

# **Ökonomische Überlegungen zur Bildung von Netzentgelten in der Stromwirtschaft**

von der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg  
- Fachbereich 4 / Wirtschafts- und Rechtswissenschaften -  
genehmigte

## **Dissertation**

zur Erlangung des Grades eines  
Doktors der Wirtschaftswissenschaften (Dr. rer. pol.)

vorgelegt von

**Ulrike Borszcz**

geb. am 30.6.1967 in Siegburg

Referent: Prof. Dr. Wolfgang Pfaffenberger

Koreferent: Prof. Dr. Gebhardt Zimmermann

Tag der Disputation: 18.12.2003

## **Erklärung:**

Die vorliegende Dissertation mit dem Titel

### **Ökonomische Überlegungen zur Bildung von Netzentgelten in der Stromwirtschaft**

ist von mir ohne fremde Hilfe angefertigt worden. Es sind keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet worden. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Veröffentlichungen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Bremen, den 21. August 2003

Ulrike Borszcz

1	Einführung .....	8
1.1	Ausgangssituation .....	8
1.2	Ziel und Vorgehensweise der Arbeit .....	11
2	Problematisierung des natürlichen Monopols der Stromnetze .....	14
2.1	Wettbewerb .....	14
2.2	Das theoretische Konzept natürlicher Monopole .....	17
2.3	Theoretische Regulierungskonzepte.....	20
2.3.1	Traditionelle Regulierungstheorie .....	20
2.3.2	Neue Regulierungstheorie .....	23
2.3.3	Weitere Aspekte der Regulierung von Netznutzungsentgelten .....	26
2.4	Zusammenfassung .....	29
3	Die „Regulierung“ des Elektrizitätsmarktes in Deutschland .....	31
3.1	Gesetzliche Grundlagen in Deutschland .....	31
3.2	Die Verbändevereinbarung .....	34
3.2.1	Allgemeine Bestimmungen der Verbändevereinbarung .....	35
3.2.2	Die Preisbildung gemäß Verbändevereinbarung .....	38
3.2.3	Die Verbändevereinbarung und das GWB.....	42
3.3	Erfahrungen auf dem Elektrizitätsmarkt in Deutschland .....	46
4	Internationale Praxis .....	48
4.1	GB/Wales .....	51
4.2	Skandinavien .....	54
4.2.1	Norwegen .....	55
4.2.2	Dänemark.....	57
4.2.3	Schweden.....	58
4.2.4	Finnland .....	59
4.3	Niederlande .....	61
4.4	Neuseeland .....	62
4.5	Zusammenfassung .....	63
5	Betriebswirtschaftliche Aspekte - Kosten .....	64
5.1	Kosten- und Leistungsrechnung auf Vollkostenbasis .....	67
5.1.1	Kosten- und Leistungsartenrechnung .....	67
5.1.2	Kosten- und Leistungsstellenrechnung .....	84
5.1.3	Kosten- und Leistungsträgerrechnung .....	88
5.1.4	Die Grenzkostenrechnung, .....	94
5.1.5	Plankostenrechnung.....	96
5.2	Zusammenfassung .....	97

6	Betriebswirtschaftliche Aspekte bei der Regulierung - Preise .....	98
6.1	Preise auf Wettbewerbsmärkten .....	98
6.2	Nichtlineare Tarife.....	99
6.3	Preismodelle für die Netznutzung .....	101
6.3.1	Durchschnittskostenverfahren .....	103
6.3.2	Grenz- und Zuwachskostenverfahren .....	104
6.3.3	Price-cap und Umsatz-cap Verfahren .....	106
6.3.4	Sonstige Verfahren.....	107
6.4	Zusammenfassung .....	108
7	Kalkulation von Netzentgelten im Verteilungsbereich .....	109
7.1	Struktur der Verteilungsnetze in Deutschland .....	110
7.2	Berechnung der Kosten für ein Referenzunternehmen .....	113
7.2.1	Mengenstruktur .....	113
7.2.2	Anschaffungspreise .....	117
7.2.3	Preisindizes .....	119
7.2.4	Altersstruktur der Netze .....	121
7.2.5	Vermögenswerte .....	119
7.2.6	Kalkulatorische Kosten .....	119
7.2.7	Betriebskosten.....	122
7.2.8	Steuern.....	124
7.2.9	Abzugsfähige Erlöse und Abzugskapital .....	125
7.2.10	Zusammenfassung der Kostenpositionen .....	127
7.3	Von den Kosten zu den Preisen im Referenzunternehmen entsprechend den Vorschriften der VV II+.....	128
7.3.1	Berechnung der Briefmarken .....	128
7.3.2	Arbeits- und Leistungsabhängige Netznutzungsentgelte .....	132
8	Sensitivitätsanalyse .....	135
8.1	Betriebswirtschaftliche Größen .....	136
8.1.1	Kalkulatorische Kosten .....	137
8.1.2	Betriebskosten.....	144
8.1.3	Steuern.....	145
8.1.4	Zusammenfassung .....	146
8.2	Strukturelle Versorgungsbedingungen .....	148
8.2.1	Vergleich mittlerer Netzbetreibertypen „Land-mittlere Stadt-Großstadt- Regionalversorger“.....	148
8.2.2	Variation einzelner Parameter .....	154
8.2.3	Zusammenfassung der Ergebnisse .....	157
8.3	Preiskalkulation entsprechend der VV II+ .....	158
9	Schlussfolgerungen .....	162

