“-Situation statt – zu einer höheren Strombereitstellung

---

232 Vgl. insbesondere H. Demsetz [II], Joint Supply and Price Discrimination. „Journal of Law and Economics“, vol. 16 (1973), S. 389ff. Auf diesen Sachverhalt im Bereich der Elektrizitätsversorgung wurde aber bereits im Verlauf der Taussig-Pigou-Kontroverse hingewiesen; vgl. J.C. Bonbright, S. 355ff., und R.B. Ekelund Jr. and J.R. Hulet, S. 375f. Kritisch äußert sich Davidson dazu, der weitere Autoren der „joint production“-Theorie anführt; vgl. R.K. Davidson [I], S. 99ff.

233 Vgl. J.C. Bonbright, S. 356f. Daneben ist zu beachten, daß die physikalische Gleichartigkeit nicht alleine über die Frage der Existenz nur eines Gutes entscheidet, sondern aus Nachfragersicht weitere Äquivalenzkriterien existieren. Insbesondere die reaktive Äquivalenz in zeitlicher Hinsicht läßt die Auffassung plausibel erscheinen, daß es sich hier um unterschiedliche Güter handelt; vgl. Abschnitt 2.3.2. in diesem Kapitel.

234 Vgl. R.K. Davidson [I], S. 100.

in beiden Perioden. In einer solchen Konstellation ist es statthaft und sinnvoll, die Theorie der verbundenen Produktion zu verwenden. Betrachtet man nun die zugrundeliegende Frage der optimalen Preisstellung und ihrer Charakterisierung als Preisdifferenzierung, so ergibt sich ein eindeutiger Ausweg aus dem Dilemma: die Preise, die im „firm peak“-Fall in den beiden Perioden gesetzt werden, entsprechen eindeutig den jeweils relevanten Grenzkosten; eine Charakterisierung als Preisdifferenzierung wäre abwegig und wurde in der Literatur auch nie vorgenommen. Der „shifting peak“-Fall dagegen ist unter dem Blickwinkel verbundener Produktion zu untersuchen. Eine Interpretation der Grenzkosten in dieser Situation erscheint zunächst problematisch, da beide Produkte gemeinsam für die Ausweitung der Kapazität verantwortlich sind<sup>235</sup>. Eine Möglichkeit, diese Problematik zu überwinden, wird von Demsetz vorgestellt. Hier nach kann man die Grenzkosten einer weiteren Kapazitätseinheit zur Versorgung der Peak-Nachfrage als Grenzkapazitätskosten abzüglich des Anteils der Off-Peak-Nachfrage zur Bereitstellung dieser Einheit interpretieren, analoges gilt für die Grenzkosten im Fall der Off-Peak-Nachfrage<sup>236</sup>. Somit ist die für einen Wettbewerbsmarkt übliche Preissetzungsrregel  $p = K'$  erfüllt, von einer monopolistischen Preisdifferenzierung kann keine Rede sein<sup>237</sup>.

Die Eindeutigkeit der Lösung, die Boiteux und Steiner für die Bestimmung der optimalen Preissetzung und Kapazitätsbemessung bei Spaltenlastgütern erarbeitet hatten, wurde einige Jahre später von Buchanan und Gabor entschieden in Frage gestellt<sup>238</sup>. Der Hauptpunkt ihrer Kritik lag in der Vernachlässigung der Möglichkeit der Versorgungsunternehmen, weiterhin keine konstanten Grenzpreise für ihre Leistungen zu erheben, sondern durch Verwendung nichtlinearer Preisstrukturen eine Divergenz von Grenz- und Durchschnittspreis zu erreichen. Sobald man aber diese Möglichkeit in Betracht zieht, kann von einer Eindeutigkeit der Steiner/Boiteux-Lösung nicht mehr die Rede sein: Einerseits können Nachfragefunktionen der üblichen Konzeption nur in dem Fall der Abwesenheit von Einkommenseffekten ermittelt werden<sup>239</sup>, andererseits ist im Falle nichtlinearer Preisstrukturen eine Vielzahl möglicher Kapazitätshöhen denkbar, bei denen die Bedingungen für eine optimale Ausdehnung – Summe der Grenzpreise gleich den langfristigen Grenzkosten – erfüllt sind. Da nämlich die Haushalte erst in Abhängigkeit von der konkreten Tarifstruktur eine Konsumententscheidung treffen, verändert sich diese mit den verschiedenen möglichen

<sup>235</sup> Die jeweils separat zurechenbaren Kosten, also hier die Brennstoffkosten, sind in diesem Zusammenhang irrelevant.

<sup>236</sup> Vgl. H. Demsetz [II], S. 390 und S. 395.

<sup>237</sup> Vgl. H. Demsetz [II], S. 395f. Demsetz weist auf S. 394 ebenfalls darauf hin, daß die sich ergebenden Preise nur von der Höhe der Nachfrage, nicht aber von den jeweiligen Elastizitäten abhängen und somit keine Ähnlichkeit mit der Situation einer Preisdifferenzierung dritten Grades gegeben sei.

<sup>238</sup> Vgl. J.M. Buchanan [II], Peak Loads and Efficient Pricing. Comment. „Quarterly Journal of Economics“, vol. 80 (1966), S. 463ff., und A. Gabor [II], Further Comment. „Quarterly Journal of Economics“, vol. 80 (1966), S. 472ff.

<sup>239</sup> Vgl. J.M. Buchanan [II], S. 465f. Es sei an dieser Stelle daran erinnert, daß elektrische Energie als ein Gut angesehen wird, bei welchem ein Einkommenseffekt der Nachfrage weitgehend zu vernachlässigen sei, was einerseits durch die Einschätzung als notwendiges Gut, andererseits aufgrund unterschiedlicher Entwicklungen der Nachfragedeterminanten bei einer Einkommenserhöhung erklärt wurde.

Tarifen, die Eindeutigkeit der ursprünglichen Lösung existiert nicht mehr<sup>240</sup>. Relevant ist dieses Ergebnis insbesondere aufgrund der Tatsache, daß durch die Aufhebung der Prämisse eines konstanten Grenzpreises das Allokations- nicht mehr vom Distributonsproblem getrennt werden kann<sup>241</sup>. Bei der Planung der Versorgungskapazitäten sind auch distributive Aspekte zu beachten; je nachdem, welche Ausgestaltung der Tarif für die unterschiedlichen Nachfrageperioden erfährt, wird es zu einer anderen Verteilung der Ressourcen kommen. Ob die Kompetenz, über solche Aspekte zu entscheiden, allerdings in den Händen der Versorgungsunternehmen liegen sollte, ist problematisch.

Nachdem durch diese beiden Kommentare eine der Prämissen, von denen die Eindeutigkeit der Steiner/BoiteuxLösung abhängt, deutlich herausgestellt und die Relevanz der Entscheidung zwischen linearen und nichtlinearen Tarifsystemen verdeutlicht wurde, erschien im gleichen Jahr ein Beitrag von Williamson, in welchem er neben einer Klärung der wohlfahrtstheoretischen Grundlagen der Spitzenlastpreismodelle insbesondere die Annahme der unendlichen Teilbarkeit der Kapazitäten aufgab und eine Erweiterung auf die Analyse ungleich langer Teilperioden durchführte<sup>242</sup>. Williamson erreichte diese Erweiterung der Analyse, indem er die jährlich anfallenden Kapitalkosten (Annuität der Investitionskosten) nicht auf die jeweiligen Teilnachfrageperioden umlegt, sondern als übergeordnete Bezugsgröße den Tag wählt. Somit erhielt er eine von der Länge der einzelnen Nachfrageperioden unabhängige Größe der Kapitalkosten<sup>243</sup>. Wichtiger als diese Modifikation erscheint aber die Berücksichtigung von Unteilbarkeiten bei zumindest einem eingesetzten Produktionsfaktor. Die in der früheren Literatur – und auch in einer Reihe weiterer Beiträge – unterstellte Möglichkeit, die Kapazität in unendlich kleinen Schritten variieren zu können, ist sicherlich in der Praxis nicht gegeben. Insofern führt dieser Schritt von Williamson in Richtung auf eine größere Wirklichkeitsnähe des zur Klärung verwendeten Modells. Seine Ergebnisse betreffen zunächst die Festlegung der optimalen Kapazität. Für den

240 Vgl. J.M. Buchanan [II], 467ff.; die Grenzen des Lösungsraums unter dem Blickwinkel eines paretianischen Wohlfahrtsansatzes hat A. Gabor [II], S. 474ff., abgesteckt.

241 Vgl. J.M. Buchanan [II], S. 469 und S. 471.

242 Vgl. O.E. Williamson, Peak Load Pricing and Optimal Capacity under Indivisibility Constraints. „American Economic Review“, vol. 56 (1966), S. 810ff.

243 Dadurch, daß die auf einen ganzen Tag umgelegten Kapitalkosten bei Williamson in einem weiteren Schritt auf 24 Stunden, bei den früheren Lösungen aber auf die Anzahl der Stunden in den jeweiligen Perioden – also 12 Stunden – umgelegt werden, ergeben sich c.p. bei Williamson halb so hohe Werte für die Kapazitätsgrenzkosten  $\beta$  als bei Steiner. Aus diesem Grunde muß in Williamsons Modell der Preis in der Peak-Periode auch über diesen Grenzkosten liegen, damit die Erlöse, die annahmegemäß nicht während der ganzen Periode (ein Tag) anfallen, zusammen mit den während der Off-Peak-Periode erzielten Einnahmen die Kosten decken können. Verwendet man den Begriff des Deckungsbeitrags als Überschuß des Preises über die kurzfristigen Grenzkosten, so muß der Deckungsbeitrag, der während der Zeittäler der Peak-Periode insgesamt erzielt wird, ausreichen, die Deckungslücke, die durch Preise unterhalb der langfristigen Grenzkosten während der Off-Peak-Periode entsteht, zu schließen. Aus diesen Überlegungen heraus wird auch die Konstruktion von Williamsons Kapazitätsnachfragekurve nachvollziehbar. Der allgemeine Ansatz für diese Kurve impliziert, daß der Überschuß des Preises über die kurzfristigen Grenzkosten ausreicht, die auf die Länge der Peak-Periode umgerechneten Kapazitätsgrenzkosten zu decken, was sich in der Gleichung  $D_i - b = \beta/w_i$  niederschlägt. Hierbei stellt  $D_i$  den Nachfragepreis und  $w_i$  den Anteil der Periode  $i$  an dem gesamten Tageszyklus dar, während  $b$  und  $\beta$  die übliche Bedeutung – mit Ausnahme der anderen zeitlichen Umlegung der Kapazitätsgrenzkosten – haben; vgl. O.E. Williamson, S. 817ff.

Fall, daß der Schnittpunkt der langfristigen Grenzkosten- mit der Kapazitätsnachfragekurve nicht an einem solchen Abszissenwert liegt, an dem die kurzfristigen Grenzkosten vertikal verlaufen – hier also eine potentielle Kapazitätsgrenze gegeben ist –, muß eine Abwägung der zusätzlich erreichbaren Konsumentenrente und des zu erwartenden Verlustes aufgrund der nicht erreichten Deckung der langfristigen Grenzkosten durch die Preise in den beiden Perioden erfolgen<sup>244</sup>. Damit ist auch deutlich zu erkennen, daß die bei der unterstellten Produktionstechnologie zu erwartende Situation eines langfristig gewinnlosen Gleichgewichts sich durch die Annahme der Existenz von Unteilbarkeiten nur noch zufällig einstellen wird. Die verwendete Zielsetzung „Maximierung der gesellschaftlichen Wohlfahrt“, konkretisiert durch die Summe aus Konsumenten- und Produzentenrente, kann in einem solchen Fall also zu einem Defizit auf Seiten der Anbieter führen, wodurch letztlich wieder die Anwendung von quasi-optimalen Strategien notwendig werden kann.

Die gleiche Prämisse der Existenz von Unteilbarkeiten bei einem Produktionsfaktor wurde im weiteren Verlauf der Diskussion der Spitzenlastproblematik von Officer und Seitz angewendet<sup>245</sup>. Beide Autoren haben aber die Annahme eines öffentlichen Monopolisten aufgehoben. Officer ging es um die Demonstration, daß die Besonderheiten der Spitzenlastsituation auch im Fall der vollständigen Konkurrenz zu genau dem gleichen Ergebnis wie Steiners Lösung führen, solange man nicht von Skalenerträgen in der Produktion auszugehen hat<sup>246</sup>. Unterstellt man nun die erwähnten Unteilbarkeiten, so wird, da es sich um private Anbieter handelt, ein langfristiges Gleichgewicht nur dann mit Williamsons Lösung übereinstimmen, wenn der Schnittpunkt der Kapazitätsnachfragefunktion mit der langfristigen Grenzkostenkurve entweder an der Stelle einer optimalen Kapazitätsauslastung liegt oder nur soweit darüber hinausreicht, daß die zusätzlich zu erreichende Konsumentenrente kleiner als der Verlust auf Seiten der Anbieter ist<sup>247</sup>.

Eine Übertragung der Spitzenlastproblematik auf einen Markt, auf dem ein privater gewinnmaximierender Monopolist agiert, wurde erstmalig von Seitz vorgenommen<sup>248</sup>. Dabei unterstellte auch er durch sprungfixe Kosten bedingte Unteilbarkeiten,

---

244 Vgl. O.E. Williamson, S. 823f.

245 Vgl. L.H. Officer, The Optimality of Pure Competition in the Capacity Problem. „Quarterly Journal of Economics“, vol. 80 (1966), S. 647ff. und T. Seitz.

246 Vgl. L.H. Officer, S. 648f.

247 Vgl. L.H. Officer, S. 649ff., und O.E. Williamson, S. 823. Officers Beitrag wurde von Buchanan und Crew kommentiert, wobei Buchanan die Gleichsetzung von konstanten kurz- bzw. langfristigen Grenzkosten mit einer linear-homogenen Produktionsfunktion als nicht generell möglich kritisiert; vgl. J.M. Buchanan, The Optimality of Pure Competition in the Capacity Problem. Comment. „Quarterly Journal of Economics“, vol. 81 (1967), S. 703ff. Crew weist auf den auch hier herausgestellten Unterschied zwischen der Marktversorgung durch ein öffentliches Monopolunternehmen und durch private Anbieter auf einem Wettbewerbsmarkt hin; vgl. M.A. Crew, The Optimality of Pure Competition in the Capacity Problem. Further Comment. „Quarterly Journal of Economics“, vol. 83 (1969), S. 341ff. Da dieses Ergebnis bereits aufgrund der Ausführungen bei Williamson und Officer evident ist, mag man die Originalität von Crews Kommentar ein wenig anzweifeln.

248 Seitz begründet diese Erweiterung mit der aufgrund der geneigten Nachfragekurve offensichtlichen Monopolstellung des Anbieters und weist auf den bei der unterstellten Kostensituation zu erwarten den Verlust allgemeiner, nicht im Zusammenhang mit den Kapazitäten auftretenden Fixkosten hin; vgl. T. Seitz, S. 299f.

d.h. die langfristige Grenzkostenfunktion besteht aus der Kurve der kurzfristigen Grenzkosten, von der an den Stellen der jeweiligen Vollauslastung der Grenzanlage senkrechte „Grenzkostenstäbe“ in Höhe der Ausgabe für eine weitere Anlage ausgehen<sup>249</sup>. Eine solche Interpretation der Kostenfunktion ist kompatibel mit der Annahme, daß es eine kleinere Anlage nicht gibt; die Beibehaltung einer „langfristigen“ Grenzkostenfunktion in Höhe der Summe aus  $b+\beta$ , wie sie bei Williamson zu erkennen ist, ist – wenn diese Prämisse getroffen wird – nicht zu rechtfertigen<sup>250</sup>. Das weitere Vorgehen von Seitz entspricht einer Synthese von traditioneller Monopolpreistheorie und Spitzenlastproblematik: relevant ist der Schnittpunkt der vertikal addierten Grenzerlösfunktionen mit der Grenzkostenfunktion. Falls ein solcher Schnittpunkt infolge der diskontinuierlichen Grenzkostenfunktion zweimal existiert, muß ein Vergleich zwischen beiden Punkten bezüglich der Gewinnhöhe bzw. geometrisch ein Vergleich der durch die beiden Schnittpunkte als Grenzen definierten Fläche zwischen der Grenzerlös und der Grenzkostenkurve mit den aufzuwendenden Investitionskosten erfolgen<sup>251</sup>.

Die Erweiterung der Analyse auf den Fall mehrerer Anlagentypen wurde zuerst – als Reaktion auf die kritischen Anmerkungen von Turvey<sup>252</sup> – von Crew und Kleindorfer vollzogen<sup>253</sup>. Die Autoren erhalten als Ergebnis eine wohlfahrtsoptimale Preissetzung, die aufgrund der Annahme verschiedener Erzeugungstechnologien die Übernahme eines Teils der Kapazitätsgrenzkosten durch die Nachfrager der Schwachlastperiode unterstellt<sup>254</sup>. Dieses Ergebnis ist allerdings mit den im ersten Kapitel erarbeiteten Grenzkosten einer zusätzlichen Erzeugung während der Schwachlastzeit nicht kompatibel<sup>255</sup>. Ursächlich für dieses abweichende Ergebnis scheint die Schlußfolgerung der beiden Autoren zu sein, daß die Grenzkosten auf jeden Fall nicht mit den kurzfristigen variablen Kosten zusammenfallen, sondern jeweils darüberliegen<sup>256</sup>. Dieses Ergebnis mag dann zutreffen, wenn man annimmt, daß eine Ausweitung der Erzeugung in der Schwachlastzeit auch eine Ausdehnung der in dieser Periode eingesetzten Kapazität impliziert. Eine solche Prämisse ist aber im Zusammenhang mit der Erzeugung elektrischer Energie<sup>257</sup> angesichts einer kontinuierlich verlaufenden

<sup>249</sup> Vgl. T. Seitz, S. 301.

<sup>250</sup> Vgl. O.E. Williamson, S. 818; Officer verwendet in seiner Abbildung II zwar noch eine Parallele zur Abszisse in Höhe von  $b$ , weist im Text aber auf die „Grenzkostenstäbe“ hin; vgl. L.H. Officer, S. 650.

<sup>251</sup> Zu dem möglichen Fall, daß die Anzahl der Schnittpunkte größer als zwei ist; vgl. T. Seitz, S. 304f.

<sup>252</sup> Vgl. R. Turvey [II], Peak-Load Pricing, „Journal of Political Economy“, vol. 76 (1968), S. 102.

<sup>253</sup> Vgl. M. Crew and P. Kleindorfer [III], Marshall and Turvey on Peak Load or Joint Product Pricing, „Journal of Political Economy“, vol. 79 (1971), S. 1369ff.; die Autoren verwenden ansonsten im wesentlichen die gleichen Annahmen wie vordem, also nur vom Preis der jeweiligen Periode abhängige nachgefragte Mengen, eine Produktionstechnologie in beiden Anlagegütern mit konstanten kurz- und langfristigen Grenzkosten und Maximierung der gesellschaftlichen Wohlfahrt, ausgedrückt als sozialer Überschuß. Eine frühere Analyse unter Verwendung der Annahme mehrerer Technologien gab es in einem 1967 erschienenen Artikel von Meek, der sich allerdings offensichtlich an praktischen Gegebenheiten in der britischen Stromversorgung orientierte; vgl. M. Crew and P. Kleindorfer [IV], On Off-Peak Pricing. An Alternative Technological Solution, „Kyklos“, Basel, vol. 28 (1975), S. 83, Fußnote 3.

<sup>254</sup> Vgl. M. Crew and P. Kleindorfer [III], S. 1374f.

<sup>255</sup> Vgl. Abschnitt 3.2.3.2, im ersten Kapitel.

<sup>256</sup> Vgl. M. Crew and P. Kleindorfer [III], S. 1375.

<sup>257</sup> Worauf sich Crew/Kleindorfer durch ihren Verweis auf Turvey ja implizit auch beziehen.

den geordneten Lastganglinie zumindest dann nicht sinnvoll, wenn man langfristige Überlegungen in den Vordergrund stellt, da hier der Aspekt der Modifizierung des Kraftwerksparks aufgrund von Nachfrageänderungen zu dem oben erwähnten Effekt gegenläufiger Kostenänderungen führt<sup>258</sup>. Es kann zwar möglich sein, daß ein Zubau von Grundlastkapazitäten erforderlich ist, dadurch ist aber eventuell eine Stilllegung von Mittellastkapazitäten erreichbar; insgesamt heben sich die Kapazitätsmehr- bzw. -minderkosten und die Brennstoffkostenersparnis gegenseitig auf, so daß bei einer optimalen Anpassung des Kraftwerksparks die Gleichsetzung von Grenzkosten und variablen Kosten zulässig ist<sup>259</sup>.

Weitere Ergänzungen der Theorie der Spitzenlastpreisbildung – insbesondere Überlegungen zur Einbeziehung der Möglichkeit einer eingeschränkten Lagerhaltung und der Auswirkung von Unsicherheiten bezüglich der Nachfragefunktionen – sind in einer Vielzahl von Untersuchungen abgehandelt worden. Eine explizite Berücksichtigung an dieser Stelle würde den Umfang der Arbeit deutlich sprengen<sup>260</sup>. Die beiden erwähnten Erweiterungen der ursprünglichen Annahmen werden dabei aus folgenden Gründen ausgespart: Zum einen besteht die Möglichkeit der Lagerhaltung im Bereich der Elektrizitätsversorgung nur über die Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken. Die Situation, wie sie sich in der Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik momentan darstellt, legt eine Ausdehnung des Untersuchungsgegenstands in diese Richtung daher nicht gerade nahe. Zum anderen ist zwar aufgrund des nicht abschätzbaren Einflusses atmosphärischer Entwicklungen auf die Nachfrage nach elektrischem Strom ein Moment der Unsicherheit vorhanden; die Tatsache aber, daß aufgrund der umfangreichen Informationen, die die EVU über die Versorgungswünsche ihrer Abnehmer sowohl in quantitativer als auch in chronologischer Sicht besitzen, das Maß an Sicherheit relativ hoch ist, das bezüglich der zu erwartenden Entwicklung der Nachfrage existiert, und die aus gesetzlichen Gründen erzwungene Bereithaltung einer

---

258 Vgl. Abschnitt 3.2.3.2. im ersten Kapitel.

259 Die Möglichkeit eines hiervon abweichenden Ergebnisses für den Fall eines nicht optimal angepaßten Erzeugungssystems wird auch von J.T. Wenders, S. 237f., erläutert.

260 Die Literatur zur Preisbildung bei Spitzenlastgütern ist im Laufe der Zeit ausgesprochen umfangreich geworden. Aus diesem Grunde sei zunächst auf die jeweils mit einer mehr oder weniger umfangreichen Bibliographie versehenen Monographien von B.M. Mitchell, W.G. Manning Jr. and J.P. Acton, Peak Load Pricing. European Lessons for U.S. Energy Policy. Cambridge, MA, 1978; R. Waldmann; K. Brink, Theorie der Spitzenlast-Preisbildung bei Unsicherheit. Dissertation, Konstanz 1980, und R. Langhoff, Peak Load Pricing bei heterogenen Produktionstechnologien und Lagerhaltungsmöglichkeiten. Dissertation, Hagen 1986, verwiesen. Eine relativ ausführliche Behandlung erfährt diese Problematik auch bei D. Bös [I], S. 264ff.; M. Crew and P. Kleindorfer [III], S. 33ff., und F. Wirl [I], S. 137ff. Als weitere Quellen seien erwähnt: P.O. Steiner [III], Peak Load Pricing Revisited. In: H.M. Trebing (Ed.) [I], S. 3ff.; E.E. Bailey and E.B. Lindenberg, Peak Load Pricing Principles. Past and Present. In: H.M. Trebing (Ed.) [II], New Dimensions in Public Utility Pricing. East Lansing, MI, 1976, S. 9ff., mit den dazugehörigen Kommentaren von R.A. Meyer [II], Comment. In: H.M. Trebing (Ed.) [II], S. 32ff., und P.O. Steiner [III], Comment. In: H.M. Trebing (Ed.) [II], S. 37ff.; J. Finsinger [III], Peak Load Pricing and Rationing Policies. „Zeitschrift für Nationalökonomie“, vol. 40 (1980), S. 169ff.; S.S. Oren, S.A. Smith and R.B. Wilson, Competitive Nonlinear Tariffs. „Journal of Economic Theory“, New York, vol. 29 (1983), S. 49ff.; W.J. Jordan, Heterogeneous Users and the Peak Load Pricing Model. „Quarterly Journal of Economics“, vol. 98 (1983), S. 127ff., und W. Vickrey, The Fallacy of Using Long-Run Cost for Peak-Load Pricing. „Quarterly Journal of Economics“, vol. 100 (1985), S. 133ff.

Sicherheitsreserve an Kraftwerkskapazität lassen eine Beschränkung auf den Fall der Sicherheit als zulässig erscheinen<sup>261</sup>.

Die Annahme voneinander abhängiger Nachfragefunktionen hingegen, die erst im Laufe der Diskussion von einigen Autoren verwendet wurde<sup>262</sup>, soll später aufgegriffen werden, um – zusammen mit den Ergebnissen der Analyse der Kostensituation – für ein solches Szenario den Versuch zu unternehmen, optimale Spitzenlastpreise zu ermitteln. Dadurch soll auf einen gravierenden Einwand gegen die Anwendung der Theorie der Spitzenlastpreisbildung bei der Tarifierung elektrischer Energie reagiert werden, nämlich auf das Problem der Verlagerung der Nachfrage vom Ende der gemäß der Theorie durch einen deutlich höheren Preis gekennzeichneten Spitzenlastperiode zum Beginn der nächsten Periode, in der ein geringerer Preis gilt, wodurch an eben diesen Stellen neue Belastungsspitzen entstehen<sup>263</sup>.

Als Fazit kann zur Diskussion um die Spitzenlastpreisbildung gesagt werden, daß im Laufe der Jahre eine Vielzahl von Aspekten in die Grundmodelle eingebracht wurde, die zu einem größeren Ausmaß an Realitätsnähe geführt haben. Dies gilt allerdings in weit höherem Maße bezüglich der Nachfrageseite, weniger deutlich wurden die Prämissen bezüglich der Kostenverläufe erkannt und beseitigt. Insbesondere erstaunt dies für das Problem der Preissetzung für elektrische Energie: Zwar wurde in vielen Beiträgen auf die reale Situation im Bereich der Versorgungswirtschaft, insbesondere der Elektrizitätsversorgung hingewiesen, aber die vielfältigen Abhängigkeiten und Interdependenzen zwischen der elektrischen Leistung und Arbeit wurden nur selten in die Analyse einbezogen. Daher sollen im folgenden optimale Spitzenlastpreise unter den beschriebenen Annahmen abgeleitet und interpretiert werden.

#### 4.2. Argumente zur Anwendung zeitabhängiger Tarife

Der Hauptaspekt in der Diskussion des Spitzenlastpreisbildungsproblems war die optimale Höhe der bereitzustellenden Kapazitäten und die effiziente Preissetzung zur Auslastung dieser Kapazitäten. Die Antwort auf beide Fragen lag in der Preissetzung nach der Grenzkostenpreisregel, wodurch man aufgrund der in der Zeit schwankenden Nachfrage und einer von der zeitpunktbezogenen Leistungsinanspruchnahme abhängigen Grenzkostenfunktion zu zeitabhängigen Preisen kommen mußte. Die wohlfahrtstheoretischen Effekte einer solchen Preissetzung im Vergleich zu einer zeitunabhängigen Tarifierung elektrischer Energie hinsichtlich der sich jeweils ergebenden Konsumentenrente sind offensichtlich. In allen Perioden, in denen der zeitunabhängige Preis über den Grenzkosten liegt, ist eine Erhöhung der Konsumentenrente durch Senkung der Preise zu erreichen, für die Perioden aber, in denen dieser Preis unterhalb der Grenzkosten liegt, würde eine notwendige Erhöhung der Preise die Konsumentenrente verringern. Gleichzeitig wird durch die letztgenannten Preisveränderungen eine

261 Auf den Zusammenhang zwischen Preissetzung, Kostendeckung und Existenz der Kraftwerksreserve soll weiter unten kurz eingegangen werden.

262 Die erste eingehende Untersuchung erfolgte bei I. Pressman, A Mathematical Formulation of the Peak-Load Pricing Problem. „Bell Journal of Economics“, vol. 1 (1970), S. 304ff.

263 Vgl. J. Finsinger und P.R. Kleindorfer [I], S. 48f.

Erhöhung der Produzentenrente erreicht, da eine Bereitstellung zusätzlicher Erzeugungskapazitäten zu einem unter den Grenzkosten liegenden Preis vermieden wird.

Für eine stärker an der realen Situation auf dem Gebiet der Elektrizitätsversorgung orientierte Betrachtung soll im folgenden der in den peak load pricing-Modellen unterstellte Kostenverlauf durch die im ersten Kapitel erarbeitete Grenzkostenfunktion ersetzt werden. Dadurch wird insbesondere die Möglichkeit, daß der Fall des „shifting peak“ auftritt, für die Betrachtung unter Sicherheit negiert<sup>264</sup>. Kombiniert man diese Grenzkostenfunktion, deren Graph in Schaubild 5 zu erkennen ist, mit einer Schar von Nachfragefunktionen, so erfordert die Einhaltung der Grenzkostenpreisregel, daß die Preise im Tagesverlauf schwanken, um so jederzeit den Grenzkosten zu entsprechen. Dadurch wird einerseits die Konsumentenrente in jedem Teil des gesamten Zyklusses maximiert, andererseits erreichen die EVU eine Glättung der Lastganglinie ihres Versorgungssystems, wodurch zum einen eine Senkung der erforderlichen Kapazitäten erreicht bzw. ein eventueller Ausbau verzögert, zum anderen die bestehenden Anlagen besser ausgenutzt werden sollen. Dieser wohlfahrtstheoretische Aspekt soll mittels Schaubild 24 verdeutlicht werden. Im oberen Diagramm werden sechs voneinander unabhängige Nachfragefunktionen nach Kraftwerkskapazität  $Q$  angenommen, die an zwölf äquidistanten Zeitpunkten innerhalb eines Tages gelten sollen. Die Zuordnung der Nachfragekurven zu den Tageszeiten erfolgt entsprechend den Indices, während auf der Ordinate des unteren Diagramms die einzelnen Zeitpunkte abgetragen werden. Auf beiden Abszissen erkennt man die Höhe der Erzeugungskapazität  $Q$ . Für den Ausgangsfall einer zeitunabhängigen Tarifierung wird ein Preis in Höhe von  $p^0$  angenommen. Die bei diesem Preis jeweils nachgefragten Kapazitäten werden mittels der gestrichelten Linien nach unten gelotet und dort den jeweiligen Zeitpunkten zugeordnet, womit sich in Form der durchgezogenen Verbindungslien dieser Punkte die Lastganglinie ohne Spitzenlastpreisbildung ergibt.

Ersetzt man nun dieses Tarifsystem durch einen zeitabhängigen Tarif, dessen einzelne Preise sich entsprechend der Grenzkostenkurve  $K'$  ergeben, so ändern sich bei den beiden höchsten und niedrigsten Nachfragefunktionen die jeweils gewünschten Mengen<sup>265</sup>. Durch analoges Vorgehen zum ersten Fall erhält man wiederum eine Lastganglinie, die allerdings durch die Einführung der Spitzenlastpreisbildung gestaucht wurde, bei der die Minimalbelastung der Erzeugungskapazitäten  $Q_{\min}$  im Vergleich zur vorherigen Situation also erhöht wurde, während die Spitzenlast  $Q_{\max}$  deutlich niedriger als im Fall zeitunabhängiger Tarife liegt. Durch eine solche Tarifierung werden also einerseits Kapazitäten eingespart, gleichzeitig aber die nunmehr geringere Menge besser ausgelastet. Verfolgt man also das Ziel einer möglichst effizienten Allokation der Ressourcen und versucht daher, eine Grenzkostenpreisbildung in Kraft zu setzen, so folgen zeitabhängige Tarife aus dem Verlauf und den Charakteristika der langfristigen Grenzkosten der Stromversorgung<sup>266</sup>.

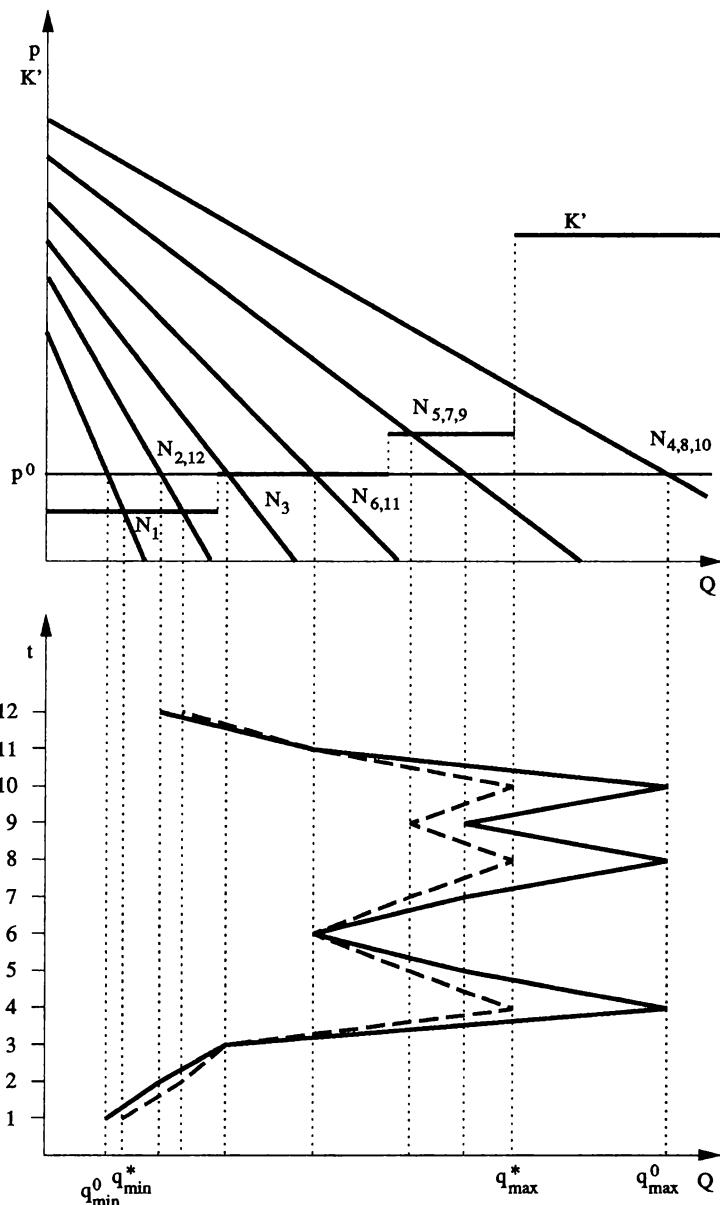
264 Vgl. die analoge Beschreibung bei J.T. Wenders, S. 233.

265 Da der zeitunabhängige Preis zur Vermeidung einer allzu überfrachteten Abbildung in Höhe der Grenzkosten der Mittellastkraftwerke angesetzt wurde, bleiben in diesen Perioden die Mengen bei beiden Tarifierungsarten identisch.

266 Vgl. D. Seifried [I], S. 152.

Schaubild 24

### Einfluß der Spitzenlastpreisbildung auf die Höhe der Erzeugungskapazität



Erläuterungen vgl. Text.



Nicht berücksichtigt sind allerdings bei einer derart gestrafften Modellbeschreibung die Probleme, die durch eine möglichst vollständige Reflexion der schwankenden Grenzkosten in den Tarifen hinsichtlich zusätzlicher Transaktionskosten ausgelöst werden. Hierbei ist insbesondere an die Kosten der erforderlichen Messungen zu denken<sup>267</sup>, daneben aber auch an die Kosten der Information und der Anpassung an eventuell notwendige Tarifmodifikationen durch die Abnehmer<sup>268</sup>.

Die Meßkosten, die bei einer breit angelegten Einführung zeitabhängiger Stromtarife im Haushaltsbereich anfallen würden, sind eines der Argumente, die immer wieder von den Gegnern eines solchen Tarifsystems angeführt werden<sup>269</sup>. Auch losgelöst davon erscheint es aber verwunderlich, daß – obwohl die Frage der Preisbildung von elektrischem Strom seit relativ langer Zeit intensiv behandelt wird und mit der Entwicklung der Modelle zur Spitzenlastpreisbildung theoretisch befriedigende Instrumente vorliegen – eine Bereitschaft zur Einführung solcher Tarifstrukturen sowohl im Bereich der Legislative/Exekutive<sup>270</sup> über eine entsprechende Gestaltung von rechtlichen Vorschriften als auch bei den EVU im wesentlichen nicht zu erkennen ist<sup>271</sup>.

Der Haupteinwand gegen eine Anwendung von Spitzenlastpreisen ist die mangelnde Kostenorientierung, die einem solchen Tarifaufbau nachgesagt wird, da Spitzenlastpreise einem zeitlich variierenden einheitlichen Grenzpreis entsprechen. Ein solches eingliedriges Tarifsystem, welches auf die Verwendung eines zusätzlichen Grundpreises<sup>272</sup> verzichtet, wird als nicht kompatibel zu dem Erfordernis kostenorientierter Preise angesehen<sup>273</sup>. Oft ist dieses Urteil explizit nur auf den Fall linearer Tarife, die dem Effekt des degressiv abnehmenden Durchschnittspreises pro kWh Strom begegnen sollen, bezogen; auf die zeitliche Variabilität und ihre „Kostenorientierung“ wird in vielen Beiträgen nicht ausdrücklich eingegangen<sup>274</sup>.

---

267 Vgl. R. Turvey [II], S. 102.

268 Vgl. F. Wirl [II], Optimal Introduction of Time-of-Day Tariffs in the Presence of Consumer Adjustment Costs, „Zeitschrift für Nationalökonomie“, vol. 51 (1990), S. 259ff.

269 Vgl. J. Finsinger [II], S. 190.

270 Bezuglich der Vertreter der Energiepolitik ist allerdings nach der politischen Couleur der jeweiligen Regierung (Bund bzw. Länder) zu unterscheiden.

271 Vgl. die Ausführungen von P. Grünberg, Wirtschafts- und Tariffragen, „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 87 (1988), S. 883ff.

272 Dabei wird im allgemeinen von dem Fall eindeutiger „consumer costs“ abgesehen, die auch bei der Spitzenlastpreisbildung durch einen fixen Betrag eingearbeitet werden könnten.

273 Vgl. D. Seifried [I], S. 157.

274 Insbesondere bei Beiträgen bis zum Beginn der zweiten Hälfte der achtziger Jahre ist dieses zu beobachten; vgl. z.B. G. Zybell, S. 58ff.; H.P. Hermann, S. 572f.; J. Aengenheister und W. Ohlms, S. 6., und G. Rittstieg [I], S. 626ff., der allerdings differenzierte Strompreise für Hoch- und Schwachlastpreise als „selbstverständliche Übung aller EVU in der westlichen Welt“ (S. 629) bezeichnet. Berücksichtigt man hierzu allerdings die rechtliche Regelung in § 10 der alten BTO Elt, so unterscheidet sich ein solcher Tarif offensichtlich deutlich von den Vorschlägen für einen zeitvariablen, linearen Tarif; vgl. hierzu auch H.J. Luhmann, Die Aufhebung der zweiteiligen Tarifierung im Dienste der Energieeinsparung. In: G. Luther, M. Horn und H.J. Luhmann, S. 102f. In späteren Veröffentlichungen hingegen werden zeitvariable Tarife explizit angesprochen, was eventuell auf die 1986 begonnenen Überlegungen der Stadtwerke Saarbrücken, einen zeitvariablen linearen Tarif modellhaft einzuführen, zurückgeführt werden kann. Aber auch dann erfolgt in manchen Fällen keine differenzierte Analyse, sondern es werden beide Ausgestaltungen miteinander vermengt; vgl. L. Strauß, S. 1056ff.

Insbesondere folgende Argumente werden gegen die Einführung linearer Tarifsysteme vorgebracht, denen die Verfechter des zeitabhängigen linearen Tarifs, die sich überwiegend aus Personen und Institutionen, die ökologischen Gruppen nahestehen<sup>275</sup>, rekrutieren, entsprechende Positionen entgegenstellen:

- Lineare Tarife spiegeln nicht die Kostenstruktur der EVU wider, da durch die besonderen Gegebenheiten in der Elektrizitätsversorgung die Notwendigkeit besteht, dem einzelnen Verbraucher sowohl seinen Anteil an den Kosten der Vorhaltung der Kraftwerkskapazitäten als auch die Kosten seiner tatsächlichen Lieferung in Rechnung zu stellen. Ein solches Ergebnis setzte die Anwendung zweiteiliger Tarife zwingend voraus. Der Grundsatz der Kostenorientierung lasse somit eine Einführung linearer Tarifstrukturen nicht zu<sup>276</sup>. Eine schlichte Umrechnung der fixen Kosten auf die durchschnittlich bereitgestellten kWh würde dazu führen, daß alle Verbraucher, die weniger als die durchschnittliche Menge verbrauchen, durch die anderen Abnehmer subventioniert würden<sup>277</sup>.

Dem wird entgegnet, daß die Vorhaltung der Kapazitäten auch in anderen Bereichen nicht dazu führen würde, daß die dadurch entstehenden Kosten durch einen fixen Betrag den Nachfragern in Rechnung gestellt würden. Gerade die EVU bedürften einer solch risikomindernden Preisgestaltung aufgrund ihrer Monopolstellung und der relativ wenig schwankenden Abnahme durch die Verbraucher nicht<sup>278</sup>. Der Grundsatz der Kostenorientierung wäre bezüglich der angestrebten Zurechnung der von jedem Nachfrager verursachten durchschnittlichen Kosten von vorneherein aufgrund des „Gesamtschuldverhältnisses“ der Leistungsinanspruchnahme im Versorgungssystem<sup>279</sup> prinzipiell fragwürdig, daher wäre es sinnvoller, zu einer Tarifierung in Abhängigkeit von der Kapazitätsbeanspruchung überzugehen und die jeweils unterschiedlichen Grenzkosten dort zu implementieren<sup>280</sup>.

- Eine Einführung linearer Tarife würde nicht zu der behaupteten Einsparung an elektrischer Energie führen, da einerseits die Nachfrager auf Strompreisänderungen wenig bis gar nicht reagierten<sup>281</sup>, andererseits der angeblich verbrauchs-fördernde Effekt des degressiv verlaufenden Grundpreistarifs in der Realität wenig Bedeutung hätte, da für die Nachfrager der Grundpreis bei der Frage

---

275 Vgl. J. Finsinger [II], S. 191.

276 Vgl. G. Zybell, S. 57f.

277 Vgl. H.P. Hermann, S. 573, und A. Schmidt, Vorstellungen der Hessischen Landesregierung zur Reform der Tarifstruktur „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 86 (1987), S. 783.

278 Vgl. G. Luther, S. 34; Antrag der Abgeordneten Dr. Daniels (Regensburg), Stratmann, Frau Teubner und der Fraktion DIE GRÜNEN, S. 26ff.

279 Vgl. G. Luther, S. 36, und M. Horn, Stromtarife als Instrument der Energiesparpolitik? In: G. Luther, M. Horn und H.J. Luhmann, S. 62f.

280 Vgl. Antrag der Abgeordneten Dr. Daniels (Regensburg), Stratmann, Frau Teubner und der Fraktion DIE GRÜNEN, S. 29f. und S. 33f. In diesem Antrag wird allerdings auf die Notwendigkeit der Kostendeckung nicht eingegangen.

281 Vgl. G. Zybell, S. 59; o.V., Überprüfung der Strompreisstrukturen, S. 995f.

etwaiger Mehr oder Minderverbräuche nicht berücksichtigt würde und sie sich im Regelfall am konstanten Arbeitspreis orientierten<sup>282</sup>.

Diese Orientierung am konstanten Arbeitspreis wird von den Gegnern eines zweiteiligen Tarifs nicht bestritten, allerdings wenden sie ein, daß durch die Umstellung auf einen linearen Tarif die Orientierungsgröße zur Beurteilung der Vorteilhaftigkeit von Investitionen in neue, stromsparende Geräte bzw. Technologien – der Grenzpreis pro kWh – deutlich höher liegen würde und somit zumindest langfristig eine Verringerung der Stromnachfrage erwartet werden könnte<sup>283</sup>. Durch eine Tarifierung in Höhe der langfristigen Grenzkosten würden auch Fehlallokationen von Ressourcen aufgrund zu niedriger Grenzpreise vermieden<sup>284</sup>.

- Letztlich würde die Anwendung linearer gegenüber zweiteiligen Tarifen zu sozial unerwünschten Ergebnissen führen, da der höhere Arbeitspreis für Haushalte mit vielen Personen zu einer deutlich höheren Stromrechnung führen würde als für Kleinverbraucherhaushalte<sup>285</sup>. Offensichtlich wird hier eine umgekehrt proportionale Beziehung zwischen dem Stromverbrauch und dem Haushaltseinkommen unterstellt, die in dieser Form nicht generell gültig ist<sup>286</sup>.

Bezüglich des sozialen Aspekts wird – erwartungsgemäß – der Degressionseffekt des zweiteiligen Tarifs in den Vordergrund gerückt, da von Haushalten mit höherem Einkommen eher ein größerer Verbrauch an elektrischer Energie erwartet wird<sup>287</sup>. Darüber hinaus bringe die Abkehr von der Anzahl der Tarifräume als Bemessungsgrundlage für die Höhe des Grundpreises Vorteile für Bewohner großer Wohnungen, die eher in sozial besser gestellten Haushalten anzutreffen seien<sup>288</sup>.

- Konkret wird gegen die Anwendung zeitabhängiger Tarife eingewendet, daß einerseits die angestrebte Verlagerung keine Energieeinsparung (kWh) bewirke,

---

282 Vgl. Landesgruppe NordrheinWestfalen der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.) Stellungnahme zur Studie „Zum Einfluß der Preisgestaltung leistungsgebundener Energieträger auf die Rationale Energieverwendung“. Frankfurt a.M. 1988, zitiert nach IZE Informationen zur Elektrizität (Hrsg.), Moderne Stromtarife. Frankfurt a.M., ohne Erscheinungsjahr, S. 119.

283 Vgl. J. Finsinger [II], S. 191 und S. 193; G. Luther, S. 20; H.J. Luhmann, S. 92ff.; Antrag der Abgeordneten Dr. Daniels (Regensburg), Stratmann, Frau Teubner und der Fraktion DIE GRÜNEN, S. 39ff.; D. Seifried [I], S. 181f.

284 Vgl. Antrag der Abgeordneten Dr. Daniels (Regensburg), Stratmann, Frau Teubner und der Fraktion DIE GRÜNEN, S. 15.

285 Vgl. J. Aengenheister und W. Ohlms; G. Zybell, S. 58 und S. 60; o.V., Beschuß des Vorstandsrates der VDEW zur Tarifreform für den Haushalt „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 86 (1987), S. 993.

286 Vgl. ähnlich J. Finsinger [II], S. 193, und – in entgegengesetzter Richtung argumentierend – D. Seifried [I], S. 183f.

287 Vgl. Antrag der Abgeordneten Dr. Daniels (Regensburg), Stratmann, Frau Teubner und der Fraktion DIE GRÜNEN, S. 20ff.

288 Vgl. Antrag der Abgeordneten Dr. Daniels (Regensburg), Stratmann, Frau Teubner und der Fraktion DIE GRÜNEN, S. 20f. Daß Haushalte mit kleineren Wohnungen prinzipiell weniger Strom verbrauchen als solche mit größeren, erscheint nicht stichhaltig; überhaupt ist die Stromnachfrage von so vielen Einflußfaktoren abhängig, daß man partielle Elastizitäten nur unter Vorbehalt verwenden sollte.

andererseits durch Lastsprünge an den Übergängen von teureren zu billigeren Perioden die Gefahr von Überlastungen bestehe und insofern eine Verringerung der „Freizügigkeit der Stromnutzung“<sup>289</sup> eintreten könne. Letztlich sei die Frage der Lastverlagerung aufgrund der in weiten Bereichen ausgeglichenen Lastverläufe nahezu bedeutungslos; eine Einsparung von Kraftwerkskapazitäten sei zudem leichter durch Lieferverträge mit Sonderabnehmern zu erreichen, die die Möglichkeit der Unterbrechung vorsehen<sup>290</sup>.

Die Gegenposition interpretiert den in weiten Bereichen ausgeglichenen Lastverlauf als Ergebnis der absatzpolitischen Bemühungen insbesondere um Sonderabnehmer, um die aufgrund der zeitunabhängigen Tarifierung vorhandenen „Lasttäler“ aufzufüllen. Sinnvoller sei es dagegen, die Nutzung von elektrischer Energie einerseits auf die nicht durch andere Energieträger realisierbaren Anwendungen zu beschränken und – aufgrund der niedrigen Wirkungsgrade, die sich durch die relativ geringe Ausnutzung der eingesetzten Primärenergieträger in den weitgehend verwendeten Großkraftwerken ergeben – die Verwendung von Strom für Wärmeerzeugung zu vermeiden<sup>291</sup>, andererseits die sich somit wahrscheinlich wieder ergebenden Schwachlasttäler durch Verlagerung des Energiebezugs von Spitzenlastzeiten dorthin aufzufüllen, womit letztlich weniger elektrische Energie verbraucht werden solle, insbesondere aber eine geringere Kapazität notwendig sei<sup>292</sup>.

Offensichtlich divergieren die Ansichten auf diesem Gebiet relativ stark<sup>293</sup>. Berücksichtigt man allerdings die Erkenntnisse, die im Laufe der Zeit innerhalb der wissenschaftlichen Durchdringung dieses Problemkreises zusammengetragen wurden, so kann man den Kritikern des traditionellen Grundpreistarifs, die für eine Einführung zeitabhängiger Tarife plädieren, in manchen Bereichen die Plausibilität ihrer Argumente nicht absprechen. Allerdings haben für den Bereich der Bundesrepublik sowohl die Stromwirtschaft als auch die Exekutive auf kritische Stimmen bezüglich der Fehlleistungen des althergebrachten Tarifsystems reagiert, was letztlich zu der Novellierung der BTO Elt geführt hat. Die daraufhin notwendig gewordene Entwicklung neuer Tarifmodelle soll im weiteren Verlauf der Arbeit kurz präsentiert werden. Zunächst wird jedoch die Betrachtung der Theorie der Spitzenlastpreisbildung mit der Ableitung optimaler Preise unter der Prämisse zeitlich interdependenten Stromnachfragefunktionen fortgesetzt.

---

289 O.V., Beschuß des Vorstandsrates, S. 993.

290 Vgl. o.V., Beschuß des Vorstandsrates sowie Landesgruppe Nordrhein-Westfalen der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.), S. 119.

291 Vgl. G. Luther, S. 19, und Stadtwerke Saarbrücken AG (Hrsg.), Saarbrücker Sieben-Punkte-Erklärung, Saarbrücken 1987, S. 5ff.

292 Vgl. T.F. Cargill und R.A. Meyer, S. 244; Antrag der Abgeordneten Dr. Daniels (Regensburg), Stratmann, Frau Teubner und der Fraktion DIE GRÜNEN, S. 16f.

293 Zu dem bereits mehrfach zitierten Antrag der Bundestagsfraktion DIE GRÜNEN hat die VDEW umgehend Stellung bezogen und sämtliche Argumente und Schlußfolgerungen als nicht stichhaltig und unzutreffend bezeichnet, vgl. o.V., Stromtarife müssen zwei Preissignale geben. „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 88, S. 153ff.

#### 4.3. Spitzenlastpreisbildung bei zeitlich interdependenten Periodennachfrage

Im Verlauf der Diskussion um die Probleme einer optimalen Spitzenlastpreisbildung wurde über lange Zeit mit der Annahme der Unabhängigkeit der Nachfrage einer Periode von Preisen anderer Perioden gearbeitet. Erst durch Pressman wurde diese Annahme erstmals aufgehoben<sup>294</sup>. Noch etwas später haben Crew/Kleindorfer die Annahme einheitlicher Kraftwerke auf und betrachteten die Situation im Falle zweier Kraftwerkstypen<sup>295</sup>. Für den Versuch einer Ermittlung wohlfahrtsoptimaler Spitzenlastpreise sollen an dieser Stelle beide Aspekte derart berücksichtigt werden, daß sowohl von interdependenten Nachfragefunktionen als auch von mehreren Kraftwerkstechnologien ausgegangen wird<sup>296</sup>. Für die Entwicklung des Angebots soll die Analyse der Kostensituation aus dem ersten Kapitel verwendet werden, während für die Nachfrage von zwei unterschiedlichen Perioden, die hier aus Vereinfachungsgründen als gleich lang unterstellt werden, ausgegangen wird. Allerdings soll eine differenzierte Untersuchung der kurz- und langfristigen Lösung des Problems erfolgen: Kurzfristig soll die gesellschaftliche Wohlfahrt unter der Nebenbedingung maximiert werden, daß die bestehenden Kapazitäten nicht in ausreichender Schnelligkeit an eventuelle Nachfrageausweitung angepaßt werden können<sup>297</sup>, langfristig werden Anpassungen zugelassen.

Zunächst werden einige Ausführungen zur grundsätzlichen Problematik der Interdependenz von Nachfragemengen und Preisen vorgestellt. Ein Haushalt plant seinen Stromverbrauch in der Zeit (Tag) unter Berücksichtigung der jeweils geltenden Preise. Gilt eine zeitunabhängige Tarifierung, so ergibt sich eine individuelle Lastganglinie. Wenn nun eine Tarifänderung durchgeführt wird, bei der zeitabhängige Strompreise eingesetzt werden, wird sich eine geänderte Lastganglinie ergeben, soweit die Nachfrage nicht völlig starr verläuft. Gleichzeitig ist aber die Kenntnis des Lastverlaufs, wie sie mittels einer geordneten Lastganglinie verdeutlicht werden kann, notwendiger Bestandteil der Planung und des Einsatzes eines Kraftwerksparks und somit auch der Funktion der Grenzkosten in Abhängigkeit der momentanen Leistungsinanspruchnahme. Diese Funktion wurde aber bei der Konzipierung des zeitabhängigen Tarifs bereits vorausgesetzt. Offensichtlich liegt hier eine Problemstellung vor, die bei sukzessiver Panung nur durch einen Prozeß des „trial and error“ näherungsweise gelöst werden kann; ein zweifelsfreies Ergebnis setzt dagegen einen Simultanansatz voraus. Trotz dieser Bedenken soll im folgenden der Versuch unternommen werden,

---

294 Vgl. I. Pressman.

295 Vgl. M. Crew and P. Kleindorfer [II].

296 Vgl. zu einem ähnlichen Ansatz K. Meier, Spitzenlasttarifierung, Oekonomische Effizienz und Erhaltung der Eigenwirtschaftlichkeit. Bern und Stuttgart 1983, S. 44ff. Meier berücksichtigt in seinem Modell das Problem der Eigenwirtschaftlichkeit, das hier nicht explizit berücksichtigt wird, da seine Relevanz im Laufe der Verwendung größerer Erzeugungseinheiten aufgrund der Entwicklung der verwendeten Kraftwerkstechnologien offensichtlich an Bedeutung verloren hat; vgl. M.K. Berkowitz and F.C. Jen, A Note on Production Inefficiency in the Peak-Load Pricing Model. „Southern Economic Journal“, vol. 44 (1977), S. 375. Meier verwendet preisabhängige interdependenten Nachfragefunktionen, versäumt es aber, bei der Ableitung der Konsumentenrente die relevanten Kreuzeffekte bezüglich des Einflusses einer Preisänderung auf die Konsumentenrente in den nicht betroffenen Perioden zu berücksichtigen; vgl. K. Meier, S. 45f.

297 Diese Annahme findet sich regelmäßig in den peak load pricing-Modellen.

durch Annahme eines bestimmten Kraftwerksparks – etwa der vor Einsetzung eines neuen Tarifs – wohlfahrtsoptimale Preise zu bestimmen.

Zunächst erfolgt die kurzfristige Betrachtung. Gegeben seien die inversen Nachfragefunktionen für die einzelnen Perioden  $i=1, \dots, n^{298}$

$$(52) \quad p_i = f_i(q_1, \dots, q_n)$$

Die Kosten bestehen aus dem Integral der Grenzkosten, welche gemäß der Analyse im ersten Kapitel bis zur maximalen Ausbringung der bestehenden Kapazitäten den Brennstoffkosten entsprechen, und den Kapazitätskosten. Für die jeweils existierende Kapazität wird angenommen, daß sie entsprechend den Optimalitätsbedingungen, die sich aus den Kostencharakteristika der verwendeten Technologien ergeben, an die Lastganglinie angepaßt ist<sup>299</sup>. Somit erhält man für die Kosten den Ausdruck

$$(53) \quad K = \sum_{i=1}^n \int K'(q_i) dq_i + \omega \cdot Q,$$

wobei  $\omega$  der gewichteten Summe der Kapitalstückkosten der einzelnen Kapazitätsbestandteile entspricht, sich also gemäß

$$(54) \quad \omega = \sum_{j=1}^3 \frac{Q_j}{Q} \cdot \beta_j, \quad j=1, \dots, 3$$

ergibt, wobei mit  $j$  die einzelnen Technologien gemeint sind.

Für das vorliegende Problem der Maximierung des sozialen Überschusses unter Verwendung der erläuterten Nachfrage und Kostenfunktionen ergibt sich somit die Zielfunktion

$$(55) \quad W = \sum_{i=1}^n \int f_i(q_1, \dots, q_n) dq_i - \sum_{i=1}^n \int K'(q_i) dq_i - \omega \cdot Q,$$

die unter der Nebenbedingung, daß die momentane Leistungsinanspruchnahme die Kapazitäten nicht übersteigen darf, also

$$(56) \quad Q \geq q_i, \quad i=1, \dots, n$$

maximiert werden soll. Die zu diesem Problem gehörige Lagrange-Funktion lautet – nach kleineren Umstellungen – entsprechend

$$(57) \quad W^* = \sum_{i=1}^n \left[ \int f_i(q_1, \dots, q_n) dq_i - \int K'(q_i) dq_i - \lambda_i \cdot (Q - q_i) \right] - \omega \cdot Q,$$

298 Die einzelnen Perioden können beliebig lang sein, eine Berücksichtigung dieses Aspekts ist erst bei der Frage, ob Kostendeckung zu erreichen ist, relevant.

299 Sobald man diese Annahme fallen läßt, ändert sich die Funktion der Grenzkosten insoweit, als nicht mehr nur die variablen Brennstoffkosten relevant sind, sondern auch eine intramarginalen Leistungsinanspruchnahme Grenzkosten hervorruft, die teilweise Kapazitätskosten umfassen; vgl. J.T. Wenders, S. 237f., und M.K. Berkowitz and F.C. Jen, S. 374, Fußnote 5.

woraus sich durch Ableitung von Gleichung (57) nach den Variablen  $q_i$ ,  $Q$  und  $\lambda$  folgendes Gleichungssystem mit den notwendigen Bedingungen für ein Maximum ergibt<sup>300</sup>:

$$(58) \quad f_i(q_1, \dots, q_n) = K'(q_i) + \lambda_i - \sum_{j \neq i} \frac{\partial \int f_j(q_1, \dots, q_n) dq_j}{\partial q_i}$$

$$(59) \quad \sum_{i=1}^n \lambda_i = \omega$$

$$(60) \quad \begin{aligned} q_i = Q &\rightarrow \lambda_i > 0 \\ q_i < Q &\rightarrow \lambda_i = 0 \end{aligned}$$

Diese Ergebnisse lassen folgende Interpretation zu:

- Aus (60) folgt, daß in allen Perioden, in denen die in Anspruch genommene Leistung  $q_i$  kleiner als die installierte Leistung  $Q$  ist, der Wert der zugehörigen Lagrange-Variablen – also der Schattenpreis für eine zusätzliche Kapazitätseinheit – gleich Null ist, während in den Perioden der Spitzenlast die Lagrange-Variablen einen positiven Wert aufweist.
- Aus (59) ergibt sich im zweiten Schritt, daß die Summe der positiven Lagrange-Variablen die gewichteten Kapazitätsstückkosten ergibt.
- Schließlich folgt für die optimalen Preise, daß sie der Summe (a) der kurzfristigen Grenzkosten (Brennstoffkosten), (b) dem sich aus der Höhe der einzelnen Spitzenlastnachfragen ergebenden Anteil an den Kapazitätsstückkosten<sup>301</sup> und (c) den Korrekturtermen aufgrund der Nachfrageinterdependenzen entsprechen.

Die bei der Festlegung der optimalen Preise zu beachtenden Korrekturterme entsprechen jeweils der Gesamtänderung an Konsumentenrente in allen anderen Perioden aufgrund der Änderung der Ausbringungsmenge in der betrachteten Periode, die in die Nachfragefunktionen der anderen Perioden als Parameter eingeht. Für die Abschätzung des Vorzeichens dieser Korrekturterme und ihrer relativen Stärke gilt grundsätzlich folgendes: Ob durch die Änderung der Menge, die der Anbieter in einer Periode absetzt, die Konsumentenrente in einer anderen Periode betroffen ist, hängt von der Art des Verhältnisses zwischen beiden Nachfragefunktionen ab. Eine solche Beziehung kann, wenn sie von Relevanz ist, substitutiver oder komplementärer Natur sein. Im Fall des Verbrauchs von elektrischer Energie, können sich beide Ergebnisse einstellen:

---

300 Vgl. zu einem ähnlichen Ansatz D.T. Nguyen and G.J. Macgregor-Reid, Interdependent Demands, Regulatory Constraint and Peak Load Pricing, „Journal of Industrial Economics“, Oxford, vol. 25 (1977), S. 277ff. Das Gleichungssystem entspricht den „Kuhn-Tucker-Bedingungen“ für ein nichtlineares Optimierungssystem, woraus insbesondere die Mehrdeutigkeit von (60) folgt. Vgl. dazu M.D. Intriligator, Mathematical Optimization and Economic Theory. Englewood Cliffs, NJ, 1971, S. 44ff., insbesondere S. 53.