10 Literaturangaben ..... 165

Tabelle 2-1: Regulierungssysteme in europäischen Ländern .....	29
Tabelle 3-1: Überleitung von GuV-Positionen in die kalkulatorische Kosten- und Erlösrechnung .....	39
Tabelle 4-1: Regulierungsmodelle und Niveau der Netznutzungsentgelte in Westeuropa ....	50
Tabelle 4-2: Produktivitätsvorgaben in Norwegen .....	56
Tabelle 5-1: Beziehung zwischen Gewinnkonzept und Abschreibungsmethode.....	75
Tabelle 5-2: Technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauern für das Anlagevermögen eines Netzbetreibers.....	76
Tabelle 5-3: Kostenstellen eines Verteilungsnetzbetreibers .....	86
Tabelle 5-4: Einfluss der Schlüssel auf die Verteilung der Gemeinkosten .....	87
Tabelle 5-5: Beispiel für die Kostenträger eines Verteilnetzbetriebs .....	89
Tabelle 5-6: Direkte und indirekte Zuordnung von Kosten auf Kostenträger .....	90
Tabelle 7-1: Netzlängen in Deutschland.....	111
Tabelle 7-2: Anzahl der Transformatoren in Deutschland.....	111
Tabelle 7-3: Parameter eines mittleren Netzbetreibers.....	114
Tabelle 7-4: Berechnung der Funktionseinheiten eines Niederspannungsnetzes .....	115
Tabelle 7-5: Berechnung der Funktionseinheiten eines Mittelspannungsnetzes .....	117
Tabelle 7-6: Spezifische Investitionen im Nieder- und Mittelspannungsnetz in 1994 .....	118
Tabelle 7-7: Preisindizes für die Anlagegüter eines Stromverteilnetzbetreibers.....	120
Tabelle 7-8: Anteil des Anlagevermögens eines bestimmten Anschaffungsjahres in Prozent des gesamten Anlagevermögens .....	122
Tabelle 7-9: Anteil des Anlagevermögens eines bestimmten Anschaffungsjahres in Prozent des gesamten Anlagevermögens .....	119
Tabelle 7-10: Bandbreiten der Betriebs- und Geschäftskosten einschließlich Gemeinkostenanteil in Prozent der Investitionen.....	123
Tabelle 7-11: Gesamte Kosten für das Referenzunternehmen .....	128
Tabelle 7-12: Berechnung der Briefmarken und der kumulierten Kosten.....	132
Tabelle 7-13: Netznutzungsentgelte im Referenzunternehmen .....	134
Tabelle 7-14: Durchschnittliche Netznutzungsentgelte für das Referenzunternehmen .....	135
Tabelle 8-1: Briefmarken für unterschiedliche Nutzungsdauern des Anlagevermögens .....	138
Tabelle 8-2: Briefmarken für unterschiedliche Nutzungsdauern des Anlagevermögens bei einem neuen Stromverteilungsnetz (Altersstruktur Ost) .....	138
Tabelle 8-3: Briefmarken bei Variation des Eigenkapitalzinses.....	139
Tabelle 8-4: Briefmarken bei Variation der Eigenkapitalbasis.....	140
Tabelle 8-5: Briefmarken für verschiedene Kapitalerhaltungskonzepte .....	141
Tabelle 8-6: Briefmarken für verschiedene Kapitalerhaltungskonzepte bei einer Inflationsrate von 5%.....	142
Tabelle 8-7: Briefmarken bei unterschiedlich bewerteter Kapitalbasis .....	143