301 Aus Gleichung (59) folgt  $\lambda_i = \omega - \sum_{j \neq i} \lambda_j$ .

- Die Verlagerung von Energieanwendungen zwischen einzelnen Perioden, die auf singuläre Preisbewegungen zurückgeführt werden kann, impliziert eine substitutive Relation zwischen dem Verbrauch elektrischen Stroms zu den relevanten Zeitpunkten. So wäre eine Verlagerung von Haushaltsaktivitäten in eine Schwachlastperiode aufgrund von Preisanhebungen in Zeiten stärkerer Kapazitätsbeanspruchung denkbar.
- Daneben kann auch der Fall eintreten, daß ein aufgrund günstiger Tarife während bestimmter Zeiten erworbenes elektrisches Gerät dann auch in anderen, durch einen höheren Preis gekennzeichneten Perioden benutzt wird; eine solche Situation würde eher auf Komplementarität schließen lassen<sup>302</sup>.

Versteht man unter der relativen Änderung des Nachfragepreises, bezogen auf eine relative Änderung der Nachfragemenge, die Preisflexibilität  $\eta$  mit  $\eta = \frac{df}{dq} \cdot \frac{q}{p}$ , so kann man in Analogie zu dem ähnlichen Konzept der Preiselastizität davon ausgehen, daß man bei substitutiven Beziehungen im Regelfall eine positive Kreuzpreisflexibilität der Nachfrage erhält:  $\eta_{p_j, q_i} > 0$ . Unterstellt man durchgängig positive Preise und Mengen, so impliziert das die Relation<sup>303</sup>

$$(61) \quad \sum_{j \neq i} \frac{\partial \int f_j(q_1, \dots, q_n) dq_j}{\partial q_i} < 0,$$

womit die optimalen Preise oberhalb der Grenzkosten liegen würden. Für den Fall der Komplementarität gilt entsprechend das Umgekehrte. Über die tatsächliche Art der Beziehung zwischen elektrischem Strom zu den verschiedenen Zeiten eines Tages muß man sich weitgehend auf Plausibilitätsüberlegungen beschränken. Es ist allerdings zu vermuten, daß die Stärke der substitutiven Beziehungen mit zunehmendem zeitlichen Abstand zwischen den Perioden aufgrund der geringer erscheinenden Verlagerungsmöglichkeiten von Elektrizitätsnutzungen abnimmt<sup>304</sup>.

- 
- 302 Vgl. D.T. Nguyen and G.J. Macgregor-Reid, S. 276. Argumentiert man kurzzeitig außerhalb des Modellrahmens, so existieren für den Stromverbrauch empirische Hinweise, die eine derartige Beziehung relativ unplausibel erscheinen lassen. Die Chance, in Schwachlastzeiten Strom z.B. für Heizzwecke preiswerter zu beziehen, bedeutet nicht unbedingt, daß auch für andere Zwecke diese Möglichkeit besteht, da der „Heizstrom“ eventuell mittels eines eigenen Stromkreises geliefert wird und die Verbilligung nur diesen betrifft. Betrachtet man die anderen bedeutsamen Anwendungen elektrischer Energie in privaten Haushalten, bei denen als Reaktion auf niedrige Preise zu bestimmten Zeiten elektrische Geräte angeschafft werden könnten – hier wäre z.B. an elektrische Wäschetrockner zu denken, soweit sie während der Nacht betrieben werden dürfen –, so ist nur in geringem Umfang damit zu rechnen, daß dadurch ein Mehrverbrauch in Perioden mit höherem Preis induziert wird. Aus diesen Gründen soll im folgenden von mehr oder weniger starken substitutiven Beziehungen zwischen den Perioden ausgegangen werden.
- 303 Der Korrekturterm kann graphisch als Auswirkung einer Verschiebung der Nachfragekurven  $f_j$  aufgrund einer Veränderung der als Parameter in der Funktion enthaltenen Größe  $q_i$  aufgefaßt werden. Die Erhöhung der Menge eines solchen substitutiven Gutes, die aufgrund des Cournot'schen Gesetzes der Nachfrage mit einem niedrigeren Preis einhergeht, führt üblicherweise dazu, daß von dem betrachteten Gut  $q_j$  bei gleichem Preis  $p_j$  weniger nachgefragt wird. Daher dürfte der Wert kleiner Null sein.
- 304 In diesem Zusammenhang würde eine detaillierte Analyse die Berücksichtigung der zeitlichen Verteilung der Anwesenheiten von Haushaltsgliedern durch Arbeitszeitregelungen usw. erfordern. Eine zeitliche Substitution z.B. des Waschens vom Morgen auf den Nachmittag ist eventuell weniger erwünscht bzw. möglich als eine Verlagerung auf den Abend bzw. auf das Wochenende.

Tabelle 2

Optimale Preise bei kurzfristiger Betrachtung			
Nachfrage	g	m	s
$p_i^*$	$K'(q_g) + \lambda_g$	$K'(q_m) + \lambda_m$	$K'(q_s) + \lambda_s$
	$-\frac{\partial \int f_m(q_g, q_m, q_s) dq_m}{\partial q_g}$	$-\frac{\partial \int f_g(q_g, q_m, q_s) dq_g}{\partial q_m}$	$-\frac{\partial \int f_g(q_g, q_m, q_s) dq_g}{\partial q_s}$
	$-\frac{\partial \int f_s(q_g, q_m, q_s) dq_s}{\partial q_g}$	$-\frac{\partial \int f_s(q_g, q_m, q_s) dq_s}{\partial q_m}$	$-\frac{\partial \int f_m(q_g, q_m, q_s) dq_m}{\partial q_s}$

Erläuterungen vgl. Text.



Ein weiterer, nicht von vornherein determinierter Effekt auf die Höhe des optimalen Preises in den einzelnen Perioden liegt in dem Ausmaß begründet, in dem durch Erreichen der Kapazitätsgrenze die Lagrange'schen Multiplikatoren  $\lambda_i$  einen Wert größer Null annehmen. In einem solchen Fall muß die Nachfrage durch einen entsprechend hohen Preis derart gedämpft werden, daß es zu keiner Kapazitätsschlüsse kommen kann. Relevant ist in einer solchen, dem „shifting peak“-Fall ähnlichen Situation offensichtlich der Schnittpunkt der Nachfragekurven mit dem in Höhe der Kapazitätsgrenze senkrecht verlaufenden Teil der kurzfristigen Grenzkosten.

Unterstellt man die Separation dreier Nachfragefunktionen (in Analogie zur Kostanalyse Grund, Mittel und Spitzennachfrage), ergeben sich die in Tabelle 2 ausgewiesenen optimalen Preise  $p_i^*$ .

Da nur während der Spitzenlast die Kapazitäten vollständig ausgelastet sind, ist davon auszugehen, daß  $\lambda_g$  und  $\lambda_m = 0$  sind, während  $\lambda_s = \omega$  sein muß. Somit sind die beiden Korrekturterme für die Frage der Höhe von  $p_s^*$  bedeutungslos, da der optimale Preis durch den Schnittpunkt der Nachfragekurve  $f_s(\cdot)$  mit den kurzfristigen Grenzkosten, die bei der unterstellten Vollauslastung der Kapazitäten an dieser Stelle senkrecht verlaufen, determiniert ist. Bei den Preisen in den verbleibenden Perioden kann man unter Zuhilfenahme der Kreuzpreisflexibilitäten vermuten, daß

$$(62) \quad \eta_{p_m, q_s} \approx \eta_{p_g, q_m}.$$

Die Reaktionen dürften fast gleich stark sein, da es sich um die gleiche Bewegung aus jeweils entgegengesetzter Richtung handelt, und die Spitzenlastnachfrage nicht betroffen ist, bei der die Richtung der Verlagerungen eine Rolle spielen wird

$$(63) \quad \eta_{p_g, q_s} < \eta_{p_g, q_m}.$$

Aufgrund der Hypothese, daß die Substitutionsbeziehung stärker ausfällt, wenn es sich um direkte Nachbarperioden handelt, reagiert der Spitzenlastnachfragepreis auf Mengenänderungen in der mittleren Periode stärker als auf solche in der Grundlastnachfrage.

Somit gilt also

$$(64) \quad \left| \sum_{j \neq i} \frac{\partial \int f_j(\cdot) dq_j}{\partial q_m} \right| > \left| \sum_{j \neq i} \frac{\partial \int f_j(\cdot) dq_j}{\partial q_g} \right|,$$

der gesamte Korrekturterm in der Mittellastperiode fällt stärker aus als in der Schwachlastperiode, die Nachfrage wird entsprechend stärker gedämpft und der Gefahr der Verlagerung der Lastspitze begegnet.

Die langfristige Analyse unterscheidet sich von der bisher behandelten kurzfristigen insoweit, als die Grenzkostenfunktion nun an der Stelle der im Verlauf der Zeit jeweils relevanten Kapazitätsgrenze nicht mit unendlicher Steigung weiter verläuft, sondern um die Kapazitätsgrenzkosten ergänzt wird und somit auf höherem Niveau konstant verbleibt. Zudem erübrigt es sich, die gesellschaftliche Wohlfahrt unter der Nebenbedingung (56) zu maximieren, da auf Nachfragesteigerungen nun nicht mehr mit einer entsprechenden Rationierung, sondern mit Zubau an Kraftwerkskapazitäten reagiert wird<sup>305</sup>. Die Maximierung von (55) durch Ableitung nach den Mengen  $q_i$  ergibt dann den Ausdruck für die optimalen Preise

$$(65) \quad f_i(q_1, \dots, q_n) = K'(q_i) - \sum_{j \neq i} \frac{\partial \int f_j(q_1, \dots, q_n) dq_j}{\partial q_i},$$

der analog zu Gleichung (58) interpretiert werden kann.

Insgesamt ergibt sich für die langfristige Analyse, daß die Tendenz zur Verlagerung des Bezugs von elektrischer Energie von den anderen Perioden in die jeweils aktuelle Periode um so stärker ausfällt, je größer der absolute Wert des Korrekturterms ist. Der wohlfahrtsoptimale Preis für die Versorgung mit elektrischer Energie muß also entsprechend weiter über den relevanten Grenzkosten liegen. Die Gefahr der Verlagerung des Strombezugs von der bei einheitlichem Preis ausschlaggebenden Peak-Periode zu den benachbart liegenden Perioden bei Einführung der Spitzenlastpreisbildung wird dadurch relativ stark gemildert. Je nach den technischen Möglichkeiten der Tarifierung und der Relevanz, die eine Tarifstruktur für die Verbraucher aufweist, könnte man letztlich durch eine entsprechend fein gerasterte Festlegung der Perioden eine nahezu kontinuierliche Abnahme der Substitutionsbeziehung zwischen der Spitzenlastperiode und den anderen Perioden, aber auch allgemein zwischen den

---

<sup>305</sup> Andere Möglichkeiten der Reaktion durch Einflußnahme auf die Nachfrager – z.B. Setzung von Anreizen, Geräte mit geringerem Energieverbrauch zu verwenden –, werden unter dem Stichwort „least-cost planning“ diskutiert, vgl. R. Haas und F. Wirl, Verbraucherseitige Energiesparstrategien. Ein analytischer Überblick. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Jg. 16 (1992), 23ff., und P. Becker und W. Herppich, Energiesparaktivitäten deutscher EVU – Gestaltungsformen und Umsetzungsprobleme gegenwärtiger Maßnahmen. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Jg. 16 (1992), S. 33ff.

Perioden erreichen, wodurch der Gefahr wandernder Lastspitzen weitgehend Einhalt geboten werden könnte<sup>306</sup>.

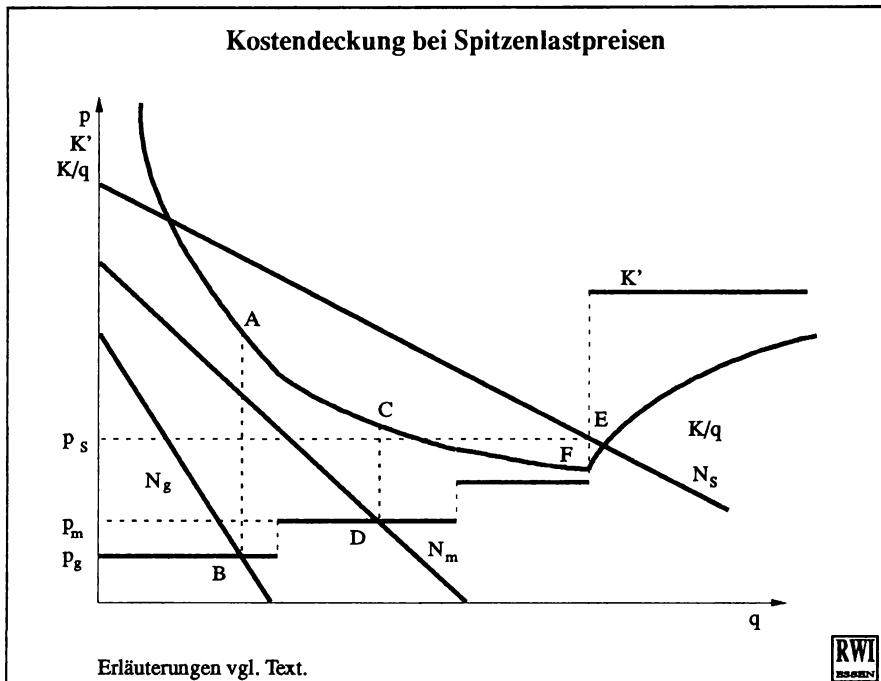
Empirische Untersuchungen belegen die zwar geringen, aber statistisch signifikanten Preiselastizitäten der Nachfrage zwischen Perioden mit unterschiedlichem Preis pro kWh. Unter Verwendung von Daten, die bei Modellversuchen in den Vereinigten Staaten ermittelt wurden, konnte man sowohl eine direkte Preiselastizität der Stromnachfrage ermitteln, die insofern die Reagibilität erweist, als auch Kreuzpreiselastizitäten, die auf eine substitutive Beziehung zwischen dem Bezug von Elektrizität in verschiedenen Teilperioden hinweisen<sup>307</sup>.

Nunmehr soll im Zusammenhang mit diesen Überlegungen zur optimalen Preisstellung die Frage der Kostendeckung in einer solchen Situation aufgegriffen werden. Aufgrund der Verwendung von Anlagen unterschiedlicher Technologie und somit unterschiedlicher Kostencharakteristik ergab sich eine unstetig verlaufende Grenz kostenfunktion, deren einzelne Bestandteile parallel zur Abszisse verlaufen und deren Höhe mit steigender Leistung, die in Anspruch genommen wird, zunimmt. Die zugehörige Durchschnittskostenfunktion verläuft zunächst degressiv; ob sie von einer der Sprungstellen an, bei denen der Wechsel zu einer anderen Technologie vollzogen wird bzw. die Kapazitätsgrenze erreicht ist, positiv verläuft, hängt vom Einzelfall ab und bestimmt sich aufgrund der Relation zwischen der erreichten Höhe der Durchschnittskosten und den Grenzkosten der folgenden eingesetzten Kraftwerksart. Für eine vereinfachte Situation – keine Nachfrageinterdependenzen, „firm peak“-Fall – gibt Schaubild 25 eine mögliche Konstellation wieder, wobei die Frage der Kosten deckung nur der Tendenz nach beantwortet werden kann.

Durch Gleichsetzung der Nachfragekurven  $N_g$ ,  $N_m$  und  $N_s$  mit der Kurve der langfristigen Grenzkosten  $K'$  ergeben sich die optimalen Preise  $p_g$ ,  $p_m$  und  $p_s$ . Die sich bei gegebener Kapazität und dem Einsatz der Kraftwerke gemäß der „merit order“ ergebende Durchschnittskostenkurve  $K/q$  verläuft zunächst fallend, wobei an den Stellen innerhalb der Gesamtkapazität, an denen ein Übergang zu einer anderen Technologie erfolgt, gemäß der nun steiler ansteigenden Gesamtkostenfunktion die Werte der Durchschnittskosten etwas höher liegen als ohne diesen Technologiewechsel. Dadurch kommt es zu den leichten Knickstellen im fallenden Ast dieser Kurve. An dem Punkt, an dem der Fahrstrahl an die Gesamtkostenfunktion den kleinsten Winkel mit der Abszisse bildet, liegt das Minimum der Durchschnittskostenfunktion vor. Im weiteren Verlauf nähert sich der Wert von  $K/q$  asymptotisch dem Wert der Grenzkosten in diesem Bereich, d.h. der Summe von Grenzbrennstoffkosten und Grenzkapazitäts kosten. Dieser Verlauf der Durchschnittskosten spiegelt wider, daß zu den Zeiten, in

- 
- 306 Ein solcher Ansatz läuft letztendlich auf eine kontinuierliche Preisstruktur hinaus, deren praktische Eignung bereits oben kritisch betrachtet wurde. Die dabei notwendigerweise anfallenden Informationskosten sollen hier zwar nicht behandelt, ihre Relevanz für das Erreichen einer allokativtheoretisch optimalen Situation aber auch nicht geleugnet werden.
- 307 Vgl. D.W. Caves and L.R. Christensen, Residential Electricity Pricing Experiments. „Journal of Econometrics“, Amsterdam, vol. 14 (1980), S. 305, und C.K. Woo, Demand for Electricity of Small Nonresidential Customers under Time-Of-Use (TOU) Pricing. „Energy Journal“, vol. 6 (1985), no. 4, S. 126.

Schaubild 25



denen die nachgefragte Leistung einen Einsatz von Mittellastkraftwerken notwendig macht, gleichzeitig auch die Grundlastkraftwerke mit ihren niedrigeren variablen Kosten zur Stromerzeugung verwendet werden. Dadurch kommt es zu einem niedrigeren Wert der Durchschnittskosten als ohne die Grundlastkraftwerke. Da gleichzeitig durch die zunehmende Höhe der Grenzkosten in der Mittel- und in der Spitzenlastperiode Preise gesetzt werden, die teilweise über den entsprechenden Brennstoffkosten der bereits vorher eingesetzten Kraftwerke liegen, sind die Abstände zwischen Durchschnittskostenkurve und Preis geringer – soweit  $K/q > p$  – bzw. höher – im umgekehrten Fall des positiven Überschusses der Preise über die Durchschnittskosten –, als wäre nur eine Technologie vorhanden<sup>308</sup>.

Zur Beantwortung der Frage, ob in einer solchen Situation Kostendeckung erreicht werden kann, ist es erforderlich, genaue Kenntnis über die Geltungsdauer der einzelnen Nachfragekurven zu haben. Gewichtet man die einzelnen Teilgewinne bzw. -verluste, die in Höhe der Differenzen zwischen Durchschnittskosten und Preis multipliziert mit der entsprechenden zur Erzeugung eingesetzten Kapazitätsmenge

308 Hier könnte eine beliebige Erzeugungstechnologie gewählt werden, da die Abweichung vom Ansatz der Kostenminimierung bei der Versorgung eines Kreises von Nachfragern durch optimale Anpassung des Kraftwerksparks an die relevante Lastganglinie auf jeden Fall zu einer Durchschnittskostenfunktion führt, die über jener in Schaubild 25 verläuft.

gegeben sind, mit dem Anteil der Teilperiode an der Gesamtperiode, so muß die Summe dieser Beträge Null ergeben: unter Berücksichtigung von Schaubild 25 ergibt sich

$$(66) \quad \frac{t_s}{t^0} \cdot \overline{AB} + \frac{t_m}{t^0} \cdot \overline{CD} = \frac{t_s}{t^0} \cdot \overline{EF} \quad \text{mit } t^0 = 24 \text{ Stunden.}$$

Sollte sich bei einer praktischen Anwendung eines solchen Tarifs ergeben, daß Kostendeckung regelmäßig nicht erreicht wird, so könnte durch Anpassung des auch bei einem solchen System notwendigen Verrechnungspreises für die Kosten der Messung, Rechnungsstellung usw. der Schritt in die notwendige Richtung getan werden<sup>309</sup>. Dieser Ausweg ist insofern praktikabler als die theoretisch exaktere Setzung von entsprechend modifizierten Ramsey-Preisen, als hierfür wahrscheinlich geringere Transaktionskosten anfallen.

Darüber hinaus wurde der Aspekt der Kostendeckung bei Existenz von Reservekapazität bisher nur insoweit behandelt, als bei der Interpretation der Kostenfunktion in Gleichung (53) die gesamte installierte Kapazität berücksichtigt wurde. Für die Preissetzung ist dieser Sachverhalt ebenfalls zu beachten, da eine Preissetzung aufgrund der Grenzkosten, wie sie sich in einem System mit rechtlich „notwendiger“ Reservekapazität ergeben, im Regelfall wohl nicht zu einer Situation der Kostendeckung führen würde. Die Gesamtkapazität umfaßt auch Kraftwerksreserven und ist daher nicht optimal an die Nachfrage angepaßt. Eine Rationierung über den Preis, wie in dem kurzfristigen Modell in Gleichung (58) für die Spitzennachfrage unterstellt, wird als nicht sinnvoll angesehen. Aus diesem Grunde ist eine Trennung der Frage der optimalen Preissetzung von der Kapazitätsfestsetzung in der Weise sinnvoll, daß für die Festsetzung der Preise eine fiktive Optimalanpassung der Kapazitäten<sup>310</sup> unterstellt wird, während das Problem der Kapazitätsanpassung an die sich entwickelnde Nachfrage eher in einem längerfristigen, dynamischen Planungsmodell behandelt werden sollte<sup>311</sup>.

Nachdem das Problem der optimalen Preissetzung unter einer bestimmten Prämissenkonstellation modelltheoretisch behandelt wurde, sollen im folgenden Kapitel einige der im Verlauf der Umsetzung der novellierten BTO Elt eingeführten Tarife auf ihre Konsistenz zum einen mit den allokativtheoretisch abgeleiteten Anforderungen an eine rationale Gestaltung von Stromtarifen, zum anderen mit dem gesetzlich fixierten Zwang, sich an den Kosten der Elektrizitätsversorgung zu orientieren, untersucht werden. Dabei wird der Schwerpunkt auf die beiden antagonistisch erscheinenden Typen Grundpreistarif mit leistungsabhängigem Bereitstellungspreis („96h-Tarif“) und zeitvariabler linearer Stromtarif („Saarbrücker Modell“) gelegt.

---

309 Vgl. hierzu I. Hoven und W. Schulz [I], S. 232f.

310 Die zum Zwecke der Preissetzung fingierte Erzeugungskapazität sollte der gemessenen Spitzenlast entsprechen.

311 Zu solchen Modellen, die aber regelmäßig Kenntnisse über die Entwicklung der Stromnachfrage voraussetzen, vgl. W. Mönig, S. 237ff., und M.G. Webb.

## Viertes Kapitel

# Tarifmodelle nach der Novellierung der Bundestarifordnung Elektrizität

## 1. Auswahl und Beschreibung der analysierten Tarife

### 1.1. Überblick über die Bestimmungen der BTO Elt

#### 1.1.1. Notwendigkeiten einer Neuformulierung der BTO Elt

Die erste BTO Elt, deren Vorläufer die aus dem Jahre 1938 stammende Tarifordnung für elektrische Energie war, wurde 1971 erlassen und enthielt in ihren Grundzügen keine explizite Berücksichtigung von Belangen des Umweltschutzes und der Ressourcenschonung. Ihr war zwar die Kostenorientierung zugrundegelegt, die Größen allerdings, nach denen die Rechnung für den Bezug von elektrischer Energie eines einzelnen Abnehmerhaushalts sich bemäß, spiegelten nicht die Aspekte wider, die für die Kostenverursachung dieses Haushalts relevant waren. Insbesondere war dafür die Tatsache ausschlaggebend, daß sich der Rechnungsbestandteil, der die in Anspruch genommene Leistung repräsentierte, im Regelfall nach der Anzahl der Räume des jeweiligen Haushalts richtete<sup>1</sup>. Während die Verwendung eines solchen Indikators solange gerechtfertigt war, wie die elektrische Energie im Haushaltsbereich hauptsächlich dafür eingesetzt wurde, in jedem Raum Licht zu spenden, so daß die Leistungsanspruchnahme nahezu direkt proportional zur Anzahl der Brennstellen – also der Anzahl der Wohnräume – war, verlor diese Maßgröße im Laufe der Zeit ihre Berechtigung, als relativ kostengünstiges Ersatzkriterium für die tatsächliche Inanspruchnahme der Kraftwerkskapazitäten und der Leitungsnetze zu fungieren<sup>2</sup>.

- 
- 1 Vgl. § 4 BTO Elt a.F., der diesen Sachverhalt recht detailliert regelte. Allerdings ist in diesem Zusammenhang zu erwähnen, daß die Orientierung an der Anzahl der Räume nicht obligatorisch war, sondern auch ein einheitlicher Bereitstellungspreis erhoben werden bzw. dieser von der in Anspruch genommenen, der bestellten oder der begrenzten Leistung abhängig gemacht werden konnte, vgl. auch § 7 BTO Elt a.F.
  - 2 Vgl. auch VDEW-Arbeitskreis „Tarifgestaltung“ [I], S. 1054. Die Korrelation von Stromverbrauch in kWh und Anzahl der Tarifräume, die Deparade anspricht, ist hierfür nicht ausreichend (worauf dieser auch selber hinweist), da oft kein enger Zusammenhang zwischen Verbrauch und Leistungsanforderung vorliegt; vgl. K. Deparade, Abschied von der Raumzahl. „Energiewirtschaftliche Thesenfragen“, Jg. 37 (1987), S. 688f. Ein kurzer Rückblick findet sich auch bei N. Weigt [IV],

Neben dieser konzeptionellen Schwäche wurden gegen die Verwendung der Raumzahl weitere Argumente vorgebracht, die sich auf die Probleme bezogen, die eine persönliche Aufnahme der Haushaltsverhältnisse durch einen Angestellten des zuständigen EVU mit sich brachten, und die letztlich unter dem Schlagwort der „Kundenferne“ solcher Tarife in die Diskussion eingebracht wurden<sup>3</sup>.

Das Problem der Verwendung nichtelektrischer Bezugsgrößen im Haushaltsbereich war allerdings nicht allein ausschlaggebend für eine Reform der BTO Elt<sup>4</sup>. Die Entwicklung vom Ende der sechziger Jahre bis zur Mitte der siebziger Jahre war einerseits geprägt durch zunehmende Schwierigkeiten, Größenvorteile in der Stromerzeugung zu realisieren, andererseits wurden im Gefolge der ersten Ölkrise und der wachsenden Aufmerksamkeit, die den Fragen der Umweltbelastung und der Begrenztheit bestimmter Rohstoffe – nicht zuletzt Primärenergieträgern – zuteil wurde, zunehmend Stimmen laut, die für eine Einsparung von Energie plädierten<sup>5</sup>. Diese Diskussion wandte sich bezüglich des hier interessierenden Bereichs der Stromtarife insbesondere gegen die mangelnden Anreize zur Einsparung von Primärenergie und Kraftwerkskapazitäten, die in der zweigliedrigen Struktur der Tarife und der bereits erwähnten Verwendung nichtelektrischer Größen zur Bestimmung des Bereitstellungspreises wurzelten. Konkret wurde der stark degressive Verlauf des Durchschnittspreises kritisiert, der sich durch die Verwendung zweier Grundpreistarife ergab<sup>6</sup>.

Grundzüge der neuen Bundestarifordnung Elektrizität. In: W. Ohlms und N. Weigt, Die neue Bundestarifordnung Elektrizität und ihre Umsetzung in Strom-Tarifstrukturen. Köln 1990, S. 51. Ausgesprochen interessant ist in diesem Zusammenhang die ausführliche historische „Beleuchtung“ dieser Entwicklung durch Röder, der darauf hinweist, daß die Begründung des damals verwendeten festen Tarifbestandteils nicht in der Leistungsvorhaltung, sondern in der ebenfalls durch die EVU erfolgten Lieferung und Auswechselung der Glühbirnen lag, was dazu führte, daß nach Aufhebung des sog. „Lampenmonopols“ die Aufrechterhaltung des Grundpreises von den Abnehmern nicht mehr akzeptiert wurde, und die EVU auf einem „Zählertarif“, in heutiger Terminologie ein linearer Tarif, ausweichen mußten. Der mit der Tarifordnung von 1938 eingeführte raumzahlabhängige Bereitstellungspreis war darüber hinaus damals gerade nicht mit der Kostenorientierung begründet worden – dies hätte besser durch eine Anlehnung an die bereits früher als Maßgrößen üblichen Anschlußwerte der Lampen erreicht werden können –, sondern im Hinblick auf die Erreichung der angestrebten Absatzziele, also letztlich zur Ausweitung der Stromanwendung. Vgl. P. Röder, S. 31ff.

- 3 Einzelpunkte dieser Kritik waren die Verletzung der Privatsphäre der Kunden durch die offiziell regelmäßig erfolgenden Tarifaufnahmen und eventuelle Meinungsverschiedenheiten über den Charakter einzelner Räume. Vgl. dazu VDEW-Arbeitskreis „Tarifgestaltung“ [I], S. 1053, und H. Aandrup, Aktuelle Fragen der Tarifgestaltung. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt, Jg. 87 (1988), S. 74.
- 4 Vgl. den kurzen historischen Abriß der Entstehungsgeschichte der BTO Elt aus dem Blickwinkel der Versorgungsbranche bei H. Meier [III], Kostenorientierte Strompreise. Köln 1989, S. 17ff., und den recht ausführlichen – ebenfalls aus der Sicht der EVU – bei G. Rittstieg [II], Tarifreform zum 1. Januar 1990. „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 91 (1992), S. 1103ff.
- 5 Vgl. G. Rittstieg [II], S. 1103.
- 6 Die Wirkung der Verwendung zweier Grundpreistarife auf die Entwicklung des Durchschnittspreises pro kWh, der bei großen Abnahmemengen bis auf den niedrigeren Arbeitspreis im Grundpreistarif II fallen kann, wurde bereits 1980 durch die Einführung einer sog. linearen Komponente verhindert, nach der die gesamte Abnahmemenge einheitlich mit dem Arbeitspreis des ersten Tarifs bewertet werden muß (linearer Tarif), wenn ansonsten der durchschnittliche Preis (Bereitstellungspreis/kWh + Arbeitspreis) niedriger liegen würde; vgl. § 3a BTO Elt a.F. Der zweite Grundpreistarif war 1971 mit der ausdrücklichen Absicht der Verbrauchsförderung in die damalige BTO Elt aufgenommen worden; vgl. N. Weigt [IV], S. 51.

Während allerdings die Versorgungsbranche die Schwachpunkte insbesondere in der Tatsache sah, daß die jeweils in Anspruch genommene Leistung nur unzureichend berücksichtigt wurde, und daher lediglich solche Alternativen entwickelte, die diesen Mangel abstellen sollten, an der prinzipiellen Ausgestaltung der Stromtarife als zweigliedrige Preisstrukturen aber nichts ändern wollte<sup>7</sup>, kamen aus dem Kreise umweltschutzorientierter Verbände und Institutionen zunehmend Forderungen nach einer linearen Ausgestaltung der Stromtarife<sup>8</sup>. Entsprechend dieser Grundeinstellungen wurden Tarifvorschläge durch die VDEW (100h/96hTarif) und einzelne EVU (mengenabhängiges Grundpreissystem, zeitvariabler linearer Tarif Saarbrücken) bereits im Vorfeld der BTO Elt-Novellierung erarbeitet bzw. zeitabhängige Tarife durch die erwähnten Gruppen propagiert.

Im Oktober 1987 beschloß die Wirtschaftsministerkonferenz als Reaktion auf einen Bericht ihres Arbeitskreises „Energiepolitik“, daß die damalige Stromtarifstruktur hinsichtlich des Beitrags „zu einer möglichst rationellen und umweltgerechten Gestaltung der Energieversorgung ... durchaus verbessерungsbedürftig“<sup>9</sup> sei. Allerdings schloß sie sich der Auffassung der Vertreter der Versorgungsbranche dahingehend an, daß zweigliedrige Strompreise aufgrund des weiterhin an zentraler Stelle stehenden Grundsatzes der Kostenorientierung, dessen Erfüllung gleichzeitig auch zu einer Realisierung der obigen Ziele führe, Priorität vor anderen möglichen Ausgestaltungen genießen sollten, wobei allerdings die Leistungsorientierung des Grundpreises deutlicher hervortreten müßte. Außerdem sollte ein stärkerer Anreiz zur Verlagerung von Stromanwendungen in Schwachlastzeiten geschaffen werden<sup>10</sup>.

Aus diesen Thesen heraus wurde im Verlauf der nächsten zwei Jahre eine Neufassung der BTO Elt formuliert und in den zuständigen politischen Gremien behandelt. Die Zustimmung des Bundesrates zu dem vom Bundeswirtschaftsminister vorgelegten Entwurf erfolgte – unter Einschluß einiger Änderungen – am 10. November 1989, so daß sie am 1. Januar 1990 in Kraft treten konnte. Den EVU wurde eine Karenzzeit bis zum 30. Juni 1992 eingeräumt, um die damals geltenden Tarife zu ändern.

### 1.1.2. Ausgestaltungsmöglichkeiten der Tarife nach der BTO Elt

Grundsätzlich ist nach der BTO Elt ein leistungsbezogener Stromtarif vorgesehen, der sowohl den Verbrauch elektrischer Energie als auch die Inanspruchnahme der Kapazitäten des Versorgungssystems bei der Tarifierung in Rechnung stellt. Ein solcher Tarif ist als Pflichttarif zwingend anzuwenden, daneben sind Wahltarife möglich, die allerdings auch den in § 1 niedergelegten Grundsätzen entsprechen müssen<sup>11</sup>. Eine

7 In den Verlautbarungen wurde lediglich die Verwendung zweier Grundpreistarife als nicht notwendig angesehen.

8 Vgl. Abschnitt 4.2. im dritten Kapitel, daneben auch G. Zimmermann, Die Reform der Stromtarife. „Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis“, Herne und Berlin, Jg. 42 (1990), S. 34ff.

9 O.V., Überprüfung der Strompreisstrukturen, S. 994.

10 Vgl. o.V., Überprüfung der Strompreisstrukturen.

11 Vgl. zu den Grundsätzen die Ausführungen im Abschnitt 3.1. im zweiten Kapitel.

unterschiedliche Preisstellung für festgelegte Gruppen von Abnehmern ist nach § 3 weiterhin möglich, soweit das Abnahmeverhalten unterschiedliche Kosten verursacht.

Der Pflichttarif ist grundsätzlich aus drei Teilen aufgebaut, nämlich dem Arbeitspreis, dem Leistungspreis und dem Verrechnungspreis. Während die Bezeichnung „Arbeitspreis“ sich nicht verändert hat, und der „Verrechnungspreis“ auch nach der BTO Elt a.F. schon als Bestandteil des Grundpreises existierte, hat der „Leistungspreis“ den bisher gültigen „Bereitstellungspreis“ abgelöst. Beide Tarifbestandteile sollen zwar das gleiche bewirken<sup>12</sup>, man versuchte aber durch eine Umbenennung die Orientierung dieses Preises an der Leistungsinanspruchnahme stärker zu verdeutlichen<sup>13</sup>.

Im Gegensatz zur Messung der abgenommenen Menge an elektrischer Arbeit (kWh) stellt die Ermittlung der von jedem Verbraucher abgerufenen Leistung ein Novum dar, das auch mittels der üblicherweise im Tarifkundenbereich vorhandenen Stromzähler nicht erreicht werden kann. Eine Implementierung eines leistungsbezogenen Tarifs setzt also in relativ starkem Umfang Investitionen in neue Zähler voraus. Um diesen – bezogen auf die Gesamtzahl der Haushalte – sehr hohen Aufwand nicht ohne die Wahrscheinlichkeit eines höheren Nutzens unternehmen zu müssen, erfolgt eine Leistungsmessung nur bei solchen Abnehmern, die durch einen hohen Betrag an elektrischer Arbeit auch eine hohe Leistungsinanspruchnahme vermuten lassen unter Zuhilfenahme durchschnittlicher Zusammenhänge zwischen Arbeit und Leistung im Haushaltsbereich. Insofern würde bei solchen Haushalten eine Rechtfertigung für den Meßaufwand vorliegen.

Die Messung der beanspruchten Leistung erfolgt allerdings nicht zeitpunktbezogen, wie es konzeptionell richtig wäre, sondern durch Messung des Bezugs an elektrischer Energie (kWh) während eines bestimmten Zeitraums, der nach § 5 BTO Elt entweder 96 Stunden oder eine Viertelstunde beträgt. Hintergrund einer solchen Festlegung ist die Absicht, extrem kurzfristige Leistungsspitzen, die sich durch den hohen Grad an Durchmischung im gesamten System nicht gravierend auswirken, nicht tarifwirksam zu erfassen. Relevant für die Bemessung der Kapazitäts-, „verantwortung“ ist hiernach eher eine länger andauernde Belastung (1/4 h) bzw. die durchschnittliche Belastung über vier Tage<sup>14</sup>.

Neben diesen verschiedenen Arten der Messung der Leistungsaufnahme sind auch Möglichkeiten vorgesehen, eine Pauschalierung vorzunehmen, um bei Nachfragern mit geringen Gesamt mengen und – so wird offensichtlich unterstellt – demgemäß geringen Leistungshöhen den Mehraufwand der Messung vermeiden zu können<sup>15</sup>.

---

12 Nach der Definition des Leistungspreises in § 4 (3) BTO Elt ist dieser „ein Entgelt für die Bereitstellung von elektrischer Leistung“.

13 Vgl. J. Grawe und G. Zybell, Die neue Bundes tarifordnung Elektrizität und ihre Umsetzung. „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 89 (1990), S. 558.

14 Welche Meßperiode sinnvoll ist, hängt insbesondere von den zu erwartenden Leistung maxima der einzelnen Kunden ab, bis zu einem Wert von 25 bis 30 kW ist die Messung von 1/4 h-Höchstlasten wenig sinnvoll; vgl. H. Meier [III], S. 37; G. Rittstieg [II], S. 1107, der allerdings den Gleichzeitigkeitsgrad in diesem Zusammenhang erwähnt. Hierzu und allgemein zu dem von der VDEW entwickelten 96h-Tarif erfolgen unten nähere Ausführungen.

15 Vgl. §§ 5 und 6 BTO Elt; die Möglichkeiten der Ausgestaltung bezüglich der Leistungsmessung wie auch bezüglich der Pauschalierungsregelungen findet man bei N. Weigt [IV], S. 62f.

Interessant hinsichtlich der für die Entwicklung der neuen BTO Elt wichtigen Diskussion um das Für und Wider linearer bzw. zeitabhängiger Tarife ist die Formulierung in § 4(1) BTO Elt: „Arbeitspreis oder Leistungspreis sollen nach Tages-, Wochen- oder Jahreszeiten (Zeitzonen) gestaffelt werden, soweit damit nach den Lastverläufen bei dem einzelnen Elektrizitätsversorgungsunternehmen dem Grundsatz der Kostenorientierung sowie den sonstigen allgemeinen Grundsätzen nach § 1 Abs. 1 Rechnung getragen wird und die zusätzlichen Kosten ... für die Kunden wirtschaftlich vertretbar sind.“

Während in dem Entwurf zu dieser Passage das erste Verb noch „können“ lautete, änderte der Bundesrat in seiner abschließenden Beratung dieses in „sollen“ ab, wobei ausdrücklich auf eine anzustrebende gleichmäßig verlaufende Tageslastganglinie hingewiesen und einer zeitvariablen Ausgestaltung der Pflichttarife Priorität eingeräumt wurde<sup>16</sup>. Daneben enthält § 9 BTO Elt die Verpflichtung, einen Schwachlasttarif anzubieten, der allerdings dann nicht erforderlich wird, wenn bereits der reguläre Pflichttarif zeitabhängig ausgestaltet ist. Insofern wurden elementare Bestandteile einer Spaltenlastpreisbildung berücksichtigt. Darüber hinaus ist die Tatsache, daß in der zitierten Passage auf den Lastverlauf des einzelnen EVU verwiesen wird, vor dem Hintergrund der stets bestrittenen Sinnhaftigkeit einer solchen Strategie angesichts nahezu ausgeglichenener Lastverläufe zu sehen, wobei allerdings immer auf die Situation für die gesamte Bundesrepublik verwiesen wurde<sup>17</sup>.

Ein weiterer wichtiger Punkt, der tendenziell geeignet ist, eine Linearisierung der Stromtarife zu erreichen, ist die Möglichkeit, auf einen festen Bestandteil des Leistungspreises gemäß § 4 (3) Satz 2 BTO Elt zu verzichten. Bei einer solchen Entscheidung ist allein der Verrechnungspreis noch als Grundgebühr zu charakterisieren, wobei bei dessen üblicher Höhe der degressive Verlauf des Durchschnittspreises doch ausgesprochen flach ausfällt<sup>18</sup>.

Die bereits vor der Verabschiedung der BTO Elt-Novelle erarbeiteten Tarifmodelle wie auch weitere Implementierungen weisen aufgrund der relativ flexiblen Gestaltungsmöglichkeiten vielfältige Unterschiede auf, die teilweise in der jeweiligen Abnehmerstruktur und der Kostensituation, teilweise in der Einschätzung der einzelnen Grundsätze der BTO Elt durch die jeweilige Unternehmensleitung bzw. die im Falle öffentlicher/kommunaler Unternehmen hinter ihr stehenden politischen Entscheidungsträger begründet liegen<sup>19</sup>. Aus dieser Vielzahl von Tarifen werden mit dem

16 Vgl. Beschuß des Bundesrates, Ziffer 4.

17 Vgl. die Quellen auf S. 155, Fußnote 290.

18 So beträgt der Verrechnungspreis, den die Stadtwerke Bochum GmbH für einen Wechselstrom-Eintarifzähler nach dem seit dem 1. Oktober 1990 geltenden Tarif berechnen, jährlich 49,20 DM bzw. 4,10 DM monatlich, und liegt damit z.B. deutlich unter der Grundgebühr für den Telefonanschluß, deren Ähnlichkeit mit dem Grundpreis der Stromtarife oftmals angeführt wird: vgl. z.B. o.V., Überprüfung der Strompreisstrukturen, S. 996.

19 Über einige Fälle der Einführung neuer Stromtarife wurde unregelmäßig berichtet, vgl. J. Grawe und G. Zybell, S. 559; R. Bitterer, Einführung der neuen Stromtarife. „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 89 (1990), S. 1410; o.V., Lastkurve treibt zu eigenen Wegen. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Jg. 1991, Nr. 3, S. 8; o.V., Einfacher und teurer. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Jg. 1991, Nr. 3, S. 8; o.V., Sparpaket zur Tarifreform. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Jg. 1991, Nr. 11, S. 10; o.V., In Lübeck wird es eng. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Jg. 1991, Nr. 11, S. 10; o.V., Auch

96h-Tarif der VDEW und dem zeitvariablen linearen Stromtarif der Stadtwerke Saarbrücken zwei Modelle eingehender untersucht, die besondere Beachtung gefunden haben<sup>20</sup>. Während nämlich der 96h-Tarif aufgrund seiner Erarbeitung durch den Arbeitskreis Tarifgestaltung der VDEW von einer Vielzahl der EVU angewendet wird, weist das Modellvorhaben „zeitvariabler linearer Stromtarif“, das bereits Mitte der achtziger Jahre begonnen wurde, die umfassendste Basis aller Versuche auf, mittels zeitabhängiger Tarifierung Einsparungen bei elektrischer Arbeit und Leistung zu erzielen.

## 1.2. Der 96h-Tarif der VDEW

### 1.2.1. Tarifbeschreibung

Seitdem in der Versorgungsbranche die Einsicht in die Mängel eines Tarifs ohne Berücksichtigung der Inanspruchnahme der Kapazitäten durch den einzelnen Tarifnehmer wuchs, wurde über die Möglichkeit nachgedacht, diesem Mißstand durch die Modifikation der bestehenden Tarifsysteme zu begegnen<sup>21</sup>. In der Zeit von 1975 bis 1984 wurde durch den ins Leben gerufenen „Arbeitskreis Tarifgestaltung“ der VDEW untersucht, welche Möglichkeiten zur Lastverlagerung bei den Tarifnehmern vorhanden sind und wie eine tarifliche Mitberücksichtigung dieser Sachverhalte mit dem Ziel, preisliche Anreize zur Einsparung von Leistung zu setzen, erreicht werden kann. Nachdem durch die Ergebnisse der Untersuchungen der Lastganglinien in Haushalten bezüglich der dort erzielbaren Einsparpotentiale<sup>22</sup> zunächst eine Leistungsmessung bzw. Einbeziehung der Leistung in den Tarif nicht vorgesehen war, wurde dieser Aspekt letztendlich doch in den für alle Tarifnehmer geltenden leistungsbezogenen Pflichttarif aufgenommen<sup>23</sup>. Der 96h-Tarif<sup>24</sup> besteht aus drei Elementen<sup>25</sup>:

---

Fürth linear, „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Jg. 1991, Nr. 11, S. 10; o.V., Für die Industrie BTO-Maß, „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Jg. 1991, Nr. 11, S. 10; o.V. Freiburg reformiert radikal, „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Jg. 1991, Nr. 12, S. 8; o.V., Die Arbeitspreise atmen, „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Jg. 1991, Nr. 12, S. 8; o.V., Schleswig setzt starke Reize, „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Jg. 1992, Nr. 10, S. 7; o.V., Kiel linear, „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Jg. 1992, Nr. 12, S. 5.

- 20 Zu den weiteren Varianten eines leistungsabhängigen Tarifs, dem „Mainzer Modell“ und dem „mengenabhängigen Grundpreissystem (MAGS)“, vgl. L. Strauß, S. 1066, sowie W. Ohlms und N. Weigt, S. 65ff.
- 21 Vgl. G. Rittstieg [II], S. 1103, der die Problematik zunehmender, dazu schlecht steuerbarer Leistungsanspruchnahmen als Folge des Aufkommens elektrischer Direktheizungen als eine der Ursachen für die Beschäftigung mit „leistungsorientierten Tarifen“ angibt.
- 22 Vgl. P. Düwall, M. Lange-Hüsken und G. Zybell, S. 1057ff. Dort wird die theoretisch maximale Verlagerung mit 1,4 bis 3,3 vH der Tageshöchstlast beziffert.
- 23 Vgl. G. Rittstieg [II], S. 1107ff.
- 24 Vgl. zu diesem Tarifmodell neben den erwähnten Quellen G. Rittstieg [I], S. 628f.; VDEW-Arbeitskreis „Tarifgestaltung“ [II], Begründung für den 100-Stunden-Tarif, „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 85 (1986), S. 1007f.; o.V., Beschuß des Vorstandsrates; o.V., Überprüfung der Strompreisstrukturen, S. 1000; T. Meyer u.a., Zum Einfluß der Preisgestaltung leistungsgebundener Energieträger auf die Rationelle Energieverwendung. Gutachten, durchgeführt vom Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe 1987; Landesgruppe Nordrhein-Westfalen der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.), S. 123f.; H. Anderup, S. 75f.; J. Aengenheister und W. Ohlms.
- 25 Vgl. VDEW-Arbeitskreis „Tarifgestaltung“ [I], S. 1070; H. Meier [III], S. 27ff. und S. 41ff.

- einem Verrechnungspreis je Abnehmer und Jahr,
- einem für alle Tarifabnehmer gleichen Arbeitspreis, der gegebenenfalls zwischen Spitzenlast und Schwachlastzeiten differenziert ist, und
- einem Bereitstellungspreis, der aus einem kundenabhängigen und einem leistungsabhängigen Teil besteht.

Konzeptionell neu ist insbesondere die Ausgestaltung des Bereitstellungspreises, der nach § 4 Abs. 3 BTO Elt Leistungspreis heißt. Mit dieser Größe will man erreichen, daß sich die Art des Strombezugs im Zeitverlauf, also die konzentrierte Inanspruchnahme für leistungsintensive Anwendungen innerhalb kurzer Perioden einerseits bzw. die kontinuierliche Leistungsanforderung über lange Zeitabschnitte andererseits, auf die Höhe des zu zahlenden Entgelts niederschlägt. Eine solche Zielsetzung läßt prinzipiell auf die Verwendung von Tarifen schließen, die sich an das Höchstlastverfahren der Kapazitätskostenzuordnung anlehnen. Zu diesem Zweck wäre eine zeitpunktbezogene Leistungsmessung der individuellen Höchstlast ohne Berücksichtigung der Situation im gesamten Versorgungssystem durchzuführen. Hierdurch allerdings würde eine verursachungsgerechte Zurechnung der Kraftwerkskapazitäten auf die Abnehmer nur zufällig erreicht. Zu Recht wurde vom Arbeitskreis Tarifgestaltung darauf hingewiesen, daß eine solche Messung aufgrund der Tatsache, daß man im Regelfall von einem Gleichzeitigkeitsgrad  $g < 1$  auszugehen hat, wenig sinnvoll ist<sup>26</sup>. Der Einsatz leistungsstarker Geräte würde dann dazu führen, daß der Haushalt eine entsprechende Erhöhung des Entgelts zu erwarten hätte, ohne daß ein Bezug zur effektiven Höchstlast im gesamten Versorgungssystem unbedingt vorliegen würde. Aus diesem Grund ist man für den Haushaltsbereich von einer die Momentanleistung näherungsweise ermittelnden 1/4 h-Messung von vorneherein abgegangen und hat einen längeren Meßzeitraum gewählt<sup>27</sup>. Nachdem hierfür zunächst eine Dauer von 100 Stunden vorgesehen war, wobei die einzelnen Meßperioden aneinander anschließen, so daß ein Jahr 87 vollständige Zyklen umfaßt hätte, ist man von dieser Regelung abgegangen und hat eine gleitende Messung vorgezogen. Bei diesem Verfahren beginnt zu jeder vollen Stunde eine Meßperiode, so daß sich die einzelnen 96h-Zeiträume überlappen. Bei

---

26 Vgl. VDEW-Arbeitskreis „Tarifgestaltung“ [I], S. 1058f.

27 Vgl. VDEW-Arbeitskreis „Tarifgestaltung“ [I], S. 1057. Die Argumentation des Arbeitskreises ist grundsätzlich nachzuvozziehen, allerdings bleibt die konkrete Begründung eher vage. Insbesondere die Aussage, eine kostenrelevante Leistung stelle „nicht die beim einzelnen Kunden aufgetretene Höchstlast, sondern erst das Produkt „Einzel-Höchstlast des Kunden mal deren Gleichzeitigkeitsgrad“ dar, erscheint doch weitgehend unbegründet, da aufgrund der Definition von  $g$  gemäß Gleichung (5) das angesprochene Produkt nicht notwendigerweise die für die Verteilung der Kapazitätskosten theoretisch richtige Größe „Einzellast zur Zeit der Systemspitze“ darstellt, sondern lediglich eine tautologische Umformung ohne größeren Sinngehalt ergibt. Daneben ist die vom Arbeitskreis postulierte Abhängigkeit des Gleichzeitigkeitsgrades von der Einschaltdauer nicht nachzuvozziehen, da die Definition des Gleichzeitigkeitsgrades nur zeitpunktbezogene Größen enthält, die nichts über die Dauer des Gebrauchs leistungsstarker Geräte besagen. Man hat den Eindruck, daß vom Ergebnis her, also der Verwendung einer bestimmten elektrischen Arbeit als leistungsbestimmende Größe, argumentiert wird, wozu man neben der Höchstleistung auch eine in Zeiteinheiten dimensionierte Größe benötigte. Einfacher und nicht weniger plausibel wäre es gewesen, von vorneherein einer Durchschnittsleistung die Eignung zur Repräsentanz zuzugestehen, zu deren Ermittlung die Messung einer kWh-Menge in einem bestimmten, festzulegenden Zeitraum ausreicht.

diskreten Meßperioden hängt die Menge an kWh davon ab, zu welchem Zeitpunkt der jeweilige Zyklus beginnt; diesen Mangel wollte man durch Änderung der zeitlichen Meßstruktur beheben. Des weiteren wurde in diesem Zusammenhang einem Zeitraum von 96 Stunden der Vorzug gegeben, damit nicht einzelne, stromintensive Stunden – z.B. die Zubereitung des Mittagessens – in bestimmten Meßperioden an fünf Tagen erfaßt werden und in anderen Zyklen nur an vier Tagen<sup>28</sup>.

Der leistungsabhängige Bereitstellungspreis hängt also von der durchschnittlichen Leistung ab, die in einem solchen Zeitraum nachgefragt wird, und bemäßt sich nach dem höchsten Verbrauch an elektrischer Arbeit in einem 96h-Intervall. Die Anzahl der gemessenen kWh ergibt die sogenannten Bereitstellungseinheiten (BE), also

$$(67) \quad BE = \max \{ A_i^{96h} \};$$

diese werden mit dem leistungsabhängigen Preis DM/BE multipliziert und ergeben damit den variablen Teil des Leistungspreises. Somit setzt sich das Entgelt (E) aus dem Arbeitspreis (AP) mal der abgenommenen kWh-Menge, dem Bereitstellungspreis (BP) mal der Anzahl der Bereitstellungseinheiten, dem Verrechnungspreis (VP) und dem festen Leistungspreis (LP<sub>0</sub>) zusammen

$$(68) \quad E = AP \cdot kWh + BP \cdot BE + VP + LP_0.$$

Ursprünglich sollte der Bereitstellungspreis vollständig von dem damaligen 100h-Maximum abhängen, später wurde aber von dieser Version abgegangen und auch die Existenz eines festen Leistungspreises zur Deckung der allein kunden- und nicht leistungsabhängigen Kosten, die im Zusammenhang mit Betrieb und Erneuerung der Netze anfallen und nicht bereits durch Baukostenzuschüsse getragen sind, als notwendig angesehen<sup>29</sup>.

### 1.2.2. Auswirkungen auf die Inanspruchnahme von Arbeit und Leistung

Wie oben bereits erwähnt, wird bei der Anwendung des 96h-Tarifs nicht eine Messung der Leistung im physikalisch korrekten Sinn vorgenommen, da ein solcher Vorgang aufgrund der Durchmischung der Leistungsinanspruchnahmen der einzelnen Tarifabnehmer und der somit für die Kapazitätshöhe nicht relevanten individuellen Höchstlast wenig sinnvoll wäre. Aus diesem Grund hat man sich dafür entschieden, eine durchschnittliche Leistung als Ersatzgröße zu verwenden, was den Vorteil hat, daß hierfür – bei Zugrundelegung einer bestimmten Periodenlänge – weiter die Menge der abgenommenen elektrischen Arbeit verwendet kann<sup>30</sup>. Es stellte sich daher für den Arbeitskreis Tarifgestaltung die Frage nach der Länge der Meßperiode.

- 
- 28 Vgl. H. Allhorn u.a., Ergebnisse der Feldversuche der VDEW zum 100-Stunden-Tarif „Elektrizitätswirtschaft“, Jg. 88 (1989), S. 1000f., und H. Meier [III], S. 45ff.
- 29 In der ersten Veröffentlichung des Arbeitskreises Tarifgestaltung findet sich zumindest kein Hinweis auf einen leistungsunabhängigen Teil des Bereitstellungspreises. Vgl. daneben die Erörterung der Änderungen des ursprünglichen Vorschlags im weiteren Verlauf der Beratungen innerhalb des Arbeitskreises bei H. Meier [III], S. 27.
- 30 Vgl. L. Strauß, S. 1061.

In den von einigen Verbund-EVU unternommenen Feldversuchen wurden insbesondere die Alternativen „Verbrauch an elektrischer Arbeit während X Tagen“ und „Verbrauch an elektrischer Arbeit während fünf Zyklen von Y Stunden“ untersucht<sup>31</sup>. Dabei stellte sich eine Überlegenheit der ersten Variante heraus:

- Aufgrund des zusammenhängenden Zeitraums fallen Phasen kurzfristig hoher Stromverbräuche bei einzelnen Abnehmern nicht so ins Gewicht, was unter dem Aspekt der Durchmischung als Vorteil angesehen wird. Durch die zeitlich unterschiedlich anfallenden Leistungsaufnahmen von Haushalts- bzw. Gewerbe- und Landwirtschaftsnachfragern sind alle Tarifabnehmer für den sich ergebenden Gleichzeitigkeitsgrad  $g < 1$  verantwortlich. Die zweite Variante hätte für die Haushalte bei gleicher Menge an elektrischer Arbeit deutlich höhere Bereitstellungseinheiten ergeben<sup>32</sup>.
- Der ersten Variante wurde Vorrang hinsichtlich der Verständlichkeit und der Akzeptanz eingeräumt<sup>33</sup>. Inwieweit dieses Argument auch für die inzwischen erfolgte Umstellung auf eine gleitende Messung der Bereitstellungseinheiten Gültigkeit besitzt, ist in Frage zu stellen. Auswirkungen auf die Verbrauchsgewohnheiten können sich nur ergeben, wenn den Haushalten mittels entsprechender Konstruktion der notwendigerweise neuen Stromzähler Informationen über den momentanen Wert der Bereitstellungseinheiten gegeben werden<sup>34</sup>. Da sich aber jeder Haushalt aufgrund der gleitenden Messung in jedem Zeitpunkt innerhalb von 96 Meßperioden befindet, könnte er – in Abhängigkeit von einem durchschnittlichen Verbrauchsverhalten, welches hierfür unterstellt werden muß –, theoretisch Informationen über die potentielle Höhe seines 96h-Maximums für sämtliche noch nicht beendeten Perioden erhalten und dann sein weiteres Verhalten daran ausrichten, ob er ein neues Maximum zulassen oder durch Verbrauchsänderung verhindern will. Eine solche Informationsflut erscheint nicht sehr geeignet, die Verständlichkeit eines Tarifs zu erhöhen<sup>35</sup>.

Die Länge der Meßperiode ergab sich letztendlich aus der Überlegung, daß einerseits gelegentlich auftretende Mehrverbräuche durch eine genügend lange Meßperiode in ihrer Wirkung kaschiert werden könnten, andererseits der Zeitraum weniger als eine Woche umfassen sollte, damit nicht das Gewerbe mit seinem in vielen Fällen gegebenen „Wochenendtal“ einen Vorteil gegenüber Nachfragern aus dem Haushalts- bzw. insbesondere dem Landwirtschaftssektor realisieren könnte<sup>36</sup>. Man einigte sich

---

31 Vgl. VDEW-Arbeitskreis „Tarifgestaltung“ [I], S. 1064ff.

32 Vgl. VDEW-Arbeitskreis „Tarifgestaltung“ [I], S. 1064f.

33 Vgl. VDEW-Arbeitskreis „Tarifgestaltung“ [I], S. 1065f.

34 Vgl. L. Strauß, S. 1062.

35 Läßt man die Annahme eines durchschnittlichen Verbrauchsverhaltens fallen, so ist die zeitliche Verteilung der Leistungsnachfrage – also die individuelle Lastganglinie – für die Höhe der einzelnen 96h-Maxima verantwortlich. Jeder Haushalt müßte in diesem Fall eine rollierende, vollständige Planung seiner Lastganglinien betreiben und die dafür notwendigen Informationen erhalten und verarbeiten können. Damit scheint die Verständlichkeit des 96h-Tarifs bzw. die Möglichkeit der Verbrauchsbeeinflussung durch diese Preisstruktur, was mit der Zielrichtung, ein Kostenbewußtsein bezüglich der Leistungsinanspruchnahme zu entwickeln, auch durchaus beabsichtigt war, endgültig gescheitert zu sein.

36 Vgl. VDEW-Arbeitskreis „Tarifgestaltung“ [I], S. 1066; M. Brand u.a., S. 44, und L. Strauß, S. 1062.

damals auf diskrete Meßperioden von jeweils 100 Stunden Dauer, die später – wie erwähnt – auf 96 Stunden reduziert wurden.

Durch die Art der Ermittlung erhält man eine durchschnittliche Leistung, die als kostenverursachend angesehen wird. Der für den einzelnen Haushalt relevante Wert ermittelt sich gemäß

$$(69) \quad \bar{L}_i^{96h} = \frac{BE_i}{96},$$

wobei  $i = 1, \dots, n$  die Anzahl der Meßperioden darstellt. Jeder einzelne Abnehmer minimiert seinen Leistungspreis, indem er die höchste, während einer Meßperiode durchschnittlich in Anspruch genommene Leistung so klein wie möglich zu halten sucht. Das ist tendenziell ähnlich dem Versuch, seine Benutzungsdauer zu maximieren, also seinen Verbrauch an elektrischer Energie so weit wie möglich zu verstetigen. Zur Verdeutlichung dieser These ist es sinnvoll, sich neben der Benutzungsdauer gemäß Gleichung (4) auch den Benutzungsgrad  $b$  ins Gedächtnis zu rufen, der für einen einzelnen Abnehmer  $i$  durch

$$(70) \quad b_i = \frac{B_i}{8760h}$$

definiert ist. Der Wertebereich von  $b$  liegt also zwischen 0 und 1; der Maximalwert ergibt sich bei der höchstmöglichen Benutzungsdauer von jährlich 8760 Stunden. Mit dem Auslastungsgrad  $a$  findet ein ähnlicher Begriff im Zusammenhang mit dem 96h-Tarif Verwendung, wobei mit  $a$ , „der Quotient aus dem tatsächlichen Strombezug/Jahr dividiert durch den fiktiven Strombezug, der bei ganzjährig durchlaufender Wiederholung des höchsten während einer Meßperiode aufgetretenen Strombezuges“<sup>37</sup> gemeint ist. Formal ergibt sich – wieder für einen Abnehmer  $i$  –

$$(71) \quad a_i = \frac{W_i}{BE_i \cdot \frac{8760h}{96h}}.$$

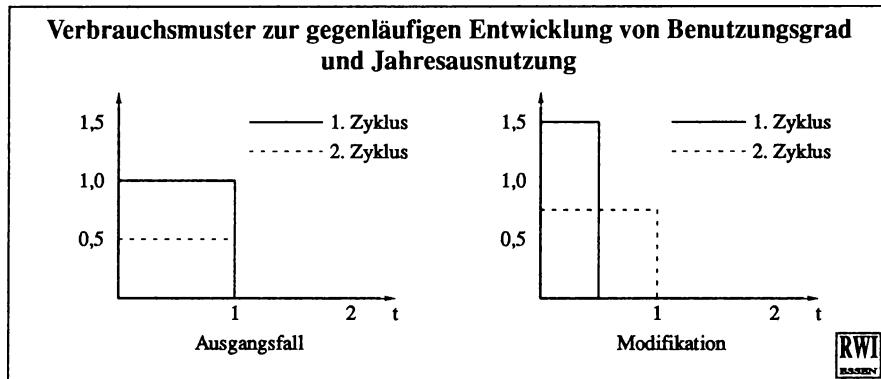
Setzt man die Definitionsgleichung für  $B$  in Gleichung (70) ein, löst Gleichung (70) und Gleichung (71) jeweils nach  $A_i$  auf und setzt die sich ergebenden Ausdrücke einander gleich, so ergibt sich

$$(72) \quad b_i \cdot L_{i_{\max}} = a_i \cdot \frac{BE_i}{96h}.$$

Der Grad der Benutzung der maximalen Leistungsinanspruchnahme (linke Seite) entspricht dem Auslastungsgrad der höchsten durchschnittlichen Leistung während einer Meßperiode von 96 Stunden. Benutzungsgrad und Auslastungsgrad müssen aber nicht den gleichen Wert haben bzw. können sich unabhängig voneinander verhalten. Nimmt man im Ausgangsfall an, ein Haushalt verbrauche während einer 96-Stunden-Periode regelmäßig in einem Zeitraum von 2 Stunden 1 kWh durch eine einstündige Inanspruchnahme einer Leistung von einem kW, während eines zweiten Meßzyklusses bei gleichem zeitlichen Verlauf nur jeweils die halbe Leistung (Ausgangssituation), so

37 VDEW-Arbeitskreis „Tarifgestaltung“ [I], S. 1063.

Schaubild 26



ergibt eine Änderung dieses Verhaltens dahingehend, daß er während der ersten Periode innerhalb der zwei Stunden eine halbe Stunde lang 1,5 kW Leistung abruft, im Laufe der zweiten 96-Stunden-Periode aber weiterhin eine Stunde lang eine nun auf 0,75 kW erhöhte Leistung (Modifikation), die in Tabelle 3 ausgewiesenen Werte für  $a$ ,  $b$ ,  $BE$  und  $L_{max}$ <sup>38</sup> (vgl. auch Schaubild 26).

Man erkennt an diesem sehr komprimierten Beispiel, daß durch die Wahl einer mehrere Tage umfassenden Meßperiode eine Entkopplung von maximaler und durchschnittlicher, der Tarifierung unterliegender Leistungsaufnahme erfolgt. Ein Haushalt, der zur Reduzierung seiner Stromrechnung die Anzahl der Bereitstellungseinheiten minimieren will, wird bei konstanter Menge an kWh gleichzeitig seine Jahresausnutzung der durchschnittlichen Leistung maximieren, was sich bei einem Wert für  $a$  von eins ergibt. Dadurch kann, muß aber nicht eine gleichzeitige Erhöhung von  $b$  einhergehen; auch der gegenläufige Effekt ist – wie gezeigt – denkbar. Diese Zusammenhänge sind für die beabsichtigten Effekte des 96h-Tarifs relevant, da es offensichtlich nicht unbedingt darauf ankommt, die von dem Haushalt in Anspruch genommene Leistung möglichst gleichmäßig durch den Gebrauch elektrischer Geräte einzusetzen, sondern allein den Lastgang innerhalb der Meßperioden so auszugleichen, daß sich jeweils gleiche Mengen an elektrischer Arbeit ergeben; eine Annäherung der Lastganglinie an eine für die maximale Benutzungsdauer relevante Parallele zur Abszisse ist nicht notwendig<sup>39</sup>. Ein Verhalten der Abnehmer, das zu einem solchen Ergebnis – also der Maximierung der individuellen Benutzungsdauern durch weitgehende Vergleichmäßigung der Lastganglinien – führen würde, hätte nur dann als Resultat eine Minimierung der Systemspitzenlast zur Folge, wenn der Gleichzeitzigkeitsgrad  $g=1$  ist. Setzt man nämlich in Gleichung (5) den Wert für  $L_{max}$  ein, der sich aus Gleichung (4) ergibt, so erhält man die Beziehung

$$(73) \quad L_{max} = g \cdot \sum \frac{W_i}{B_i}.$$

38 Die Menge an elektrischer Arbeit liegt in beiden Fällen bei 3285 kWh.

39 Durch viele Veröffentlichungen zu dem anzustrebenden Verhalten der Tarifabnehmer konnte der Eindruck erweckt werden, Ziel des 96h-Tarifs sei ein solcher idealisierter Lastgang; vgl. z.B. G. Rittstieg [I], S. 628, sowie J. Grawe und G. Zybell, S. 558.

Tabelle 3

<b>Zusammenhang zwischen Benutzungsgrad und Jahresausnutzung</b>				
	a	b	BE	L <sub>max</sub>
Ausgangsfall	0,75	0,375	48	1
Modifikation	1	0,25	36	1,5
Erläuterungen vgl. Text.				



Für  $g=1$  ergibt sich offensichtlich – bei unterstellter Konstanz der verbrauchten Menge an elektrischer Arbeit – durch eine Maximierung der Benutzungsdauern eine minimale Systemspitzenlast. Falls  $g$  jedoch kleiner als eins ist, nimmt durch die Erhöhung der Benutzungsdauern der einzelnen Abnehmer der Durchmischungsgrad ab, somit steigt der Wert von  $g$  und ergibt die Notwendigkeit einer Erhöhung der Anlagen zur Erzeugung und Verteilung. Wie stark sich diese beiden gegenläufigen Effekt auswirken, kann a priori nicht beurteilt werden; der angestrebte Zweck der Einführung eines leistungsorientierten Tarifs könnte allerdings gerade nicht erreicht werden<sup>40</sup>.

Als Fazit erhält somit durch die Ausgestaltung des 96h-Tarifs bei individueller Leistungsmessung der einzelne Nachfrager einen Anreiz, innerhalb der Meßperiode keine herausragenden, die Menge an elektrischer Arbeit erhöhenden Aktivitäten zu betreiben, sondern eine relativ konstante Verbrauchsstruktur anzustreben. Fraglich ist, ob diese Minimierung der durchschnittlichen Leistungsanspruchnahme unter dem Gesichtspunkt der Kostenorientierung sinnvoll ist. Berücksichtigt man die Überlegungen zur Abkehr von der Messung individueller Leistungsspitzen aufgrund der Durchmischung, so scheint die Hinwendung zu durchschnittlichen Leistungen unter Beibehaltung der Möglichkeit dieser Durchmischung plausibel zu sein. Allerdings müssten dann, damit nur die Durchschnittsleistung während der für die Kapazitätshöhe ausschlaggebenden Tageshöchstlast gemessen wird, die Meßperioden auf die hierfür relevanten Zeiten beschränkt werden, oder es wäre eine Berücksichtigung der fehlenden „Kapazitätsverantwortung“ der während der Schwachlastzeit verbrauchten kWh erforderlich<sup>41</sup>.

Durchweg wird von Autoren, die einem linearen Tarif positiv gegenüberstehen, die Zweigliedrigkeit des 96h-Tarifs als wesentlicher Mangel angesehen<sup>42</sup>. Ob dieser Tarif allerdings auch de facto als zweigliedriger Preis aufzufassen ist, hängt – neben der

40 Zur Kritik an einer Tarifierung, die die Benutzungsdauer als Leistungsindiz verwendet, vgl. P. Röder, S. 104ff.

41 Vgl. VDEW-Arbeitskreis „Tarifgestaltung“ [I], S. 1065, der eine solche Berücksichtigung unter dem Aspekt des damit verbundenen Aufwands ablehnt, und M. Brand u.a., S. 44ff. Bei Brand u.a. ist aber die weitere Argumentation hinsichtlich einer Ausrichtung des Bereitstellungspreises an der Benutzungsdauer der Spitzenlastkapazitäten anhand der obigen Argumente sehr kritisch zu sehen. Grundsätzlich setzt die Verwendung dieser Benutzungsdauer die Messung der höchsten Momentanleistung voraus, während die Jahresausnutzung lediglich die Messung der abgenommenen kWh-Menge voraussetzt.

42 Vgl. D. Seifried [I], S. 167.

Bedingung, daß der Leistungspreis, wie ursprünglich vorgesehen, vollständig auf dem 100h-Maximum basiert und unter Vernachlässigung des Verrechnungspreises – wesentlich von der Existenz einer linearen Beziehung zwischen bezogener Menge an kWh und der Menge an BE ab, davon also, ob der Haushalt eine von der Höhe seines Strombezugs unabhängige Regelmäßigkeit des Stromverbrauchs aufweist. Eine solche Regelmäßigkeit würde durch eine konstante Jahresausnutzung a verkörpert, was sich nach Auflösung von Gleichung (71) nach den Bereitstellungseinheiten BE und unter Fortfall des Indexes i durch

$$(74) \quad BE = \frac{W}{a \cdot 91,25h}$$

ergibt. Durch Einsetzen von Gleichung (74) in Gleichung (68) erhält man eine von der abgenommenen Menge an kWh und der Jahresausnutzung a abhängige Rechnung, die bei unterstellter Konstanz von a bis auf den festen, allerdings im Vergleich zur früheren Höhe eher moderaten Grundpreis (GP) zu einem linearen Tarif wird

$$(75) \quad E = ( AP + \frac{BP}{a \cdot 91,25} ) \cdot W + GP.$$

Eine Konstanz der Jahresausnutzung wird bei der pauschalierten Leistungsmessung im Bereich kleinerer Verbräuche verwendet. Da es nach der Argumentation der Versorgungswirtschaft nichts Sinnvoll ist, für Abnehmer mit wenigen als 10000 kWh jährlichem Bezug an elektrischer Arbeit zwingend den finanziellen Aufwand der Installation eines neuen Zählers auf sich zu nehmen<sup>43</sup>, wurde im weiteren Verlauf der Entwicklung dieses Tarifmodells der Vorschlag einer pauschalierten Leistungsmessung für Verbräuche zwischen 500 und 10 000 kWh pro Jahr gemacht<sup>44</sup>. Dazu wurde im Rahmen der Feldversuche zum (damaligen) 100h-Tarif der durchschnittliche Ausnutzungsgrad der entsprechenden Maxima bei den einbezogenen Tarifnehmern untersucht<sup>45</sup>, um somit einen Anhaltspunkt für die angestrebte „erlösneutrale“ Umstellung der Tarife zu gewinnen<sup>46</sup>. Aus dieser Untersuchung resultiert letztlich auch die im 96h-Tarif weiterhin praktizierte Preisdifferenzierung zwischen den Bedarfarten, da von unterschiedlichen Ausnutzungsgraden der untersuchten Haushalte bzw. landwirtschaftlichen und gewerblichen Betriebe auf entsprechende Unterschiede bei der Kapazitätsinanspruchnahme geschlossen wurde. Dabei ist zwar richtig, daß bei Konstanz der abgenommenen kWh-Menge ein höherer Ausnutzungsgrad mit einer geringeren durchschnittlichen Leistung während des 96h-Maximums einhergeht; allerdings spricht der konzeptionelle Fehler des Einschlusses lastschwacher Zeiten in die Meßperioden gegen den von der VDEW gezogenen Schluß unterschiedlicher Kapazitätsverursachungen.

43 Vgl. G. Rittstieg [II], S. 1110ff.

44 Vgl. G. Rittstieg [II], S. 1109.

45 Vgl. H. Allhorn u.a., S. 997ff.

46 Vgl. dazu auch VDEW-Arbeitskreis „Tarifgestaltung“ [I], S. 1066ff. Unter Verwendung einer durchschnittlichen Ausnutzung im Haushalt in Höhe von 0,56 gelangt man unter Verwendung von Gleichung (71) zu dem Verhältnis  $51,1 \cdot BE_i = A_i$ , woraus sich mittels des nach Bedarfarten unterschiedlichen variablen Leistungspreises pro Bereitstellungseinheit der Leistungspreis pro kWh ermitteln läßt; vgl. W. Ohlms und N. Weigt, S. 63f.

### 1.2.3. Ergebnis

Durch die Einführung der Bereitstellungseinheiten als durchschnittliche Leistungsanspruchnahme eines Nachfragers während einer Meßperiode von 96 Stunden wird der ehemalige Bereitstellungspreis inhaltlich wie von der Benennung her zu einem Leistungspreis, ohne daß durch Messung der höchsten Momentanleistung der Aspekt der Durchmischung aller Abnehmer eines EVU vernachlässigt wird.

Allerdings ist auch diese neue Regelung lediglich eine unter praktischen Gesichtspunkten eventuell sinnvolle, zweitbeste Lösung zur Signalisierung der durch die Leistungsanspruchnahme verursachten Kosten. Aufgrund der Ausgestaltung des Leistungspreises schlägt sich der Mehrverbrauch eines Abnehmers nur dann in einem über dem Arbeitspreis liegenden Betrag in der Stromrechnung nieder, wenn dadurch ein neues 96h-Maximum realisiert wird. Da jedoch die Meßperioden während der Schwachlastzeit nicht ausgesetzt werden, kann eine solche Aktion theoretisch durch den Mehrverbrauch gerade in der Schwachlastzeit hervorgerufen werden, während eine in der Systemspitzenlast zusätzlich verbrauchte kWh nur mit dem Arbeitspreis zu Buche schlägt<sup>47</sup>. Zudem ist eine Differenzierung der Arbeitspreise nach Tages- oder Wochenzeiten für den Regelfall nicht vorgesehen. Allerdings kann ein Kunde auch für die Anwendung der Schwachlastregelung votieren – unter Einschluß zusätzlicher Kosten für den Einbau eines Zweitarifzählers –, wobei in diesem Fall auch der erste Kritikpunkt, die Einbeziehung der Schwachlastzeiten in die Meßperioden, ausgeräumt wird<sup>48</sup>. Unter diesen Aspekten wäre es wünschenswert, wenn der Ausnahmefall zum Regelfall wird.

Ein weiterer kritischer Aspekt des 96h-Tarifs hinsichtlich der angestrebten Beeinflussung der Abnehmer in Richtung auf eine Vergleichsmäßigung ihrer zeitlichen Bezugsverläufe ist die Akzeptanz angesichts der möglichen Erhöhungen der Stromrechnungen bei gleicher oder sogar reduzierter Abnahmemenge an elektrischer Arbeit<sup>49</sup>. Die Angabe der Bereitstellungseinheiten wird vermutlich nur einen kleinen Teil der Kunden zu einer Verhaltensänderung bringen. Diesbezüglich könnte ein zeitabhängiger Tarif Vorteile aufweisen, da es in einem solchen Fall möglich wäre, die gesamte kWh-Menge auf der Rechnung zeitlich zu disaggregieren, was für viele Stromnachfrager eine zur Verdeutlichung ihrer Verbrauchsentscheidung hilfreiche Maßnahme sein könnte. Diese und weitere, mit zeitabhängigen Tarifen zusammenhängenden Aspekte sollen nun anhand des Saarbrücker Modells eines zeitvariablen linearen Stromtarifs untersucht werden.

---

47 Vgl. D. Seifried [I], S. 167.

48 Die grundsätzliche Überlegenheit einer solchen Ausgestaltung des 96h-Tarifs wird z.B. auch von H. Meier [III], S. 51ff., anerkannt; als Haupthindernis wird auch hier die angesichts der geringen Verlagerungsmöglichkeiten und des höheren Verrechnungspreises mangelnde Wirtschaftlichkeit genannt. Allerdings scheint auch Meier die Möglichkeit einer notwendigen Kapazitätserweiterung durch ungesteuerte elektrische Direktheizungen während der Schwachlastzeiten zu sehen, die gegen die Beschränkung der Meßperioden auf die Zeiträume der Höchstlasten sprechen. Eine solche Charakterisierung der Schwachlastregelung legt den Schluß nahe, daß hier eine als Schwachlastzeitraum einzustufende Periode nun zu einer Spitzenlastperiode mutiert, so daß eine Einbeziehung in die Leistungsmessung ohnehin in der Logik dieses Vorschlags liegt. Ein schlagkräftiger Einwand gegen die Anwendung der Schwachlastregelung auf breiter Basis ist damit nicht gegeben.

49 Vgl. D. Seifried [I], S. 167.

### 1.3. Das Saarbrücker Modell zeitvariabler linearer Stromtarife

#### 1.3.1. Tarifbeschreibung und Ergebnisse des Modellversuchs

Bereits zu einem relativ frühen Zeitpunkt hatte die Stadtwerke Saarbrücken AG Überlegungen bezüglich einer die Belange des Umweltschutzes und der Energieeinsparung besser berücksichtigenden Preisstruktur für den Bereich der Tarifabnehmer angestellt<sup>50</sup>. Insbesondere wurde dabei über die Möglichkeit nachgedacht, durch Einrichtung von Zeitzonen den Stromtarif über den Tag zeitlich zu staffeln und einen linearen Stromtarif anzuwenden. Da man aber nicht von vornherein ein Urteil über die praktische Anwendbarkeit, Akzeptanz und Zieladäquanz fällen konnte und wollte bzw. eine Zulässigkeit durch den Verordnungsgeber Bundesregierung und die Aufsichtsstelle Landesregierung ohne Erprobung als wenig wahrscheinlich eingeschätzt wurde, sollte ein breit angelegter Modellversuch Antworten auf die Fragen geben, ob durch einen solchen zeitvariablen linearen Stromtarif

- eine Einsparung an elektrischer Energie (also elektrischer Arbeit) und
- durch Verbrauchsverlagerung von Spitzenlast zu Schwachlastzeiten eine Verringerung der notwendigen Erzeugungs- und Verteilungskapazitäten erreicht werden könnte<sup>51</sup>.

Hierzu wurden in vier Versorgungsgebieten drei Gruppen von Haushalten bestimmt, bei denen die Auswirkungen eines solchen Tarifs untersucht werden sollten<sup>52</sup>:

- Der Verbrauch an elektrischer Energie der ersten Gruppe von Haushalten wurde mit dem neuen Tarif abgerechnet; begleitend wurden bei diesen wie bei allen anderen beteiligten Haushalten sowohl schriftliche als auch mündliche Befragungen über das Verbrauchsverhalten, die Ausstattung mit elektrischen Geräten, die Einstellung gegenüber den Aspekten Energiesparen, Kernenergie, Umweltschutz und weiteren Belangen durchgeführt<sup>53</sup>.
- Bei einer weiteren Gruppe kam ebenfalls der neue Tarif zur Anwendung, darüber hinaus wurde hier ein elektronisches Meß- und Anzeigegerät installiert, welches „Informationen über Höhe und Kosten des Stromverbrauchs jeweils aktuell bereitstellt“<sup>54</sup>; dadurch sollte eine Aussage darüber ermöglicht werden, ob detaillierte Kenntnisse über die Konsequenzen ihres Verbrauchsverhaltens weitere Einspareffekte bewirken könnten.
- Eine letzte Fraktion von Haushalten diente als Referenzgruppe, bei denen weiterhin der alte Tarif angewendet wurde, deren Verbrauchsverhalten allerdings ebenso exakt gemessen wurde wie bei den beiden ersten Gruppen.

50 Vgl. W. Leonhardt, Sind unsere Stromtarife noch zeitgemäß? – Oder: Augustinus und der lineare Tarif. (Saarbrücker Diskussions-Papiere, Nr. 2.) Saarbrücken 1986.

51 Zu diesen Zielen und zu weiteren „Detailfragen“ (u.a. der Lastspitzen an den Grenzen der Teilperioden) vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), Das Modellvorhaben „Zeitvariabler linearer Stromtarif“. Abschlußbericht. Saarbrücken 1992, S. 3ff.

52 Vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 14ff.

53 Vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 17ff.

54 Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 15; die Bezeichnung hierfür lautete „System für Energie-Spar-Management“ (SESAM).

Dadurch sollten bei der Auswertung der Ergebnisse allgemeine Einflüsse wirtschaftlicher wie auch politischer und insbesondere klimatischer Art isoliert werden.

Bei der Festlegung des Modelltarifs mußte darauf geachtet werden, daß dem Aspekt der Kostenorientierung Genüge geleistet wurde, da sowohl die alte als auch die neue BTO Elt besonderes Gewicht auf dieses Konzept legt und eine Zulassung des Tarifs bei einer eklatanten Desorientierung an den Kosten der Erzeugung wenig wahrscheinlich wäre. Zudem sollte der Modelltarif gegenüber dem gültigen Stromtarif Erlösneutralität gewährleisten<sup>55</sup>. Die Kostenorientierung sollte grundsätzlich dadurch erfolgen, daß die Preise der einzelnen Zeitperioden an dem Verhältnis der jeweiligen Grenzkosten ausgerichtet wurden. Hierzu ermittelte man zunächst durch die Aneinanderreihung der einzelnen Kraftwerke bzw. Bezugsverträge von regionalen oder Verbundversorgern gemäß dem Kriterium „Kosten pro kWh“ die „Spannbreite der kurzfristigen Grenzkosten“<sup>56</sup>. Die für die Tarifierung der elektrischen Energie zu den absoluten Spitzenlastzeiten notwendigen langfristigen Grenzkosten unter Einschluß der Kapazitätskosten pro kWh durch eine potentielle Erweiterung des Kraftwerksparks flossen aufgrund von Ermittlungsproblemen nicht in die Berechnung des Modelltarifs ein<sup>57</sup>.

Zur Erreichung der Erlösneutralität wurde im nächsten Schritt unter Verwendung einer Computersimulation ein Modelltarif entwickelt, der nach Berücksichtigung durchschnittlicher Lastganglinien den gleichen Erlös lieferte wie der damals gültige Stromtarif. Zwar wäre konzeptionell eine Erfolgsneutralität, also die Sicherstellung eines gleich hohen Gewinns im Vergleich zur Ausgangssituation, sinnvoller, da so einem Argument gegen die Verwendung von Grenzkostenpreisen in regulierten Branchen, nämlich der Möglichkeit, daß aufgrund von Abweichungen zwischen Grenz- und Durchschnittskosten überhöhte Gewinne bzw. deutliche Verluste erwirtschaftet würden<sup>58</sup>, effektiv begegnet werden könnte; allerdings wurde wegen der Probleme, die mit einer Abschätzung der Kosten- und Erlöswirkungen aufgrund direkter Effekte aus der Tarifänderung sowie durch die Umstellung ausgelöster Mengeneffekte einhergehen, ein solches Verfahren für eine praktische Erprobung als nicht empfehlenswert eingeschätzt<sup>59</sup>. Problematisch bei dem hier verwendeten Vorgehen zur Erreichung der Erlösneutralität erscheint allerdings der Umstand, daß man sich auf Lastganglinien stützte, die aus den Verbrauchsentscheidungen privater Haushalte bei Gültigkeit traditioneller Preisstrukturen resultierten<sup>60</sup>. Geht man bei diesen Abnehmern nicht von einer kurzfristig vollkommen starren Nachfragefunktion aus, so sind Änderungen sowohl hinsichtlich der Kosten als auch der Erlöse mit Sicherheit zu erwarten, über deren jeweilige Höhe – und damit auch die Möglichkeit ihrer Kompen-

55 Vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 7.

56 M. Brandt, L. Höflich-Häberlein und G. Jochum, Der saarländische „Modellversuch zeitvariabler linearer Stromtarif“. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Jg. 12 (1988), S. S. 251; diese Spannbreite reichte vom Wert 1 (günstigstes Kraftwerk in der Schwachlastzeit im Sommer) bis zum Wert 3 (ungünstigstes Spitzenlastkraftwerk im Winter).

57 Vgl. M. Brandt, L. Höflich-Häberlein und G. Jochum. Die Problematik eines solchen Vorgehens wird bei der kritischen Analyse der Modellergebnisse aufgegriffen.

58 Vgl. H. Meier [II], S. 958f., und – differenzierter – I. Hoven und W. Schulz [I], S. 221.

59 Vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 10.

60 Vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.).

sation – a priori keine Aussage gemacht werden kann. Damit kann auch das schwächere Ziel der Erlösneutralität nicht mit Sicherheit erreicht werden.

Als Ergebnis der Tarifberechnungen wurde für die Haushalte der beiden ersten Gruppen folgende Preisstruktur<sup>61</sup> eingeführt:

- In den Schwachlastzeiten, die von Montag bis Freitag jeweils von 20 Uhr bis 6 Uhr und am Samstag und Sonntag während des ganzen Tages andauerten, galt ein Preis von 17,0 Pf/kWh,
- in den Normallastzeiten – werktags von 6 Uhr bis 9 Uhr und von 13 Uhr bis 20 Uhr – kostete die kWh 26,9 Pf, und
- während der Spitzenlastzeit werktäglich von 9 Uhr bis 13 Uhr mußte man 36,8 Pf/kWh bezahlen.

Zu Beginn und während der Laufzeit des Modellversuchs war in den Medien – nicht zuletzt durch die gleichzeitige Inangriffnahme der Novellierung der BTO Elt – das Interesse am „zeitvariablen linearen Tarif“ relativ hoch<sup>62</sup>. Nach Beendigung des Experiments Ende März 1991<sup>63</sup> wurde im September 1992 der Abschlußbericht vorgelegt, in dem die Ergebnisse wiedergegeben wurden<sup>64</sup>. Die oben erwähnten Hypothesen zur Einsparung von elektrischer Arbeit bzw. Leistung wurden danach zum Teil bestätigt, zum Teil aber auch recht deutlich widerlegt.

Eine Verringerung des Verbrauchs an elektrischer Arbeit war bei einer Durchschnittsbetrachtung nicht festzustellen<sup>65</sup>; lediglich eine Aufgliederung anhand des Kriteriums „Höhe des Stromverbrauchs im Jahr 1988“ konnte für Haushalte mit Verbrauchsmengen oberhalb von 5 000 kWh einen Einsparungseffekt belegen, der durch Verbrauchserhöhungen bei Haushalten mit geringen Mengen an elektrischer Arbeit (bis 2 000 kWh) weitgehend egalisiert wurde<sup>66</sup>. Ein solches Ergebnis ist aufgrund der Wirkung eines linearen Tarifs plausibel, da bei Verbrauchsmengen dieser Größenordnung ein deutlich höherer Rechnungsbetrag resultiert als bei den bisherigen Grundpreistarifen; darüber hinaus ist es im Sinne der Zielsetzung „Verminderung des Ressourcenverbrauchs“ willkommen.

61 Die Preise sind ohne Ausgleichsabgabe („Kohlepennig“) und MWSt zu verstehen; vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 11ff.

62 Vgl. o.V., Neue Tarife, neue Energiepolitik, S 63f.

63 Zum zeitlichen Verlauf vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 28.

64 Vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 47ff.

65 Wobei allerdings auf die mögliche langfristige Wirkung durch Anpassung des Gerätbestandes hingewiesen wurde; vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 63, und mit Bezug auf die weiter unten kurz erwähnten amerikanischen Modellversuche S.A. Johnston, Peak and Off-Peak Electricity Consumption. A Review and Critique of Load Management and Rate Design Demonstration Projects. In: S.V. Berg (Ed.), S. 122. Hierbei sollte man allerdings die generellen Anstrengungen zur Verbrauchsverringerung, welche die deutsche Elektrogeräteindustrie bereits in den davorliegenden Jahren „freiwillig“ unternommen hatte und auf die Vertreter der Versorgungswirtschaft in ihren Ausführungen zur Ablehnung zeitabhängiger Tarife immer wieder verweisen, nicht vernachlässigen; vgl. z.B. G. Zybell, S. 59.

66 Vgl. hierzu und zum folgenden Argument Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 61ff.

Bezüglich der Hypothesen einer Verlagerung der Leistungsinanspruchnahme war eine statistisch signifikante Verringerung der Höchstlast durchaus nachzuweisen<sup>67</sup>. So lag der monatliche Durchschnittsverbrauch der nach dem Modelltarif abgerechneten Gruppen in der Hochlastzone um 8 bzw. 13 vH und in den Normallastzonen um 3 bis 4 vH unter dem Wert, der sich für die Referenzgruppe ergab, während innerhalb der Schwachlastzeiten zwischen 4 und 7 vH mehr verbraucht wurde<sup>68</sup>. Eine differenzierte Analyse ergab, daß größere Verlagerungspotentiale bei Haushalten mit zwei Personen, zwei „verlagerbaren“ – also wie im Fall von Waschmaschinen, Wäschetrocknern oder Spülmaschinen zeitlich variabel einzusetzenden – Geräten und solchen, bei denen eine haushaltsführende Person ganztägig anwesend ist, existieren<sup>69</sup>.

Die für die Auslegung des Kraftwerksparks relevante Frage bezüglich der Leistungsverlagerung, nämlich ob auch die Spitzenlast an den Tagen der höchsten Kapazitätsnutzung davon tangiert wurde, wurde im Abschlußbericht recht eindeutig bejaht<sup>70</sup>. Allerdings stellt sich bei kritischer Analyse der Ergebnisse auch die Frage nach der Möglichkeit, daß zu Beginn der Normallastzeit nach 13 Uhr neue Lastspitzen entstehen. Zwar wird die durch Betrachtung der Durchschnittslastganglinien errechnete Lasteinsparung auch zur Tageszeit der bisherigen Lastspitze gegen 12 Uhr beobachtet, die für die aufgeworfene Frage relevanten Daten zur Spitzenlast innerhalb der sich direkt anschließenden Phase der Normallastzeit werden allerdings nicht explizit erörtert. Bedeutungsvoll könnten aber Hinweise auf mögliche Vorbehalte gegenüber Zufallsfehlern sein, nach denen von „Unregelmäßigkeiten“ bei der zeitlichen Verteilung der Spitzenlast berichtet wird<sup>71</sup>. Hier mach erreichte die Gruppe, die nach dem Modelltarif ohne das Zusatzgerät abgerechnet wurde, an einem Donnerstag „in der Viertelstunde von 13.00 bis 13.15 Uhr – also außerhalb der Hochlastzone mit 684 W den höchsten Mittagsspitzenlastwert der Woche“<sup>72</sup>; die Haushalte mit dem Zusatzgerät erreichten ihr „Mittagshoch“ an dem gleichen Tag erst in der Viertelstunde von 13.15 bis 13.30 Uhr<sup>73</sup>. Offensichtlich ist die Möglichkeit des Entstehens neuer Lastspitzen an den Nahtstellen zwischen den einzelnen Zeitzonen trotz der Hinweise auf Zufallsfehler nicht ohne weiteres von der Hand zu weisen, auch wenn das Niveau der Lastspitzen

67 Vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 64.

68 Vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 64f.; ein Zusatzeffekt bei der Gruppe, die über das Anzeigegerät SESAM verfügte, war statistisch allerdings nicht nachzuweisen.

69 Vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 65ff. Wenig relevant waren offensichtlich Verlagerungshemmnisse aufgrund von Hausordnungen o.ä.; in diesen Fällen wurde eine Verlagerung auf das Wochenende vorgenommen. Die Höhe des vorherigen Stromverbrauchs als Kriterium ergab, daß sowohl Wenig- als auch Vielverbraucher nur geringe Möglichkeiten zur Lastverlagerung haben; hier sind wohl durch familiäre oder berufliche Aspekte zeitlich recht starre Verbrauchsmuster gegeben. Wenig verwunderlich sind die relativ hohen Änderungen in der Leistungsaufnahme bei Rentnerhaushalten, denen a priori – vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 4 – eine geringe Neigung zu solchem Verhalten unterstellt wurde. Da man aber davon ausgehen kann, daß solche Abnehmer zeitlich weitgehend flexibel sind und bei ihnen generell ein tendenziell sparsames Verbrauchsverhalten vorherrscht, ist das Ergebnis einer überdurchschnittlichen Verlagerung gerade aus der Hochlastzeit heraus – vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 67 und S. 70 – durchaus erklärlich.

70 Vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 73.

71 Vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 75.

72 Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 75.

73 Vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 75.

generell gesunken ist. Einen zusätzlichen Hinweis auf dieses potentielle Ergebnis geben die im Zuge der Hochrechnung auf die Gesamtlast der Stadtwerke Saarbrücken AG dargestellten Lastganglinien<sup>74</sup>, die deutliche neue Lastspitzen innerhalb der Stunde nach Beendigung der Hochlastzone dokumentieren. Die Verfasser des Abschlußberichts verweisen als Ursache auf eine vom EVU gesteuerte Nachladung von Speicherheizöfen, die auch in die Zeit nach 15 Uhr verschoben werden könnte. Unterstellt man eine solche Verschiebung, so ergibt sich eine nahezu gleich hohe Last in den beiden Zeitpunkten 11.45 und 14 Uhr<sup>75</sup>. Eine solche Vorgehensweise zur Vermeidung von neuen Lastspitzen gibt aber eher den Kritikern dieses Tarifes recht, die auf Einschränkungen bei der Freizügigkeit verweisen; es könnte ja durchaus sein, daß Besitzer derartiger Heizungen, deren Arbeitszeit relativ früh endet, eine Verschiebung deutlich in den Nachmittag hinein als Nachteil empfinden. Daneben erscheint sie aber auch entbehrlich, da das Entstehen solcher neuer Leistungsspitzen ein Indiz für eine suboptimale Festlegung der Zeitzonen darstellt. Eine Modifikation der zeitlichen Tarifstruktur würde dann notwendig<sup>76</sup>.

Zusammenfassend kann dem Saarbrücker Modellversuch attestiert werden, daß die vermuteten Lastverlagerungen stattgefunden haben, wodurch eine Einsparung an Kraftwerkskapazitäten – auch unter Berücksichtigung der offensichtlich noch nicht optimalen Fixierung der Zeitzonen – realisierbar erscheint. Eine Brennstoffersparnis hingegen war durch die Einführung zeitabhängiger Tarife kurzfristig nicht zu bemerken. Ob dieses Resultat durch das spezifische Tarifdesign bewirkt wurde oder generell gilt, kann ohne weitere Informationen nicht beurteilt werden.

Kritisch muß bezüglich der Ausgestaltung des Modellversuchs die Freiwilligkeit der Teilnahme gesehen werden, wodurch mit einiger Wahrscheinlichkeit die Ergebnisse etwas verfälscht sind<sup>77</sup>. Ob eine universelle Einführung eines solchen Tarifs zu ähnlich positiven Werten käme, wäre anhand der Verbrauchsdaten in den Versorgungsgebieten, in denen zeitabhängige Tarife nach der neuen BTO Elt verpflichtend angewendet werden, zu zeigen. Eine Entwicklung zum breiteren Einsatz solcher Preisstrukturen scheint aber, wie im folgenden belegt wird, nur eine relativ geringe Wahrscheinlichkeit zu besitzen, da insbesondere die großen Verbundunternehmen bisher keine Affinität zu zeitabhängigen Tarifen aufweisen.

---

74 Vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), S. 79ff.

75 Vgl. Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), Abbildungen 4.34 bis 4.36, S. 84ff.

76 Die Problematik, daß neben einer sporadischen Anpassung der Preiskomponente auch die zeitliche Ausgestaltung aufgrund von Verbrauchsverschiebungen regelmäßig überprüft und eventuell variiert werden müßte, wodurch tendenziell häufiger Tarifänderungen mit all ihren negativen Auswirkungen auf die Verbrauchersituation erforderlich wären, kann an dieser Stelle nur aufgezeigt, aufgrund ihres qualitativen Charakters aber nicht explizit berücksichtigt werden. Letztlich wird ein solcher Prozeß des „trial and error“ aber eher praktikabel sein als der Versuch, von vornherein eine optimale zeitliche Tarifstruktur zu erreichen; vgl. W.G. Shepherd, S. 154.

77 Vgl. S.A. Johnston, S. 123, und G. Rittstieg [II], S. 1106, der auf die Zusicherung gegenüber den an Feldversuchen teilnehmenden Haushalten verweist, daß ihre Stromrechnung maximal so hoch sein würde, wie sie bei Gültigkeit des offiziellen Tarifs wäre.

### 1.3.2. Bedeutung für die weitere Verbreitung zeitabhängiger Tarife

Bereits im Vorfeld der Diskussionen – insbesondere aber nach dem ersten Vorstoß eines Brancheninsiders in Richtung auf Ablösung der Grundpreistarife durch lineare Tarife<sup>78</sup> – wurde von der Versorgungswirtschaft bei passender Gelegenheit gegen zeitabhängige Tarifstrukturen votiert, wobei neben den bei der generellen Analyse solcher Tarife angeführten Argumenten noch die Einschränkung der Freizügigkeit des Stromverbrauchs angeführt wurde<sup>79</sup>. Hierbei wird der Eindruck erweckt, ein solcher Stromtarif würde dirigistische Elemente<sup>80</sup> bis hin zur Abschaltung der Stromleitung in Zeiten der Systemspitzenlast umfassen, was eventuell durch die Aufnahme ähnlicher Instrumente in französische Stromtarife<sup>81</sup>, die ebenfalls durch zeitabhängige Preise gekennzeichnet sind, erklärlich ist. Aus der Durchsicht der Modellbeschreibungen erkennt man jedoch, daß an solche Ausgestaltungen nicht gedacht wurde<sup>82</sup>.

Probleme wurden auch bezüglich der Realisierbarkeit von Einsparpotentialen im Haushaltsbereich im Hinblick auf die Aspekte Beaufsichtigung der elektrischen Geräte während ihres Einsatzes, Entstehen neuer Lastspitzen, sowie Zeit- und Platzrestriktionen bei dem Einsatz von Waschmaschinen und Trocknern in Mehrfamilienhäusern am Wochenende gesehen<sup>83</sup>.

Aufgrund der erwähnten Reaktion der VDEW auf die Modellankündigungen polemisierten die verantwortlichen Stellen bei den Saarbrücker Stadtwerken in Form der „Saarbrücker Sieben-Punkte-Erklärung“ gegen die VDEW, welche darauf wiederum mit einer Stellungnahme reagierte<sup>84</sup>. In beiden Publikationen ist allerdings keine Bereitschaft zu verspüren, auf die jeweiligen Argumente sachlich einzugehen. Hauptpunkte in dieser Auseinandersetzung sind weiterhin die Existenz von Verlagerungsmöglichkeiten, die Zweckmäßigkeit eines zeitvariablen linearen Tarifs hinsichtlich der Einsparung von elektrischer Arbeit und Leistung und die in Richtung auf das Konzept des sozialen Überschusses zielende Behauptung der VDEW, die durch die Zeitabhängigkeit des Strompreises induzierten Einsparungsmöglichkeiten an elektrischer Leistung und damit an Kraftwerkskapazitäten würden die zusätzlichen Meßkosten durch den Einsatz der neuen Stromzähler bei weitem nicht decken<sup>85</sup>.

Trotz dieser Einwände aus den Reihen der Stromwirtschaft wurde auf politischer Ebene einer zeitabhängigen Ausgestaltung des Pflichttarifs vom Bundesrat Priorität

78 Vgl. W. Leonhardt, S. 2ff. und S. 8ff.

79 Vgl. G. Rittstieg [II], S. 1105f.

80 Vgl. P. Düwall, M. Lange-Hüsken und G. Zybell, S. 1059f., die von „Eingriffsmöglichkeiten in die derzeit unbeeinflußte Benutzung der Elektrohausgeräte“ sprechen.

81 Vgl. M. Prohaska, S. 277ff.

82 Vgl. Stadtwerke Saarbrücken AG (Hrsg.), S. 11ff., und D. Seifried [I], S. 174ff.

83 Vgl. P. Düwall, M. Lange-Hüsken und G. Zybell, S. 1060f., die infolge dieser Hindernisse das praktisch realisierbare Potential mit 0,5 bis 0,8 vH der Spitzenlast beziffern; P. Grünberg [I], S. 265, und H. Althorn, Der Zeitzonen-Tarif, „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“, Jg. 37 (1987), S. 992f.

84 Vgl. Stadtwerke Saarbrücken AG. (Hrsg.); Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.) [III], Stellungnahme zur „Sieben-Punkte-Erklärung“ der Stadtwerke Saarbrücken vom September 1987. Frankfurt a.M. 1988.

85 Zum letzten Punkt vgl. Stadtwerke Saarbrücken AG (Hrsg.), S. 16ff., und Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.) [III], S. 3f.

eingeräumt. Da allerdings im Rahmen der Beratungen der BTO Elt-Novellierung aus der „Kann“- keine „Muß“-Vorschrift wurde, stellte sich als Ergebnis der Umsetzung der BTO Elt in die Tarifpraxis eine weitgehende Beibehaltung der Grundpreistarife – zwar in der leistungsorientierten Ausgestaltung – dar, allerdings ergänzt um die obligatorische Schwachlastregelung.

In anderen Ländern wurde einer zeitabhängigen Ausgestaltung der Stromtarife teilweise stärkere Aufmerksamkeit gewidmet. Bevor abschließend eine mögliche Modifikation der momentanen Grundstrukturen der Stromtarife diskutiert wird, soll kurz ein Überblick über die dortige Situation gegeben werden.

### 1.3.3. Exkurs: Zeitabhängige Stromtarife im Ausland

Zeitabhängige Tarife waren bereits in der Frühzeit der Anwendung elektrischer Energie von einigen in britischen EVU tätigen Ingenieuren vorgeschlagen worden; sie konnten sich aber gegenüber den vielerorts verwendeten Höchstlasttarifen nicht durchsetzen<sup>86</sup>. Erfolgreicher war dagegen das von der verstaatlichten französischen Elektrizitätswirtschaft (Electricité de France) betriebene Tarifkonzept, bei dem zunächst für den Hochspannungsbereich, später auch – allerdings in abgeschwächter Form – für den Niederspannungsbereich ein System von zeitabhängigen Tarifen eingesetzt wurde, das unter dem Namen „Tarif Vert“ bekannt wurde<sup>87</sup>. Die Entwicklung einer solchen, auf der Grenzkostenpreisbildung basierenden Preisstruktur<sup>88</sup> wurde durch eine Reihe von Ökonomen vorangetrieben, als deren wichtigster Boiteux zu nennen ist<sup>89</sup>.

Spätestens seit der ersten Ölkrise im Winter 1973/74 ist in einigen Staaten das Bewußtsein für Probleme der Energieversorgung gewachsen<sup>90</sup>. In den Vereinigten Staaten wurde als Reaktion auf die sich wandelnden Rahmenbedingungen und die zunehmende Bedeutung der Energieeinsparung im Jahr 1978 der „Public Utility Regulatory Policies Act“ (PURPA) erlassen, worin einerseits den Aufsichtsbehörden der Bundesstaaten empfohlen wird, stärker auf zeitabhängige Tarifstrukturen einzuge-

- 
- 86 Vgl. I.C.R. Byatt, *The Genesis of the Present Pricing System in Electricity Supply*. „Oxford Economic Papers“, Oxford, vol. 15 (1963), S. 12ff. Insbesondere der Umstand, daß der Gleichzeitigkeitgrad ausgesprochen hoch war, und die mangelnde Zuverlässigkeit der Zeituhren zur Umschaltung waren für dieses Ergebnis verantwortlich. Zu einer weiteren Darstellung der frühen „Tarifgeschichte“ vgl. W.J. Hausman and J.L. Neufeld, *Time-of-Day Pricing in the U.S. Electric Power Industry at the Turn of the Century*. „Bell Journal of Economics“, vol. 15 (1984), S. 116ff.
- 87 Vgl. Y. Balasko, *A Contribution to the History of the Green Tariff: Its Impact and Its Prospects*. In: H.M. Trebing (Ed.) [II], S. 479ff.
- 88 Vgl. M. Boiteux, *Die französischen Arbeiten über die Strompreisbildung nach Grenzkosten*. In: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (Hrsg.), S. 31ff.
- 89 Vgl. Y. Balasko, S. 479.
- 90 Vgl. B.M. Mitchell, W.G. Manning Jr. and J.P. Acton, S. 3, und R.R. Geddes and P.H. Griffes, *The Electric Utility Industry. New Challenges and Old Questions*. „Resources and Energy“, Amsterdam, vol. 12 (1990), S. 2f. Shepherd weist auf folgende Aspekte, die die Entwicklung eines solchen Bewußtseins auf Seiten der Anbieter wie der Nachfrager häufig behinderten: Existenz von Skalenerträgen, niedrige Zinsen, dauerhaft niedrige Energiepreise, keine Knaptheit von Standorten für Kraftwerke, keine Problematisierung von Sicherheitsfragen und hohe Akzeptanz der Kernenergie; vgl. W.G. Shepherd, S. 151.

hen, andererseits Regelungen zur verstärkten Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung und zur Frage der Einspeisevergütungen anzutreffen sind<sup>91</sup>.

Bereits vorher wurden in einigen Bundesstaaten – Kalifornien, Vermont und Wisconsin – von den Regulierungsbehörden Anhörungen über Modellversuche zur Erprobung zeitabhängiger Strompreise abgehalten und – mit finanzieller Unterstützung der „Federal Energy Administration“ bzw. der Nachfolgeorganisation „Department of Energy“ – Studien zur Beeinflussung der Elektrizitätsnachfrage durch Einführung von zeitabhängigen Tarifen unternommen<sup>92</sup>. Bei der Analyse dieser Modellversuche, die teilweise auf freiwilliger, teilweise auf zwangsweiser Basis abliefen, zeigte sich<sup>93</sup>, daß durch die Anwendung solcher Preisstrukturen

- der Verbrauch an elektrischer Arbeit innerhalb der Spitzenlastperiode verringert wurde,
- die Leistungsnachfrage in dieser Periode um so mehr abnahm und in benachbarte Zeiträume verschoben wurde, je kürzer die Peak-Periode war, je näher also die Substitutionsgüter „kWh zu benachbarten Zeiten“ zeitlich an die Spitzenlast-kWh heranrückten,
- im Falle relativ langer Spitzenlastperioden eher eine absolute Lastverringerung resultierte, die Verlagerung also an Bedeutung verlor, was um so mehr geschah, je größer der Abstand zwischen Schwachlast- und Spitzenlastpreis war<sup>94</sup>.

Abschließende Beispiele<sup>95</sup> für den momentanen Stand der Einsetzung von zeitabhängigen oder anderweitig von Grundpreistarifen abweichenden Strompreisen im Ausland betreffen neben den Vereinigten Staaten, in denen in 43 von 50 Staaten lineare Stromtarife genehmigt sind<sup>96</sup>, z.B. Österreich, die solche Aktionen mit umweltpolitischen Argumenten begründen<sup>97</sup>.

91 Vgl. W.G. Shepherd, S. 153, mit kritischen Ausführungen zur Wirksamkeit der PURPA-Regelungen und R.R. Geddes und P.H. Griffes, S. 3ff. Eine recht ausführliche Beschreibung des PURPA bezüglich der Gestaltung von Stromtarifen erfolgt bei J.R. Malko and A. Faruqui, Implementing Time-of-Day Pricing of Electricity. Some Current Challenges and Activities. In: M.A. Crew (Ed.), Issues in Public-Utility Pricing and Regulation. Lexington, MA, und Toronto 1980, S. 146f.

92 Vgl. J.T. Wenders and L.D. Taylor, Experiments in Seasonal-Time-of-Day Pricing of Electricity to Residential Users. „Bell Journal of Economics“, vol. 7 (1976), S. 531; W.G. Shepherd, S. 156ff., und S.A. Johnston, S. 115.

93 Vgl. S.A. Johnston, S. 119f., wobei hier auch einige ernüchternde Aspekte genannt werden, z.B. ein „Schwelleneffekt“, nach dem erst von einer bestimmten Höhe des Anteils der Ausgaben für Elektrizität am Haushaltsbudget von einem Einfluß zeitabhängiger Tarife gesprochen werden kann. Zu einer vergleichenden Analyse von amerikanischen Untersuchungen der Auswirkungen zeitabhängiger Tarife auf den Energieverbrauch von industriellen Abnehmern (nach deutschem Sprachgebrauch offensichtlich Sonderabnehmer) vgl. J.P. Acton and R.E. Park, Response to Time-of-Day Electricity Rates by Large Business Customers. Reconciling Conflicting Evidence. Published by The RAND Corporation. Santa Monica 1987.

94 Teilweise wurde ein Verhältnis zwischen Spitzen- und Schwachlastpreis von 16 zu 1 praktiziert; vgl. S.A. Johnston, S. 123.

95 Vgl. für weitere Fälle o.V., Neue Tarife, neue Energiepolitik?, S. 64.

96 Vgl. Antrag der Abgeordneten Dr. Daniels (Regensburg), Stratmann, Frau Teubner und der Fraktion DIE GRÜNEN, S. 15.

97 Hier wurde ein Blocktarif mit steigendem Preis/kWh eingeführt; vgl. O.V., Anreize zum Sparen. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Jg. 1989, Nr. 10, S. 8.

## 2. Mögliche Modifikationen der vorliegenden Tarifmodelle im Licht der theoretischen Analyse

Der Umstand, daß ein EVU durch die Höhe und den zeitlichen Verlauf der Gesamtnachfrage, Entscheidungen über den Umfang der bereitzustellenden Kapazitäten wie über den Einsatz der einzelnen Bestandteile dieser Kapazität zu treffen hat, könnte aus allokativtheoretischer Sicht Anlaß dazu geben, neben dem von der Menge an abgenommenen kWh abhängigen Erlösbestandteil einen separaten Leistungspreis zu erheben, der durch die Höhe der in Anspruch genommenen Leistung bestimmt ist. Ein solcher Teil eines Stromtarifs erfordert eine Messung der Momentanleistung, um denjenigen Abnehmern, die für die Spitzenleistung „verantwortlich“ sind, einen Preis pro kW Kraftwerkskapazität in Rechnung zu stellen, der sich gemäß der Theorie der verbundenen Produktion aus ihrer Nachfrage nach dieser Kapazitätsmenge ergibt. Eine solche Vorgehensweise verlangt somit die Lösung für folgende Problemkreise:

- Identifikation des „Mitgliederkreises“ der Spitzenlastabnehmer durch entsprechende Meßgeräte und
- Bestimmung des Nachfragepreises für jeden einzelnen, zumindest aber für homogene Gruppen von Nachfragern nach dieser höchsten Kapazität.

Allerdings muß ein solcher Tarifbestandteil, um seine Allokationswirkungen ausüben zu können, ex ante festgelegt werden, da eine ex post-Tarifierung keine Nachfragewirkungen auslösen kann. Dadurch wird wiederum eine entsprechend enge zeitliche Fassung der Spitzenlastperiode verhindert, da jeder Abnehmer seine Nachfrage in den Grenzen des Machbaren so steuern wird, daß auf der Ebene des EVU in diesem Zeitpunkt eher eine „Lastschlucht“ als die Spitzenlast zu erwarten ist. Ein weiterer – bereits erwähnter – Aspekt gegen eine zu kurze Spitzenlastperiode ist die Durchmischung der Nachfrage aller Abnehmer, wodurch einzelne Belastungsspitzen in ihrer Relevanz für die gesamt Maximalleistung gering einzuschätzen sind. Konsequenz dieser Überlegungen könnte die Verwendung eines Leistungspreises sein, der

- ex ante festgelegt wird,
- nicht durch Messung der Momentanleistung, sondern anhand einer durchschnittlichen Leistung ermittelt wird, wobei die Zeitperioden der Messung mit den Einsatzzeiten der Spitzenlastkraftwerke übereinstimmen sollten.

Ein solches Verfahren kann durch eine Modifikation der innerhalb des 96h-Tarifs vorgesehenen Schwachlastregelung erreicht werden. Hierbei sollten einerseits zwei Tarifpreise für Schwach- und Normallast erhoben werden; andererseits müßte für eine bestimmte, deutlich kürzer als die Normallastzeit andauernde Zeitspanne eine Messung der durchschnittlichen Leistung erfolgen, deren Ergebnis, also eine bestimmte Menge an elektrischer Arbeit, analog zum Sprachgebrauch des 96h-Tarifs als Bereitstellungseinheiten mit einem entsprechenden Preis berechnet würde.

Ein solcher Tarif würde bezüglich der abgenommenen kWh zu einem zweiteiligen Tarif mit all seinen aus der Sicht des sparsamen Umgangs mit Ressourcen abzuleitenden Nachteilen führen, soweit man nicht für die abzugrenzende Spitzenlastperiode eine konstante Beziehung zwischen der durchschnittlichen Leistung und der abge-

nommenen Menge an elektrischer Arbeit während dieses Zeitraums unterstellt. In diesem Fall verläuft ein derartiger Tarif in gleicher Weise linear, wie es für den 96h-Tarif abgeleitet wurde.

Mit einer solchen Tarifgestaltung ist man aber von einem zeitabhängigen Tarif nicht weit entfernt. Die Differenzierung der kWh-Preise zwischen Normal- und Schwachlastzeit ist in beiden Modellen enthalten, ein Unterschied liegt zum einen in der Benennung des restlichen Tarifbestandteils als Bereitstellungs bzw. Leistungspreises bei der modifizierten Schwachlastregelung bzw. als Spitzenlastpreis beim zeitabhängigen Tarif, der explizit von einer bestimmten kWh-Menge, nämlich der zu den Zeiten höchster Systembeanspruchung verbrauchten elektrischen Arbeit, abhängt. Zum anderen ist ein deutlicher Unterschied darin zu sehen, daß bei der modifizierten Schwachlastvariante des 96h-Tarifs nur die maximale kWh-Menge während eines Meßzeitraums berechnet wird, während bei der Anwendung eines zeitabhängigen Tarifs jede Einheit an elektrischer Arbeit mit dem höheren Preis für Spitzenlast-kWh zu Buche schlägt. Berücksichtigt man die notwendige Unabhängigkeit der Gewinnposition von der Tarifierung (Kostenorientierung impliziert ja unter Berücksichtigung aller Faktorkosten einen Nullgewinn), so muß der modifizierte Bereitstellungspreis höher liegen als der Preis für eine kWh Spitzenlastenergie. Während dieses Argument isoliert keine unmittelbare Relevanz hat, sind andere Gesichtspunkte geeignet, eine Vorteilhaftigkeit des zeitabhängigen Tarifs über einen modifizierten Schwachlasttarif zu untermauern:

- Bei dem modifizierten Schwachlasttarif geht nur der höchste Verbrauch während der Spitzenlastperioden (Bereitstellungseinheiten) in die Rechnung ein, während beim zeitabhängigen Tarif eine preisliche Berücksichtigung sämtlicher in den gleichen Zeiträumen verbrauchten Kilowattstunden erfolgt. Somit werden Verbraucher, die einen gleichmäßig hohen Verbrauch in diesen Phasen aufweisen und deren „Verantwortung“ für das Ausmaß des Kraftwerksparks insofern größer ist als die von solchen Verbrauchern, die nur selten einen hohen Verbrauch in Spitzenlastzeiten verwirklichen<sup>98</sup>, bei der modifizierten Schwachlastregelung gegenüber den letztgenannten Verbrauchern bevorteilt; eine zeitabhängige Tarifierung würde diese Erscheinungsform von Ungerechtigkeit verhindern, da hier der höhere Verbrauch innerhalb der Spitzenlastperioden auch zu einer höheren Rechnung führt.
- Die Wirkung des modifizierten Schwachlasttarifs bezüglich einer Verbrauchssteuerung während der laufenden Spitzenlastperiode ist ähnlich zum ursprüng-

98 Eine solche Einschätzung basiert auf der Überlegung, daß der Gleichzeitigkeitsgrad nicht notwendigerweise in jeder Spitzenlastperiode einen identischen Wert aufweist, daß also der Grad an Durchmischung der individuellen Leistungsinanspruchnahmen innerhalb dieser Zeitspannen unterschiedlich ausfallen kann. Bezieht nun ein Abnehmer während einer Spitzenlastperiode, die durch einen hohen Gleichzeitigkeitsgrad gekennzeichnet ist, eine relativ große Menge an elektrischer Arbeit, so wirkt seine durchschnittliche Leistungsanforderung, die bei dem modifizierten Schwachlasttarif gemessen würde, relativ stark auf die gesamte notwendige Leistung. Ein Verbraucher, der regelmäßig eine große Menge Spitzenlastenergie abnimmt, wird vermutlich mit größerer Wahrscheinlichkeit während einer solchen Periode viel elektrische Arbeit verbrauchen als ein nur sporadisch während der Spitzenlastperiode viel konsumierender Haushalt; insofern kann man dem erstgenannten Verbraucher ein höheres Maß an Verursachung der Kapazitäten unterstellen.

lichen 96h-Tarif als problematisch einzuschätzen, da hier der Verbraucher aufgrund der Information über die Differenz zwischen bisherigem Maximalverbrauch und der momentanen kWh-Menge eine Anpassung seiner restlichen Verbrauchsplanungen während der Spitzenlastzeit durchführen müßte. Ein solches Verhalten ist in der Realität wohl nur bedingt vorstellbar. Demgegenüber ist ein preisliches Signal mittels eines Dialoggeräts in der Wohnung eines Nachfragers im Rahmen eines zeitabhängigen Tarifs relativ leicht möglich und mit einiger Wahrscheinlichkeit auch leichter vom Verbraucher zu handhaben<sup>99</sup>.

- Schließlich ist als letzter Aspekt der unmittelbaren Verdeutlichung des Verbrauchsverhaltens eines individuellen Haushalts die Möglichkeit, mittels eines Ausweises der Bereitstellungseinheiten auf der Rechnung eine stärkere Berücksichtigung dieses Tarifbestandteils zu erreichen, ebenfalls pessimistisch zu beurteilen, da dies die korrekte Interpretation des Begriffs der Bereitstellungseinheiten voraussetzt. Diese Prämisse ist eventuell problematischer zu erfüllen als die analoge Interpretation der innerhalb der einzelnen Zeitperioden verbrauchten kWh-Mengen, die bei einem zeitabhängigen Tarif auf der Rechnung erscheinen könnten.

Letztlich ist zur Einsparung von Energie aus wohlfahrtstheoretischer Sicht zu sagen, daß eine solche Maßnahme der Entscheidung der Verbraucher anheim zu stellen ist. Allerdings sollte, damit sich eine optimale Allokation einstellen kann, dem Verbraucher als Richtgröße für seine Einsparungs- oder Ausdehnungsaktivitäten ein Preis signalisiert werden, der prinzipiell an den Grenzkosten der Versorgung mit elektrischer Energie ausgerichtet ist. Aus diesem Grund ist eine zeitabhängige Ausgestaltung grundsätzlich die beste Alternative. Eine Einschränkung dieser Empfehlung kann durch eine Berücksichtigung der dadurch zusätzlich erforderlichen Meßkosten erfolgen. Nicht relevant sind allerdings die Bedenken, eine verursachungsgerechte Bestimmung der zu den einzelnen Zeitzonen zu fordern Preise könnte wegen des heterogenen Kraftwerksbestandes nicht erfolgen<sup>100</sup>. Eine solches Argument mag für eine Orientierung der Preise an den Durchschnittskosten zutreffend sein, die Einführung von Grenzkostenpreisen ließe sich dadurch aber – wie die Überlegungen im ersten Kapitel ergeben haben – keineswegs als nicht kostenorientiert ablehnen.

---

99 Vgl. M. Brand u.a., S. 45.

100 Vgl. G. Rittstieg [II], S. 1106.

## Fünftes Kapitel

### Abschließende Bemerkungen

Zentraler Gegenstand der vorliegenden Untersuchung war die theoretische Analyse des Angebots und der Nachfrage nach elektrischer Energie. Die hierbei gewonnenen Ergebnisse fanden bei der allokativtheoretischen bzw. einer an energiepolitischen Zielvorstellungen orientierten Beurteilung empirisch vorgefundener Stromtarife Verwendung. Ein Anlaß zur Beschäftigung mit dieser Thematik war dabei die Entwicklung neuer Tarifstrukturen im Zusammenhang mit der Anpassung an die im Jahr 1989 novellierte BTO Elt.

Einzelpunkte, die einer näheren Analyse zugeführt wurden, betrafen die Kostenverläufe bei der Stromerzeugung, die Zielkriterien Allokationseffizienz bzw. Kostenorientierung, die Entwicklung einer Typologie verschiedener Tarifmodelle, die Untersuchung der wohlfahrtstheoretischen Aspekte bzw. der Frage der Kostenorientierung der betrachteten Preissysteme und letztlich den Problemkreis der Preisbildung bei Spitzenlastgütern. Abschließend erfolgte vor dem Hintergrund der theoretischen Analyse die aktuelle energiepolitische Tarifdiskussion. Die Ergebnisse lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

Unterstellt man eine optimale Anpassung des Kraftwerksparks an die jeweils existierende zeitliche Verteilung der Nachfrage nach elektrischer Energie, wie sie sich in einer Lastganglinie für ein Versorgungssystem darstellt, so sind – soweit nicht eine Erhöhung der maximalen Leistung erforderlich ist – die Grenzkosten in der Höhe der variablen Kosten des zuletzt eingesetzten Kraftwerks anzusetzen; im Fall der Erhöhung der maximal erforderlichen Kapazität kommen zu den variablen Kosten des Spitzenlastkraftwerks noch die Grenzkosten für weitere Spitzenlastkapazitäten hinzu. Aufgrund der Schwankungen der Leistungsinanspruchnahme in der Zeit folgt daraus eine zeitliche Abhängigkeit der Grenzkosten.

Eine Ausrichtung der Stromtarife am Ziel der Allokationseffizienz erfordert die Realisierung der Grenzkostenpreisregel. Aufgrund der – hier nicht problematisierten – Annahme der Existenz zunehmender Skalenerträge bei der Stromversorgung ergibt sich ein Konflikt zwischen der Anwendung dieser Regel und der Einhaltung der Eigenwirtschaftlichkeit. Dieser kann durch Einsetzung sogenannter „Ramsey-Prei-

se“, also eine systematische Abweichung der Preise von den Grenzkosten, oder durch die Anwendung von Preisdifferenzierungsstrategien theoretisch gelöst werden.

Bei den von der Versorgungswirtschaft hauptsächlich verwendeten Tarifen kann mit Ausnahme der neueren Ansätze einer zeitabhängigen Preissetzung ein Auseinanderfallen von Grenz- und Durchschnittspreis beobachtet werden, das auf eine Anwendung quantitativer Preisdifferenzierung schließen lässt. Bei zeitabhängigen Tarifen selber kann allerdings die Behauptung, hier liege ein Fall von Preisdifferenzierung vor, durch Rückgriff auf die Analyse der Produktionsbedingungen zurückgewiesen werden.

Die Untersuchung der Wohlfahrtseffekte der Tarifmodelle – aufgeteilt in die Frage nach der Marktversorgung und der Forderung gleicher Preise für alle Abnehmer und zunächst von den konkreten Bedingungen der Stromversorgung abstrahierend – führt zu der Schwierigkeit, daß – mit Ausnahme eines zeitabhängigen Tarifs – eine Nachfragefunktion als eindeutige Zuordnung von hypothetischen Grenzpreisen zu Nachfragemengen konzeptionell nur unter Vernachlässigung von Einkommenseffekten entwickelt werden kann. Davon abgesehen werden zweiteilige Tarife bezüglich der Marktversorgung im Normalfall von Blocktarifen bzw. Mengenrabatten dominiert. Wohlfahrtsoptimal ist von den nichtlinearen Preisstrukturen bei diesem Kriterium eine unter praktischen Gesichtspunkten problematische kontinuierliche Preisstruktur, also ein Blocktarif mit unendlich vielen Blöcken. Die gleiche optimale Marktversorgung kann daneben durch zeitabhängige Tarife erreicht werden. Die Einheitlichkeit der Preise für alle Abnehmer schließlich ist im Fall von zweiteiligen und zeitabhängigen Tarifen gegeben, bei Blocktarifen bzw. Mengenrabatten allerdings nicht. Dieses Resultat ist zunächst als eindeutiger Verstoß gegen eine angestrebte Verwirklichung der Allokationseffizienz zu werten; eine Rechtfertigung ist aber im Fall der Existenz zunehmender Skalenerträge möglich und führt dann aus allokationstheoretischer Sicht zueiner eindeutigen Dominanz von Blocktarifen über zweiteilige Tarife. Aufgrund der Vernachlässigung von Verteilungsaspekten durch die Allokationstheorie ist es allerdings nicht verwunderlich, sondern aufgrund der Möglichkeit von Verlusten bei Anwendung der Grenzkostenpreisregel eher zu erwarten, daß durch die Einführung nichtlinearer Preise eine partielle Umverteilung des sozialen Überschusses von den Nachfragern zu den Anbietern im Vergleich zu einem Marktgleichgewicht im Schnittpunkt von Nachfrage- und Grenzkostenkurve bei Setzung eines linearen Preises erfolgt. Solche Umverteilungseffekte sind insofern nicht zu verurteilen, sondern als Preis für die grundsätzliche Möglichkeit des Konsums solcher Güter anzusehen.

Die Begründung für die Anwendung von zweiteiligen Tarifen bzw. der Preisdifferenzierung zwischen den Bedarfsarten, die mit dem Argument der Kostenorientierung verteidigt wird, ist angesichts der Kostenverläufe und -abhängigkeiten bei der Stromversorgung im wesentlichen nicht zu halten. Insbesondere kann ein degressiver Verlauf der Durchschnittskostenfunktion bei der Ausweitung der Anzahl an verbrauchten kWh elektrischer Energie durch einen individuellen Nachfrager nicht allgemeingültig abgeleitet werden. Die grundsätzliche Eignung eines an den Grenzkosten der Leistungsbereitstellung ausgerichteten Grundpreises, eine Knappheiten signalisierende Funktion erfüllen zu können, muß darüber hinaus bezweifelt werden, solange nicht eine Festlegung der relevanten Spitzenlastzeiten ex ante erfolgt. Der in diesem

Fall resultierende Tarif weist aber deutliche Parallelen zu einem zeitabhängigen Tarif auf. Auch für die praktizierte Preisdifferenzierung zwischen den Bedarfsarten ist der Nachweis der Orientierung einer solchen Preisgestaltung an den Kosten nicht immer eindeutig zu führen.

Unter den konkreten Bedingungen der Stromversorgung, die zu zeitabhängigen Grenzkosten führen, erscheint es sinnvoller, die alloitative Effizienz einer entsprechenden zeitabhängigen Tarifierung näher zu untersuchen. Zu diesem Problemkreis gibt es unter dem Namen „Spitzenlastpreisbildung“ („peak load-pricing“) eine umfangreiche Diskussion. Zwar wird von Seiten der Versorgungswirtschaft gegen jeden Versuch der Einführung zeitabhängiger Tarife heftig argumentiert, eine modelltheoretische Analyse erbringt aber den eindeutigen Nachweis ihrer Vorteilhaftigkeit gegenüber zeitunabhängigen Tarifen. Unter Berücksichtigung interdependenten Periodennachfragen werden wohlfahrtsoptimale Preise in einem formalen Modell hergeleitet. Nimmt man eine substitutive Beziehung zwischen den in den verschiedenen Perioden abgenommenen kWh an, so sollte der Preis in solchen Zeitabschnitten, in denen eine Verlagerung von anderen Perioden und somit das Entstehen neuer Lastspitzen zu vermuten ist, über die Grenzkosten angehoben werden. Diese Abweichungen hängen von der Stärke der Verlagerungstendenz ab und führen im besten Fall zu einer wirksamen Vermeidung solch neuer Lastspitzen.

In Kontrast zu den Ergebnissen dieser theoretischen Analyse steht 96h-Tarif, der von der VDEW entwickelt wurde und inzwischen relativ breite Anwendung gefunden hat. Die angestrebte Spiegelung der Leistungskosten, die ein einzelner Abnehmer verursacht, im Leistungspreis, der durch Ermittlung einer durchschnittlichen Leistung bemessen wird, muß kritisch gesehen werden. Ein weiterer Schwachpunkt dieses Tarifmodells sind die damit einhergehenden Anreizwirkungen, die im Einzelfall eher zu einer Ausweitung der Kraftwerksskapazitäten führen können und somit eine exakt entgegengesetzte Wirkung zum beabsichtigten Effekt zeitigen. Dem 96h-Tarif wird als Gegenpol ein zeitabhängiger Tarif gegenübergestellt, wie er im Rahmen eines Modellversuchs im Saarland erprobt wurde. Eine Analyse der Ergebnisse dieses Modellversuchs ergibt eine nachweisbare Reduktion der Spitzenlast, allerdings keine Einsparung an Primärenergie durch Verringerung der abgenommenen Menge an elektrischer Arbeit. Das Problem der zeitlichen Synchronisation des Stromverbrauchs beim Übergang von der teuersten Spitzenlastperiode zur Mittelpreisperiode mit der Folge neuer Lastspitzen wird durch die veröffentlichten Daten belegt, was die Relevanz entweder einer unmittelbaren oder regelmäßig zu wiederholenden Tarifüberprüfung und gegebenenfalls -modifikation oder einer unmittelbaren Simultanplanung verdeutlicht.

Die Berücksichtigung einiger Kritikpunkte an dem nach erfolgter Anpassung an die neue BTO Elt vorwiegend praktizierten 96h-Tarif führt zu einer modifizierten Schwachlastregelung, bei der neben zwei zeitabhängigen Arbeitspreisen auch ein Leistungspreis erhoben wird, der sich allerdings nur nach der durchschnittlichen Leistung innerhalb der Spitzenlastzeiträume bemäßt. Im direkten Vergleich mit einem theoretisch einwandfrei abgeleiteten, also neuen Lastspitzen hervorruhenden zeitabhängigen Tarif wird diesem aber letztlich Vorrang eingeräumt. Eine Empfehlung für den letztgenannten Tarif kann jedoch einerseits aufgrund der mangelnden Akzeptanz

tanz durch die Nachfrager eingeschränkt werden, wobei ein solcher Einwand gegen jeden Versuch, die komplizierte Materie des Verbrauchs elektrischer Energie durch einen adäquat gestalteten Tarif zu bewerten, erhoben werden kann. Andererseits können die Kosten einer Umrüstung der vorhandenen Stromzähler die zu erwartenden Vorteile durch Kraftwerkseinsparungen usw. überwiegen.

Mit diesen Ergebnissen zur Frage der Tarifierung elektrischer Energie eröffnen sich weitere, im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nicht zu bearbeitende Problemstellungen, die zusätzliche Forschungsanstrengungen rechtfertigen. Insbesondere ergibt sich aus dem letzten Punkt, daß eine weitergehende, teilweise in bestimmten Bereichen auch interdisziplinär anzulegende Untersuchung der Konsumentenanpassung an zeitabhängige Tarife notwendig ist. Die Ergebnisse des Modellversuchs in Saarbrücken haben gezeigt, daß man in vielen Fällen auf Plausibilitätsüberlegungen zurückgreifen mußte, da genauere theoretische Analysen der hier einschlägigen Problemkreise nicht vorliegen.

Verdienstvoll wäre es darüber hinaus, die Ableitung zeitabhängiger Tarife für elektrischen Strom auf ein breiteres theoretisches Fundament zu stellen. Es existieren zwar Lösungen dazu im Bereich der allgemeinen Theorie der Spitzenlastpreisbildung<sup>1</sup>, eine Übertragung auf die spezielle Problematik der Elektrizitätsversorgung ist aber nur teilweise vollzogen.

Letztendlich kann man feststellen, daß aus allokativtheoretischer Sicht im Laufe der vergangenen zwanzig Jahre eine deutliche Verbesserung der Tarifierung elektrischer Energie erfolgt ist. Zwar konnten viele Vorschläge nur gegen den Widerstand der Versorgungswirtschaft realisiert werden, aber auch in den dort anzutreffenden Gremien scheint es einen Prozeß der Umorientierung zu geben.

---

<sup>1</sup> Vgl. insbesondere F. Wirl [I].

## Literaturverzeichnis

- Acton, J.P. and Park, R.E., Response to Time-of-Day Electricity Rates by Large Business Customers. Reconciling Conflicting Evidence. Published by The RAND Corporation. Santa Monica 1987.
- Aengenheister, J. und Ohlms, W., Lineare Stromtarife – unsozial? „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Köln, Jg. 1989, Nr. 10, S. 5f.
- Albach, H., Die optimale Tarifstruktur öffentlicher Versorgungsunternehmen. „Unternehmensforschung“, Würzburg, Jg. 10 (1966), S. 152ff.
- Allhorn, H., Der Zeitzonen-Tarif. „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“, München, Jg. 37 (1987), S. 992f.
- Allhorn, H. u.a., Ergebnisse der Feldversuche der VDEW zum 100-Stunden-Tarif. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 88 (1989), S. 995ff.
- Antrag der Abgeordneten Dr. Daniels (Regensburg), Stratmann, Frau Teubner und der Fraktion DIE GRÜNEN, Einführung eines einheitlichen linearen zeitvariablen Tarifs für alle Verbrauchergruppen und Stromanwendungsbereiche. Deutscher Bundestag, Drucksache 11/2079. Bonn 1988.
- Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland (Hrsg.), Das Modellvorhaben „Zeitvariabler linearer Stromtarif“. Abschlußbericht. Saarbrücken 1992.
- Arbeitskreis „Kostenrechnung“ der VDEW, Kostenträgerrechnung in der Elektrizitätswirtschaft nach dem differenzierten Höchstleistungsverfahren mit charakteristischen Leistungsganglinien. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 80 (1981), S. 841ff.
- Auerbach, A.J. and Pellechio, A.J., The Two-Part Tariff and Voluntary Market Participation. „Quarterly Journal of Economics“, Cambridge, MA, vol. 92 (1978), S. 571ff.
- Ault, R.W. and Ekelund Jr., R.B., The Problem of Unnecessary Originality in Economics. „Southern Economic Journal“, Athens, Ga., vol. 53 (1986/87), S. 650ff.
- Aundrup, H., Aktuelle Fragen der Tarifgestaltung. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 87 (1988), S. 74ff.

- Badura, P. und Kern, W., Maßstab und Grenzen der Preisaufsicht nach § 12a der Bundestarifordnung Elektrizität (BTO Elt) aus rechtlicher und betriebswirtschaftlicher Sicht. Heidelberg 1983.
- Bailey, E.E. and Lindenberg, E.B., Peak Load Pricing Principles. Past and Present. In: H.M. Trebing (Ed.) [II], S. 9ff.
- Baker, P., Blundell, R. and Micklewright, J., Modelling Household Energy Expenditures Using Micro-Data. „The Economic Journal“, Oxford, vol. 99 (1989), S. 720ff.
- Balasko, Y., A Contribution to the History of the Green Tariff: Its Impact and Its Prospects. In: H.M. Trebing (Ed.) [II], S. 478ff.
- Barnes, R., Gillingham, R. and Hagemann, R., The Short-Run Residential Demand for Electricity. „Review of Economics and Statistics“, Amsterdam, vol. 63 (1981), S. 541ff.
- Bateson, J. and Swan, P.L., Economies of Scale and Utilization. An Analysis of the Multi-Plant Generation Costs of the Electricity Commission of New South Wales, 1970/71–1984/85. „Economic Record“, Melbourne, vol. 65 (1989), S. 329ff.
- Baumol, W.J. [I], Rate Making: Incremental Costing and Equity Considerations. In: H.M. Trebing (Ed.) [I], S. 137ff.
- Baumol, W.J. [II], On the Proper Cost Test for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry. „American Economic Review“, Menasha, WI, vol. 67 (1977), S. 809ff.
- Baumol, W.J. and Bradford, D.F., Optimal Departures From Marginal Cost Pricing. „American Economic Review“, Menasha, WI, vol. 60 (1970), S. 265ff.
- Baxter, R.E. and Rees, R., Analysis of the Industrial Demand for Electricity. „The Economic Journal“, Oxford, vol. 78 (1968), S. 277ff.
- Beck, K. und Zweifel, P., Warum eine Grenzkostentarifierung für Elektrizität? „Schweizerische Zeitschrift für Volkswirtschaft und Statistik“, Basel, Jg. 124 (1988), S. 543ff.
- Becker, P. und Herppich, W., Energiesparaktivitäten deutscher EVU – Gestaltungsformen und Umsetzungsprobleme gegenwärtiger Maßnahmen. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Braunschweig und Wiesbaden, Jg. 16 (1992), S. 33ff.
- Berg, S.V. (Ed.), Innovative Electric Rates. Issues in Cost-Benefit Analysis. Lexington, MA, und Toronto 1983.
- Berg, S.V. and Savvides, A., The Theory of Maximum kW Demand Charges for Electricity. „Energy Economics“, Guildford, vol. 5 (1983), S. 258ff.
- Berg, S.V. and Tschirhart, J., Natural Monopoly Regulation. Cambridge u.a. 1988.
- Berkner, U., Hermann, H.P. und Schmitz, E., Die neue Bundestarifordnung Elektrizität (BTO Elt). Frankfurt a.M. 1990.

- Berkowitz, M.K. and Jen, F.C., A Note on Production Inefficiency in the Peak-Load Pricing Model. „Southern Economic Journal“, Athens, Ga., vol. 44 (1977), S. 374ff.
- Berrie, T.W., The Economics of System Planning in Bulk Electricity Supply. In: R. Turvey (Ed.) [I], S. 173ff.
- Beschluß des Bundesrates, Änderungen und Entschließungen zur Bundestarifordnung Elektrizität (BTO Elt). Bundesrats-Drucksache 493/89. Bonn 1989.
- Bischoff, G. und Gocht, W. (Hrsg.), Energietaschenbuch. 2. Auflage, Braunschweig und Wiesbaden 1984.
- Bitterer, R., Einführung der neuen Stromtarife. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 89 (1990), S. 1410.
- Blankart, C.B. und Faber, M. (Hrsg.), Regulierung öffentlicher Unternehmen. Königstein/Ts. 1982.
- Blankart, C.B., Öffentliche Finanzen in der Demokratie. München 1991.
- Boiteux, M. [I], Peak Load Pricing. In: J.R. Nelson (Ed.), S. 59ff.
- Boiteux, M., Die französischen Arbeiten über die Strompreisbildung nach Grenzkosten. In: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (Hrsg.), S. 30ff.
- Bonbright, J.C., Principles of Public Utility Rates. New York 1961.
- Borggrefe, S., Neuordnung des Energiepreisrechts. „Der Betrieb“, Düsseldorf, Jg. 26 (1973), S. 605ff.
- Bös, D. [I], Public Enterprise Economics. Amsterdam u.a. 1986.
- Bös, D. [II], Wohlfahrtstheoretische Grundlagen der Preisbildung öffentlicher Unternehmen. In: C.B. Blankart und M. Faber (Hrsg.), S. 6ff.
- Bontrup, H.J. und Troost, A., Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft. Ein Beitrag zur Diskussion um die Novellierung der Stromtarife. Bremen 1988.
- Brand, M. u.a., Einfluß der Preisgestaltung leitungsgebundener Energieträger auf die rationelle Energieverwendung in Hessen. Gutachten des Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), ISI ProjektNr. 10 461 2. Endbericht für den Hessischen Minister für Wirtschaft und Technik. Karlsruhe 1988.
- Brandt, K., Preistheorie. Ludwigshafen 1960.
- Brandt, M., Höflich-Häberlein, L. und Jochum, G., Der saarländische „Modellversuch zeitvariabler linearer Stromtarif“. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Braunschweig und Wiesbaden, Jg. 12 (1988), S. 249ff.
- Brink, K., Theorie der Spitzenlast-Preisbildung bei Unsicherheit. Dissertation. Konstanz 1980.
- Brown, S.J. and Sibley, D.S., The Theory of Public Utility Pricing. Cambridge u.a. 1986.

- Buchanan, J.M. [I], The Theory of Monopolistic Quantity Discounts. „Review of Economic Studies“, Oxford, vol. 20 (1952/53), S. 199ff.
- Buchanan, J.M. [II], Peak Loads and Efficient Pricing. Comment. „Quarterly Journal of Economics“, Cambridge, MA, vol. 80 (1966), S. 463ff.
- Buchanan, J.M., The Optimality of Pure Competition in the Capacity Problem. Comment. „Quarterly Journal of Economics“, Cambridge, MA, vol. 81 (1967), S. 703ff.
- Buderath, J., Preisdifferenzierung und Preisdiskriminierung in der Elektrizitätswirtschaft. München 1965.
- Büdenbender, U., Energierecht. München und Köln 1982.
- Byatt, I.C.R., The Genesis of the Present Pricing System in Electricity Supply. „Oxford Economic Papers“, Oxford, vol. 15 (1963), S. 8ff.
- Bye, R.T., Composite Demand and Joint Supply in Relation to Public Utility Rates. „Quarterly Journal of Economics“, Cambridge, MA, vol. 44 (1930), S. 40ff.
- Cargill, T.F. and Meyer, R.A., Estimating the Demand for Electricity by Time of Day. „Applied Economics“, Oxford, vol. 3 (1971), S. 233ff.
- Caves, D.W. and Christensen, L.R., Residential Electricity Pricing Experiments. „Journal of Econometrics“, Amsterdam, vol. 14 (1980), S. 287ff.
- Cicchetti, C.J., Gillen, W.J. and Smolensky, P., The Marginal Cost and Pricing of Electricity. Cambridge, Mass. 1977.
- Clark, J.M., Rates for Public Utilities. „American Economic Review“, Menasha, WI, vol. 1 (1911), S. 473ff.
- Clemens, E.W., Price Discrimination and the Multiple-Product Firm. „Review of Economic Studies“, Oxford, vol. 19 (1951/52), S. 1ff.
- Coase, R.H. [I], The Theory of Public Utility Pricing and its Application. „Bell Journal of Economics“, New York, vol. 1 (1970), S. 113ff.
- Coase, R.H. [II], The Marginal Cost Controversy. „Economica“, London, vol. 13 (1946), S. 169ff.
- Crew, M.A., The Optimality of Pure Competition in the Capacity Problem. Further Comment. „Quarterly Journal of Economics“, Cambridge, MA, vol. 83 (1969), S. 341ff.
- Crew, M.A. (Ed.), Issues in Public-Utility Pricing and Regulation. Lexington, MA, und Toronto 1980.
- Crew, M. and Kleindorfer, P. [I], Peak Load Pricing with a Diverse Technology. „Bell Journal of Economics“, New York, vol. 7 (1976), S. 207ff.
- Crew, M. and Kleindorfer, P. [II], The Economics of Public Utility Regulation. London 1986.

- Crew, M. and Kleindorfer, P. [III], Marshall and Turvey on Peak Load or Joint Product Pricing. „Journal of Political Economy“, Chicago, IL, vol. 79 (1971), S. 1369ff.
- Crew, M. and Kleindorfer, P. [IV], On Off-Peak Pricing. An Alternative Technological Solution. „Kyklos“, Basel, vol. 28 (1975), S. 80ff.
- Crockett Jr., J.H., Differential Pricing and Interconsumer Efficiency in the Electric Power Industry. „Bell Journal of Economics“, New York, vol. 7 (1976), S. 293ff.
- Däschler, A., Elektrotechnik. Nachdruck der 13. Auflage, Aarau 1980.
- Danielsen, A.L. and Kamerschen, D.R. (Eds.), Current Issues in Public Utility Economics. Lexington, MA, 1983.
- Davidson, R.K. [I], Price Discrimination in Selling Gas and Electricity. Baltimore 1955.
- Davidson, R.K. [II], The Problem of Allocating Capacity Cost. „Land Economics“, Madison, WI, vol. 32 (1956), S. 334ff.
- Demsetz, H. [I], Why Regulate Utilities? „Journal of Law and Economics“, Chicago, IL, vol. 11 (1968), S. 55ff.
- Demsetz, H. [II], Joint Supply and Price Discrimination. „Journal of Law and Economics“, Chicago, IL, vol. 16 (1973), S. 389ff.
- Deparade, K., Einfachere Tarife – aber wie? „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 82 (1983), S. 901ff.
- Deparade, K., Ein Tarif für alle Bedarfsarten. „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“, München, Jg. 39 (1989), S. 515ff.
- Deparade, K., Abschied von der Raumzahl. „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“, München, Jg. 37 (1987), S. 688ff.
- Deregulierungskommission, Marktöffnung und Wettbewerb. Stuttgart 1991.
- Diederich, H., Preisforderungen in Form von Tarifen. „Zeitschrift für Betriebswirtschaft“, Wiesbaden, Jg. 39 (1969), S. 139ff.
- Dimopoulos, D., Pricing Schemes for Regulated Enterprises and their Welfare Implications in the Case of Electricity. „Bell Journal of Economics“, New York, vol. 12 (1981), S. 185ff.
- Düwall, P., Lange-Hüsken, M. und Zybell, G., Lastganglinien der Haushalte. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 84 (1985), S. 1051ff.
- Dupuit, J., De la mesure de l'utilité des travaux publics. „Annales des ponts et chaussées“, 2me série, Paris, vol. 8 (1844), No. 116, S. 332ff.
- Ebert, U., Monopolistische Preisdiskriminierung. (Sonderforschungsbereich 303 „Information und die Koordination wirtschaftlicher Aktivitäten“, Projektbereich A, Discussion Paper No. A – 175.) Bonn 1988.

Eickhof, N. [I], Versorgungswirtschaft und Wettbewerbsordnung. „ORDO-Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft“, Stuttgart, Band 37 (1986), S. 201ff.

Eickhof, N. [II], Im Netz der Monopole. „Frankfurter Allgemeine Zeitung“, Frankfurt a.M., Ausgabe vom 18. November 1989, S. 15.

Eickhof, N. [III], Reformbedarf der deutschen Energiepolitik. „List Forum“, Düsseldorf, Band 15 (1989), S. 173ff.

Ekelund Jr., R.B. and Hulett, J.R., Joint Supply, the Taussig-Pigou Controversy, and the Competitive Provision of Public Goods. „Journal of Law and Economics“, Chicago, IL, vol. 16 (1973), S. 369ff.

Endres, A., Staatliche Regulierung und ökonomische Theorie. „WiSt – Wirtschaftswissenschaftliches Studium“, München und Frankfurt a.M., Jg. 17 (1988), S. 197f.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (Hrsg.), Neuere Entwicklungen in der Energiepreisbildung. Vorträge und Diskussionsberichte der 8. Arbeitstagung am 28. und 29. Oktober 1955 in der Universität Köln. (Tagungsberichte des Energiewirtschaftlichen Instituts, Heft 8.) München 1956.

Erklärung von Minister Einert (Nordrhein-Westfalen) zu Punkt 47 der Tagesordnung, Plenarprotokoll zur 606. Sitzung des Bundesrates am 10. November 1989, Anlage 34.

Erklärung von Minister Dr. Walter (Saarland) zu Punkt 47 der Tagesordnung, Plenarprotokoll zur 606. Sitzung des Bundesrates am 10. November 1989, Anlage 35.

Faulhaber, G.R. and Panzar, J.C., Optimal Two-Part Tariffs with Self-Selection. (Bell Laboratories, Economic Discussion Paper no. 74.) Holmdel, NJ, 1977.

Feldstein, M.S., Equity and Efficiency in Public Sector Pricing. The Optimal Two-Part Tariff. „Quarterly Journal of Economics“, Cambridge, MA, vol. 86 (1972), S. 175ff.

Finsinger, J. [I], Zur Anatomie von wohlfahrtsoptimalen Preisen für öffentliche Unternehmen, die unter zunehmenden Skalenerträgen produzieren. „Zeitschrift für die gesamte Staatswissenschaft“, Tübingen, Band 136 (1980), S. 136ff.

Finsinger, J. [II], Grundsätze der Tarifgestaltung: ein Beitrag zur aktuellen Diskussion des degressiven Stromtarifs. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Braunschweig und Wiesbaden, Jg. 3 (1979), S. 188ff.

Finsinger, J. [III], Peak Load Pricing and Rationing Policies. „Zeitschrift für Nationalökonomie“, Wien und New York, vol. 40 (1980), S. 169ff.

Finsinger, J. und Kleindorfer, P.R. [I], Höchstlast- und Spitzenlastpreisbildung. Ein Vergleich der Strompreise für typische Sonderabnehmer in der Bundesrepublik Deutschland und Frankreich. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Braunschweig und Wiesbaden, Jg. 5 (1981), S. 48ff.

Finsinger, J. and Kleindorfer, P.R., Demand Charges and Electricity Tariffs. (Working Paper dp 81/03/01. Dept. of Decision Sciences, University of Pennsylvania, revised March 1981.)

Frey, R., Die Stromtarife der schweizerischen Elektrizitätswerke. Dissertation, Zürich 1936.

Frisch, R., Monopol – Polypol – der Begriff der Kraft in der Wirtschaft. In: A.E. Ott (Hrsg.), S. 17ff.

Fritzsche, U., Matthes, F.C. und Seifried, D. unter Mitarbeit von Alber, G., Ein klimaverträgliches Energiekonzept für (Gesamt)Deutschland – ohne Atomstrom. Gutachten im Auftrag von Greenpeace e.V. Hamburg 1991.

Gabor, A. [I], A Note on Block Tariffs. „Review of Economic Studies“, Oxford, vol. 23 (1955/56), S. 32ff.

Gabor, A. [II], Further Comment. „Quarterly Journal of Economics“, Cambridge, MA, vol. 80 (1966), S. 472ff.

Geddes, R.R. and Griffes, P.H., The Electric Utility Industry. New Challenges and Old Questions. „Resources and Energy“, Amsterdam, vol. 12 (1990), S. 1ff.

Gilson, W., Analyse des Belastungsverlaufs bei Elektrizitätsversorgungsunternehmen für Städte, regionale und gemischte Versorgung. „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“, München, Jg. 21 (1971), S. 660ff.

Goldman, M.B., Leland, H.E. and Sibley, D.S., Optimal Nonuniform Prices. „Review of Economic Studies“, Oxford, vol. 51 (1984), S. 305ff.

Gommersbach, M. und Schierjott, A., Preise und Preisverhältnisse als erklärende Größen des Endenergieverbrauches der Kleinverbraucher. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Braunschweig und Wiesbaden, Jg. 10 (1986), S. 117ff.

Grawe, J. und Zybell, G., Die neue Bundestarifordnung Elektrizität und ihre Umsetzung. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 89 (1990), S. 557ff.

Gröner, H. [I], Elektrizitätsversorgung. In: P. Oberender (Hrsg.), S. 87ff.

Gröner, H. [II], Die Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Baden-Baden 1975.

Grünberg, P. [I], Das „Saarbrücker Modell“. Kritische Würdigung des von den Stadtwerken Saarbrücken entwickelten „Zeitzonen-Stromtarifs“. „Versorgungswirtschaft“, München, Jg. 39 (1987), S. 259ff.

Grünberg, P. [II], Thesen zur zweigliedrigen Tarifgestaltung. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 85 (1986), S. 966.

Grünberg, P., Wirtschafts- und Tariffragen. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 87 (1988), S. 882ff.

Gutenberg, E., Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre. 2. Band: Der Absatz. 15. Auflage, Berlin u.a. 1976.

- Haas, R. und Wirl, F., Verbraucherseitige Energiesparstrategien. Ein analytischer Überblick. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Braunschweig und Wiesbaden, Jg. 16 (1992), S. 23ff.
- Hagmann, G., Grundlagen der Elektrotechnik. 3. Auflage, Wiesbaden 1990.
- Halvorsen, R., Residential Demand for Electric Energy. „Review of Economics and Statistics“, Amsterdam, vol. 57 (1975), S. 12ff.
- Hamm, R. und Hillebrand, B., Elektrizitäts- und regionalwirtschaftliche Konsequenzen einer Kohlendioxid- und Abfallabgabe. (Untersuchungen des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung, Heft 5.) Essen 1992.
- Hanusch, H. unter Mitarbeit von Biene, P. und Schlumberger, M., Nutzen-Kosten-Analyse. München 1987.
- Harberger, A.C., Three Basic Postulates for Applied Welfare Economics. An Interpretative Essay. „Journal of Economic Literature“, Menasha, WI, vol. 9 (1971), S. 785ff.
- Hausman, W.J. and Neufeld, J.L., Time-of-Day Pricing in the U.S. Electric Power Industry at the Turn of the Century. „Bell Journal of Economics“, New York, vol. 15 (1984), S. 116ff.
- Hayes, B., Competition and Two-Part Tariffs. „Journal of Business“, Chicago, IL, vol. 60 (1987), S. 41ff.
- Henderson, A., Consumers' Surplus and the Compensating Variation. „Review of Economic Studies“, Oxford, vol. 8 (1940/41), S. 117ff.
- Henderson, J.S., The Economics of Electricity Demand Charges. „Energy Journal“, Boston, MA, vol. 4 (1983), S. 127ff.
- Hennicke, P. (Hrsg.), Den Wettbewerb im Energiesektor planen. Berlin u.a. 1991.
- Henson, S.E., Electricity Demand Estimates under Increasing-Block Rates. „Southern Economic Journal“, Athens, Ga., vol. 51 (1984), S. 147ff.
- Hermann, H.P., Unterschiede in der Energiepolitik der Bundesländer aus der Sicht der Elektrizitätswirtschaft. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 85 (1986), S. 570ff.
- Hicks, J.R. [I], Value and Capital. Oxford 1939.
- Hicks, J.R. [II], Consumers' Surplus and Index-Numbers. „Review of Economic Studies“, Oxford, vol. 9 (1941/42), S. 126ff.
- Hicks, J.R. [III], The Rehabilitation of Consumers' Surplus. „Review of Economic Studies“, Oxford, vol. 8 (1941), S. 108ff.
- Hirshleifer, J. [I], Peak Loads and Efficient Pricing. Comment. „Quarterly Journal of Economics“, Cambridge, MA, vol. 72 (1958), S. 451ff.
- Hirshleifer, J. [II], Peak Loads and Efficient Pricing. A Prior Contribution. „Quarterly Journal of Economics“, Cambridge, MA, vol. 73 (1959), S. 497ff.

Hoppmann, E., Die Abgrenzung des relevanten Marktes im Rahmen der Mißbrauchs-aufsicht über marktbeherrschende Unternehmen. Baden-Baden 1974.

Horn, M., Stromtarife als Instrument der Energiesparpolitik? In: G. Luther, M. Horn und H.J. Luhmann, S. 57ff.

Hosemann, G., Leistungsbezogene Stromtarife – zeitgemäß und gerecht. Studie zur angemessenen Gestaltung der Elektrizitätstarife. Erlangen 1990.

Hotelling, H., The General Welfare in Relation to Problems of Taxation and of Railway and Utility Rates. „Econometrica“, New Haven, CT, vol. 6 (1938), S. 242ff.

Houthakker, H.S., Electricity Tariffs in Theory and Practice. „The Economic Journal“, Oxford, vol. 61 (1951), S. 1ff.

Hoven, I. und Schulz, W. [I], Kostenorientierte Stromtarife. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Braunschweig und Wiesbaden, Jg. 12 (1988), S. 221ff.

Hoven, I. und Schulz, W. [II], Grenzkostenpreisbildung in der Elektrizitätswirtschaft. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Braunschweig und Wiesbaden, Jg. 14 (1990), S. 41ff.

Hoven, I. und Schulz, W. [III], Ergänzungen zur Erwiderung auf die kritischen Anmerkungen zum Gutachten „Kostenorientierte Stromtarife“. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Braunschweig und Wiesbaden, Jg. 14 (1990), S. 238.

Hüpen, R., Die Marshallschen Regeln. „WiSt-Wirtschaftswissenschaftliches Studium“, München und Frankfurt a.M., Jg. 17 (1988), S. 243ff.

Hüpen, R., Geplante Obsoleszenz und temporäre Preisdifferenzierung. „Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik“, Stuttgart, Band 207 (1990), S. 206ff.

Hüpen, R., Zur Theorie der Preisbildung beim Monopson. „Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik“, Stuttgart, Band 201 (1986), S. 257ff.

Hüpen, R. und Seitz, T., Neues zu einem alten Problem – Preisdifferenzierung bei willkürlicher Marktteilung. „Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik“, Stuttgart, Band 196 (1981), S. 333ff.

Intriligator, M.D., Mathematical Optimization and Economic Theory. Englewood Cliffs, NJ, 1971.

Jarass, L., Energienachfrage, wirtschaftliche Entwicklung und Preise. Braunschweig und Wiesbaden 1988.

Jönck, U., Die Nachfrage nach Elektrizität in der Bundesrepublik Deutschland. Dissertation, Bonn 1963.

Johnston, S.A., Peak and Off-Peak Electricity Consumption. A Review and Critique of Load Management and Rate Design Demonstration Projects. In: S.V. Berg (Ed.), S. 115ff.

- Jordan, W.J., Heterogeneous Users and the Peak Load Pricing Model. „Quarterly Journal of Economics“, Cambridge, MA, vol. 98 (1983), S. 127ff.
- Kamerschen, D.R. and Keenen, D.C., Caveats on Applying Ramsey Pricing. In: A.L. Danielsen and D.R. Kamerschen (Eds.), S. 197ff.
- Kaserman, D.L. and Mayo, J.W., Advertising and the Residential Demand for Electricity. „Journal of Business“, Chicago, IL, vol. 58 (1985), S. 399ff.
- Katz, M.L., Non-uniform Pricing, Output and Welfare under Monopoly. „Review of Economic Studies“, Oxford, vol. 50 (1983), S. 37ff.
- Keshava, G.P., A Review of the Theory of Electricity Pricing. „Indian Journal of Economics“, Alahabad, vol. 70 (1990), S. 381ff.
- Krakowski, M. (Hrsg.), Regulierung in der Bundesrepublik Deutschland. Die Ausnahmebereiche des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen. Hamburg 1988.
- Krakowski, M., Theoretische Grundlagen der Regulierung. In: M. Krakowski (Hrsg.), S. 19ff.
- Kromer, Stand der internationalen Diskussion über die Tarifformen in der Elektrizitätsversorgung. In: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (Hrsg.), S. 145ff.
- Landesgruppe Nordrhein-Westfalen der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.), Stellungnahme zur Studie „Zum Einfluß der Preisgestaltung leitungsgebundener Energieträger auf die Rationelle Energieverwendung“. Frankfurt a.M. 1988, zitiert nach IZE Informationen zur Elektrizität (Hrsg.), Moderne Stromtarife. Frankfurt a.M., ohne Erscheinungsjahr, S. 118ff.
- Lang, G., Elektrizitätspreise im internationalen Vergleich. 2. Auflage, Frankfurt a.M. 1992.
- Langhoff, R., Peak Load Pricing bei heterogenen Produktionstechnologien und Lagerhaltungsmöglichkeiten. Dissertation, Hagen 1986.
- Layson, S., Third-Degree Price Discrimination, Welfare and Profits. A Geometrical Analysis. „American Economic Review“, Menasha, WI, vol. 78 (1988), S. 1131f.
- Lee, J.C., Frachbasissystem bei standardisierten Produkten. Theoretische Analyse und empirische Reflexion am Beispiel der Stahlindustrie. Bochum 1990.
- Leland, H.E. and Meyer, R.A., Monopoly Pricing Structures with Imperfect Discrimination. „Bell Journal of Economics“, New York, vol. 7 (1976), S. 449ff.
- Leonhardt, W., Sind unsere Stromtarife noch zeitgemäß? – Oder: Augustinus und der lineare Tarif. (Saarbrücker Diskussions-Papiere, Nr. 2.) Saarbrücken 1986.
- Leonhardt, W. u.a. (Hrsg.), Kommunales Energie-Handbuch. Vom Saarbrücker Energiekonzept zu kommunalen Handlungsstrategien. 2. Auflage, Karlsruhe 1991.
- Lewis, W.A., The Two-Part Tariff. „Economica“, London, vol. 8 (1941), S. 249ff.
- Little, I.M.D., The Price of Fuel. Oxford 1953.

- Littlechild, S.C., Two-Part Tariffs and Consumption Externalities. „Bell Journal of Economics“, New York, vol. 6 (1975), S. 661ff.
- Luhmann, H.J., Die Aufhebung der zweiteiligen Tarifierung im Dienste der Energieeinsparung. In: G. Luther, M. Horn und H.J. Luhmann, S. 81ff.
- Luther, G., Reform der Tarifstruktur – eine Voraussetzung zur rationelleren Anwendung der Elektrizität. In: G. Luther, M. Horn und H.-J. Luhmann, S. 9ff.
- Luther, G., Horn, M. und Luhmann, H.-J., Stromtarife – Anreize zur Energieverschwendug? Karlsruhe 1979.
- Machlup, F., Characteristics and Types of Price Discrimination. In: National Bureau of Economic Research (Ed.), S. 397ff.
- Mackenthun, W. und Mareske, A., Elektrizitätsversorgung. In: G. Bischoff und W. Gocht (Hrsg), S. 313ff.
- Malko, J.R. and Faruqui, A., Implementing Time-of-Day Pricing of Electricity. Some Current Challenges and Activities. In: M.A. Crew (Ed.), S. 145ff.
- Mandy, D.M., Competitive Two-Part Tariffs as a Response to Differential Rates of Time Preference. „Economica“, London, vol. 58 (1991), S. 377ff.
- Marchand, M.G., Pricing Power Supplied on an Interruptible Basis. „European Economic Review“, Amsterdam, vol. 5 (1974), S. 263ff.
- Marshall, A., Principles of Economics. 13. Nachdruck der 8. Auflage von 1920, London 1961.
- Maskin, E. and Riley, J., Monopoly with Incomplete Information. „Rand Journal of Economics“, New York, vol. 15 (1984), S. 171ff.
- Mauch, S.P. und Ott, W., Wirtschaftlich effiziente Tarifstrukturen für Elektrizität in der Schweiz. Möglichkeiten und Grenzen. „Schweizerische Zeitschrift für Volkswirtschaft und Statistik“, Basel, Jg. 120 (1984), S. 339ff.
- Meadows, D.H., Meadows, D.L. und Randers, J., Die neuen Grenzen des Wachstums. Die Lage der Menschheit. Bedrohung und Zukunftschancen. 3. Auflage, Stuttgart 1992.
- Meier, H. [I], Strompreise für Tarifkunden. „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“, München, Jg. 41 (1991), S. 378ff.
- Meier, H. [II], Kostenorientierte Stromtarife. „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“, München, Jg. 38 (1988), S. 958ff.
- Meier, H. [III], Kostenorientierte Strompreise. Köln 1989.
- Meier, K., Spitzenlasttarifierung, Oekonomische Effizienz und Erhaltung der Eigenwirtschaftlichkeit. Bern und Stuttgart 1983.
- Meyer, R.A. [I], Optimal Nonlinear Pricing Structures, an Application to Energy Pricing. „Applied Economics“, Oxford, vol. 11 (1979), S. 241ff.

Meyer, R.A. [II], Comment. In: H. M. Trebing (Ed.) [III], S. 32ff.

Meyer, T. u.a., Zum Einfluß der Preisgestaltung leistungsgebundener Energieträger auf die Rationale Energieverwendung. Gutachten, durchgeführt vom Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe 1987.

Mishan, E.J., A Survey of Welfare Economics, 1939 – 1959. „Economic Journal“, Oxford, vol. 70 (1960), S. 197ff., wiederaufgedruckt in Mishan, E.J., Welfare Economics. Ten Introductory Essays. 2nd edition, New York 1969.

Mitchell, B.M., Manning, W.G. Jr. and Acton, J.P., Peak Load Pricing. European Lessons for U.S. Energy Policy. Cambridge, MA, 1978.

Mönig, W., Determinanten des Elektrizitätsangebots und volkswirtschaftliche Kriterien zu seiner Beurteilung. (Schriftenreihe des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln, Band 18.) München 1975.

Munley, V.G., Taylor, L.W. and Formby, J.P., Electricity Demand in Multi-Family, Renter-Occupied Residences. „Southern Economic Journal“, Athens, GA, vol. 57 (1990), S. 178ff.

Murphy, M.M., Price Discrimination, Market Separation and the Multi-Part Tariff. „Economic Inquiry“, Los Angeles, CA, vol. 15 (1977), S. 587ff.

National Bureau of Economic Research (Ed.), Business Concentration and Price Policy. Princeton 1955.

Nelson, J.R. (Ed.), Marginal Cost Pricing in Practice. Englewood Cliffs, NJ, 1964.

Ng, Y.-K. and Weisser, M., Optimal Pricing with a Budget Constraint – The Case of the Two-part Tariff. „Review of Economic Studies“, Oxford, vol. 41 (1974), S. 337ff.

Nguyen, D.T. and Macgregor-Reid, G.J., Interdependent Demands, Regulatory Constraint and Peak Load Pricing. „Journal of Industrial Economics“, Oxford, vol. 25 (1977), S. 275ff.

O.V., Rascher Abschied von der „Stütze“. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Köln, Jg. 1990, Nr. 4, S. 32.

O.V., Überprüfung der Strompreisstrukturen. Beschuß der Wirtschaftsministerkonferenz (WMK) am 7. Oktober 1987. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 86 (1986), S. 994ff.

O.V., Verquere Logik. „Der Spiegel“, Hamburg, Jg. 1989, Nr. 39, S. 30ff.

O.V., Schwachlast bringt die Nagelprobe. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Köln, Jg. 1990, Nr. 4, S. 5.

O.V., Scharfe Kritik an SPD-Vorlage für neues Energiegesetz. „Handelsblatt“, Düsseldorf, Ausgabe vom 1. Februar 1990, S. 4.

O.V., Stromeinsparungen sollen das Klima retten. „Handelsblatt“, Düsseldorf, Ausgabe vom 30./31. März 1990, S. 8.

- O.V., Für Verbot von Stromheizung. „Handelsblatt“, Düsseldorf, Ausgabe vom 6. März 1990, S. 8.
- O.V., Freiburg reformiert radikal. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Köln, Jg. 1991, Nr. 12, S. 8.
- O.V., Neue Tarife, neue Energiepolitik?. „Der Spiegel“, Hamburg, Jg. 1988, Nr. 29, S. 62ff.
- O.V., Beschuß des Vorstandsrates der VDEW zur Tarifreform für den Haushalt. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 86 (1987), S. 993f.
- O.V., Stromtarife müssen zwei Preissignale geben. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 88 (1989), S. 153ff.
- O.V., Lastkurve treibt zu eigenen Wegen. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Köln, Jg. 1991, Nr. 3, S. 8.
- O.V., Einfacher und teurer. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Köln, Jg. 1991, Nr. 3, S. 8.
- O.V., Sparpaket zur Tarifreform. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Köln, Jg. 1991, Nr. 11, S. 10.
- O.V., In Lübeck wird es eng. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Köln, Jg. 1991, Nr. 11, S. 10.
- O.V., Auch Fürth linear. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Köln, Jg. 1991, Nr. 11, S. 10.
- O.V., Für die Industrie BTO-Maß. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Köln, Jg. 1991, Nr. 11, S. 10.
- O.V., Die Arbeitspreise atmen. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Köln, Jg. 1991, Nr. 12, S. 8.
- O.V., Schleswig setzt starke Reize. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Köln, Jg. 1992, Nr. 10, S. 7.
- O.V., Kiel linear. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Köln, Jg. 1992, Nr. 12, S. 5.
- O.V., Anreize zum Sparen. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Köln, Jg. 1989, Nr. 10, S. 8.
- Oberender, P. (Hrsg.), Marktstruktur und Wettbewerb in der Bundesrepublik Deutschland. München 1984.
- Oberholte, W., Rechtsgrundsätze für die Stromversorgung im Tarifbereich. „Der Betrieb“, Düsseldorf, Jg. 26 (1973), S. 2279ff.
- Oberholte, W. und Danner, W. (Hrsg.), Energiewirtschaftsrecht. Ergänzungslieferung 26 vom Dezember 1990. München 1990.
- Officer, L.H., The Optimality of Pure Competition in the Capacity Problem. „Quarterly Journal of Economics“, Cambridge, MA, vol. 80 (1966), S. 647ff.

- Ohlms, W. u.a., Aspekte für die Strompreisgestaltung aus der Analyse praktisch durchgeföhrter Kostenträgerrechnungen. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Braunschweig und Wiesbaden, Jg. 6 (1982), S. 220ff.
- Ohlms, W. und Weigt, N., Die neue Bundestarifordnung Elektrizität und ihre Umsetzung in Strom-Tarifstrukturen. Köln 1990.
- Oi, W.Y., A Disneyland Dilemma. Two-Part Tariffs For a Mickey Mouse Monopoly. „Quarterly Journal of Economics“, Cambridge, MA, vol. 85 (1971), S. 77ff.
- Oren, S.S., Smith, S.A. and Wilson, R.B., Competitive Nonlinear Tariffs. „Journal of Economic Theory“, New York, vol. 29 (1983), S. 49ff.
- Ott, A.E. [I], Volkswirtschaftslehre – eine erste Einführung. Göttingen 1989.
- Ott, A.E. [II], Grundzüge der Preistheorie. 3. Auflage, Göttingen 1979.
- Ott, A.E. [III], Zum Problem der Preisdifferenzierung. „Schweizerische Zeitschrift für Volkswirtschaft und Statistik“, Basel, Jg. 95 (1959), S. 465ff.
- Ott, A.E. (Hrsg.), Preistheorie. 3. Auflage, Köln 1965.
- Paine, C.L., Some Aspects of Discrimination by Public Utilities. „Economica“, London, vol. 4 (1937), S. 425ff.
- Panzar, J.C. and Sibley, D.S., Public Utility Pricing under Risk. The Case of Self-Rationing. „American Economic Review“, Menasha, WI, vol. 68 (1978), S. 888ff.
- Phlips, L., The Economics of Price Discrimination. Cambridge u.a. 1983.
- Pigou, A.C. [I], The Economics of Welfare. 4th ed., London u.a. 1962.
- Pigou, A.C. [II], Wealth and Welfare. London 1912.
- Piller, W., Lastgangsimulation und -synthese des Stromverbrauchs von Haushalten unter Berücksichtigung der Ausgleichsprobleme. Dissertation, München 1980.
- Pressman, I., A Mathematical Formulation of the Peak-Load Pricing Problem. „Bell Journal of Economics“, New York, vol. 1 (1970), S. 304ff.
- Prohaska, M., Effizienz der Energiewirtschaft. Dissertation, Bamberg 1986.
- Ramsey, F.P., A Contribution to the Theory of Taxation. „Economic Journal“, Oxford, vol. 37 (1927), S. 47ff.
- Rat von Sachverständigen für Umweltfragen, Energie und Umwelt. Sondergutachten März 1981. Stuttgart und Mainz 1981.
- Rees, R., Public Enterprise Economics. London 1976.
- Rittstieg, G. [I], Aktuelle Fragen der Strompreisgestaltung. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 84 (1985), S. 626ff.
- Rittstieg, G. [II], Tarifreform zum 1. Januar 1990. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 91 (1992), S. 1103ff.

- Roberts, K.W.S., Welfare Considerations of Nonlinear Pricing. „Economic Journal“, Oxford, vol. 89 (1979), S. 66ff.
- Robinson, J.V., The Economics of Imperfect Competition. 2nd ed., London 1969.
- Röder, P., Zielkonflikte bei der Preisbildung in der Elektrizitätsversorgung. Baden-Baden 1991.
- Ruggles, N., Recent Developments in the Theory of Marginal Cost Pricing. In: R. Turvey (Ed.) [I], S. 11ff.
- Savvides, A., Kw Demand Charges. Practical and Theoretical Implications. In: S.V. Berg (Ed.), S. 79ff.
- Schiffer, H.-W. [I], Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland. 2. Auflage, Köln 1991.
- Schiffer, H.-W. [II], Die Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Braunschweig und Wiesbaden, Jg. 6 (1982), S. 228ff.
- Schmidt, A., Vorstellungen der Hessischen Landesregierung zur Reform der Tarifstruktur. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 86 (1987), S. 782ff.
- Schmitt, D., Kosten und Kostenstruktur in der Elektrizitätsversorgung der Bundesrepublik Deutschland. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 88 (1989), S. 1090ff.
- Schneider, H.K., Über Grenzkostenpreise und ihre Anwendung im Energie- und Verkehrssektor. „Jahrbuch für Sozialwissenschaft“, Göttingen, Jg. 14 (1963), S. 206ff.
- Schneider, H., Grenzkostenpreisbildung in der Elektrizitätswirtschaft. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Braunschweig und Wiesbaden, Jg. 14 (1990), S. 38ff.
- Schneider, H., Replik zur Erwiderung auf die kritischen Anmerkungen zum Gutachten „Kostenorientierte Stromtarife“. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Braunschweig und Wiesbaden, Jg. 14 (1990), S. 238ff.
- Scholz, R., Nichts zu beißen für die Energie-Fresser. „Greenpeace-Nachrichten“, Hamburg, Jg. 1989, Nr. 4, S. 18f.
- Schulz, W., Ordnungsprobleme der Elektrizitätswirtschaft. München 1979.
- Schumann, J., Grundzüge der mikroökonomischen Theorie. 6. Auflage, Berlin u.a. 1992.
- Schuster, H., Der soziale Überschuß als Kriterium wirtschaftspolitischer Maßnahmen im mikroökonomischen Bereich. „Schmollers Jahrbuch für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften“, Berlin, Jg. 90 (1970), S. 129ff.
- Seifried, D. [I], Least-Cost Planning und die Reform der Energiepreise. In: P. Hennicke (Hrsg.), S. 151ff.
- Seifried, D., Stromspartarife in den USA. In: W. Leonhardt u.a. (Hrsg.), S. 275.

- Seitz, T., Zum Problem der Preissetzung und Kapazitätsanpassung bei nicht lagerfähigen Gütern. „Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik“, Stuttgart, Band 186 (1971/72), S. 296ff.
- Shepherd, W.G., Price Structures in Electricity. In: A.L. Danielsen and D.R. Karmeschen (Eds.), S. 151ff.
- Sherman, R., The Regulation of Monopoly. Cambridge u.a. 1989.
- Sherman, R. and Visscher, M., Rate-Of-Return Regulation and Two-Part Tariffs. „Quarterly Journal of Economics“, Cambridge, MA, vol. 97 (1982), S. 27ff.
- Shin, J.-S., Perception of Price when Price Information is Costly. Evidence from Residential Electricity Demand. „Review of Economics and Statistics“, Amsterdam, vol. 67 (1985), S. 591ff.
- Sohmen, E., Allokationstheorie und Wirtschaftspolitik. Tübingen 1976.
- Solling, H., Elektrizität – Ware und Markt. Thun und Frankfurt a.M. 1981.
- Spence, M., Nonlinear Prices and Welfare. „Journal of Public Economics“, Amsterdam, vol. 8 (1977), S. 1ff.
- Spremann, K., On Welfare Implications and Efficiency of Entrance Fee Pricing. „Zeitschrift für Nationalökonomie“, Wien und New York, vol. 38 (1978), S. 231ff.
- Spremann, K. und Klinkhammer, M., Grundgebühren und zweiteilige Tarife. „Zeitschrift für Betriebswirtschaft“, Wiesbaden, Jg. 55 (1985), S. 790ff.
- Spulber, D.F., Regulations and Markets. Cambridge, MA, und London 1989.
- Stackelberg, H. v. [I], Grundlagen der theoretischen Volkswirtschaftslehre. 2. Auflage, Tübingen und Zürich 1951.
- Stackelberg, H. v. [II], Preisdiskrimination bei willkürlicher Teilung des Marktes. „Archiv für mathematische Wirtschafts- und Sozialforschung“, Leipzig, Band 5 (1939), S. 1ff.
- Stadtwerke Saarbrücken AG (Hrsg.), Saarbrücker Sieben-Punkte-Erklärung. Saarbrücken 1987.
- Steiner, P.O. [I], Peak Loads and Efficient Pricing. „Quarterly Journal of Economics“, Cambridge, MA, vol. 71 (1957), S. 585ff.
- Steiner, P.O. [II], Peak Load Pricing Revisited. In: H.M. Trebing (Ed.) [I], S. 3ff.
- Steiner, P.O. [III], Comment. In: H.M. Trebing (Ed.) [II], S. 37ff.
- Strauß, L., Reform der Stromtarife. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 88 (1989), S. 1054ff.
- Stumpf, H., Hollenweger, R. und Ohlms, W., Kostenträgerrechnung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen als Grundlage kostenorientierter Preisbildung für elektrische Energie. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Braunschweig und Wiesbaden, Jg. 4 (1980), S. 315ff.

Suntum, U. v., Konsumentenrente und Verkehrssektor. Der soziale Überschuß als Basis für öffentliche Allokationsentscheidungen. Berlin 1986.

Tacke, G., Nichtlineare Preisbildung. Höhere Gewinne durch Differenzierung. Wiesbaden 1989.

Taylor, L.D., The Demand for Electricity. A Survey. „Bell Journal of Economics“, New York, vol. 6 (1975), S. 74ff.

Taylor, T.N. and Schwarz, P.M., A Residential Demand Charge. Evidence from the Duke Power Time-of-Day Pricing Experiment. „Energy Journal“, Boston, MA, vol. 7, no. 2 (1986), S. 135ff.

Thiemeyer, T., Grenzkostenpreise bei öffentlichen Unternehmen. Köln und Opladen 1964.

Trebing, H.M. (Ed.) [I], Essays on Public Utility Pricing and Regulation. East Lansing, MI, 1971.

Trebing, H.M. (Ed.) [II], New Dimensions in Public Utility Pricing. East Lansing, MI, 1976.

Turvey, R. (Ed.), Public Enterprise. Harmondsworth 1968.

Turvey, R. [I], Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply. London 1968.

Turvey, R. [II], Peak-Load Pricing. „Journal of Political Economy“, Chicago, IL, vol. 76 (1968), S. 101ff.

Turvey, R. and Anderson, D., Electricity Economics. Baltimore und London 1977.

Uhler, R.G., Electric Utility Pricing Issues: Old and New. In: A.L. Danielsen and D.R. Kamerschen (Eds.), S. 77ff.

van der Maas, Preisdifferenzierung und Preisdiskriminierung in der Energieversorgung. In: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (Hrsg.), S. 121ff.

VDEW-Arbeitskreis „Tarifgestaltung“ [I], Tariflicher Bereitstellungspreis. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 83 (1984), S. 1051ff.

VDEW- Arbeitskreis „Tarifgestaltung“ [II], Begründung für den 100-Stunden-Tarif. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 85 (1986), S. 1007f.

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.), Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft. Teil 1: Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe. 6. Ausgabe 1990. Frankfurt a.M. 1991.

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.), Allgemeine Tarifpreise für elektrische Energie. Heft A. Frankfurt a.M. 1988.

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.) [III], Stellungnahme zur „Sieben-Punkte-Erklärung“ der Stadtwerke Saarbrücken vom September 1987. Frankfurt a.M. 1988.

Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Bundestarifordnung Elektrizität (BTO Elt). Bundesrats-Drucksache 493/89. Bonn 1989.

Vickrey, W. [I], Some Objections to Marginal-Cost Pricing. „Journal of Political Economy“, Chicago, IL, vol. 56 (1948), S. 218ff.

Vickrey, W., The Fallacy of Using Long-Run Cost for Peak-Load Pricing. „Quarterly Journal of Economics“, Cambridge, MA, vol. 100 (1985), S. 1331ff.

Viner, J., Kosten- und Angebotskurven. In: A.E. Ott (Hrsg.), S. 195ff.

Vorholz, F., Der große Flop. „Die Zeit“, Hamburg, Ausgabe vom 21. Juni 1991, S. 26.

Waldmann, R., Die Theorie des Peak-Load Pricing. Dissertation, Giessen 1981.

Wallace, D.H., Joint and Overhead Cost and Railway Rate Policy. „Quarterly Journal of Economics“, Cambridge, MA, vol. 48 (1934), S. 583ff.

Wallisch, D., Tarifliche Maßnahmen zum Abbau von Lastspitzen im Stromverbrauch der Haushalte – Eine empirische Untersuchung. „Zeitschrift für Energiewirtschaft“, Braunschweig und Wiesbaden, Jg. 12 (1988), S. 33ff.

Webb, M.G., The Determination of Reserve Generating Capacity Criteria in Electricity Supply Systems. „Applied Economics“, Oxford, vol. 9 (1977), S. 19ff.

Weber, K., Zur Frage der Preisdifferenzierung bei Einproduktunternehmungen. „Schweizerische Zeitschrift für Volkswirtschaft und Statistik“, Basel, Jg. 92 (1956), S. 17ff.

Weigt, N. [I], Erläuterungen zur Bundestarifordnung Elektrizität 1990 (BTO Elt 1990). In: W. Oberholte und W. Danner (Hrsg.), S. 46ff.

Weigt, N. [II], Chance für Stromsparer. „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, Köln, Jg. 1989, Nr. 10, S. 1f.

Weigt, N. [III], Die Reform der Bundestarifordnung Elektrizität. „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“, München, Jg. 39 (1989), S. 512ff.

Weigt, N. [IV], Grundzüge der neuen Bundestarifordnung Elektrizität. In: W. Ohlms und N. Weigt, S. 51ff.

Wenders, J.T., Peak Load Pricing in the Electric Utility Industry. „Bell Journal of Economics“, New York, vol. 7 (1976), S. 232ff.

Wenders, J.T. and Taylor, L.D., Experiments in Seasonal-time-of-day Pricing of Electricity to Residential Users. „Bell Journal of Economics“, New York, vol. 7 (1976), S. 531ff.

Williamson, O.E., Peak Load Pricing and Optimal Capacity under Indivisibility Constraints. „American Economic Review“, Menasha, WI, vol. 56 (1966), S. 810ff.

Willig, R.D. [I], Consumer's Surplus Without Apology. „American Economic Review“, Menasha, WI, vol. 66 (1976), S. 589ff.

- Willig, R.D. [II], Pareto-Superior Nonlinear Outlay Schedules. „Bell Journal of Economics“, New York, vol. 9 (1978), S. 56ff.
- Wilson, J.W., Residential Demand for Electricity. „Quarterly Review of Economics and Business“, Champaign, IL, vol. 11 (1971), S. 7ff.
- Wirl, F. [I], Die Theorie der öffentlichen Firmen. Rahmenbedingungen für effiziente Versorgungsunternehmen. Baden-Baden 1991.
- Wirl, F. [II], Optimal Introduction of Time-of-Day Tariffs in the Presence of Consumer Adjustment Costs. „Zeitschrift für Nationalökonomie“, Wien und New York, vol. 51 (1990), S. 259ff.
- Woll, A., Wirtschaftspolitik. 2. Auflage, München 1992.
- Woo, C.-K., Demand for Electricity of Small Nonresidential Customers under Time-Of-Use (TOU) Pricing. „Energy Journal“, Boston, MA, vol. 6, no. 4 (1985), S. 115ff.
- Wunderlich, G. und Zybell, G., Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft – Entgegennug zu einer Studie des Progress-Instituts für Wirtschaftsforschung. „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 88 (1989), S. 1117ff.
- Yntema, T.O., The Influence of Dumping on Monopoly Price. „Journal of Political Economy“, Chicago, IL, vol. 36 (1928), S. 686ff.
- Zimmermann, G., Die Reform der Stromtarife. „Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis“, Herme und Berlin, Jg. 42 (1990), S. 30ff.
- Zybell, G., Grundpreistarife nicht mehr zeitgemäß? „Elektrizitätswirtschaft“, Frankfurt a.M., Jg. 85 (1986), S. 57ff.