Tabelle 8-8: Briefmarken bei einem unterschiedlichen Bewertungsansatz der Baukostenzuschüsse .....	144
Tabelle 8-9: Briefmarken bei unterschiedlichen Betriebskosten.....	145
Tabelle 8-10: Briefmarken ohne Ansatz von Gewerbeertragsteuern und Scheingewinnsteuern.....	146
Tabelle 8-11: Strukturelle Parameter und Mengengerüst für die verschiedenen Verteilnetzbetreiber .....	149
Tabelle 8-12: Spezifische Investitionen der verschiedenen .....	150
Tabelle 8-13: Spezifische Stromverteilungsmenge in kWh/m .....	150
Tabelle 8-14: Einwohnerdichte für verschiedene Netzbetreibertypen .....	151
Tabelle 8-15: Briefmarken für die verschiedenen Netzbetreibertypen.....	151
Tabelle 8-16: Briefmarken für verschiedene Netzbetreibertypen bei fixen spezifischen Investitionskosten .....	153
Tabelle 8-17: Alterstruktur des Anlagevermögens eines Netzbetreibers.....	155
Tabelle 8-18: Briefmarken für unterschiedliche Investitionszyklen.....	156
Tabelle 8-19: Briefmarken für unterschiedliche Verkabelungsgrade.....	157
Tabelle 8-20: Netznutzungsentgelte für verschiedene Gleichzeitigkeitsgeraden und Abnahmefälle .....	161
Tabelle 8-21: Variation des Zinses und Auswirkungen auf die durchschnittlichen Netzentgelte .....	162

Abbildung 1-1: Struktur der Stromversorgung in Deutschland .....	10
Abbildung 2-1: Gleichgewicht auf einem vollkommenen Wettbewerbsmarkt .....	16
Abbildung 2-2: Natürliches Monopol mit sinkenden Durchschnittskosten .....	18
Abbildung 2-3: Verlust bei Grenzkostenpreisen im natürlichen Monopol .....	19
Abbildung 2-4: Wohlfahrtsverlust bei Durchschnittskostenpreisen.....	22
Abbildung 3-1: Entwicklung der Baukostenzuschüsse gemäß Diskussionsentwurf AVBElt Netz .....	34
Abbildung 3-2: Philosophie der Entgeltkalkulation .....	36
Abbildung 3-3: Beispiel eines Preisblattes für die Netznutzung .....	40
Abbildung 4-1: Marktöffnung in Europa, Stand April 2003 .....	49
Abbildung 5-1: Beziehung der variablen und fixen Kosten sowie Einzel- und Gemeinkosten	69
Abbildung 5-2: Abgrenzung zwischen Aufwendungen und Kosten .....	69
Abbildung 5-3: Abschreibungen auf den Wiederbeschaffungswert.....	72
Abbildung 5-4: Abgrenzung zwischen Leistungen und Erträgen.....	84
Abbildung 5-5: Beziehung zwischen Fertigungsmethode und Kalkulation der Selbstkosten	91
Abbildung 5-6: Lastverteilung im Mittelspannungsnetz.....	92
Abbildung 6-1: Fallender Blocktarif.....	101
Abbildung 6-2: Line-by-line Methode und entgegengesetzte Lastflussrichtungen.....	104
Abbildung 6-3: Nodal-Pricing.....	105
Abbildung 7-1: Investitionen in das Stromnetz seit 1960 (ab 1995 anteilig für Westdeutschland geschätzt) .....	119
Abbildung 7-2: Kalkulatorische Kosten und Fremdkapitalkosten für das Referenzunternehmen .....	121
Abbildung 7-3: Betriebskosten für das Referenzunternehmen.....	124
Abbildung 7-4: Gewerbeertragsteuer und Steuern auf Scheingewinne für das Referenzunternehmen .....	125
Abbildung 7-5: Lastganglinie am Tag der Höchstlast im Referenzunternehmen.....	131
Abbildung 7-6: Beispiele für Gleichzeitigkeitsfaktoren .....	133
Abbildung 8-1: Prozentuale Abweichungen der kumulierten Kosten in verschiedenen Versorgungsgebieten .....	152
Abbildung 8-2: Beispiele für Gleichzeitigkeitsfaktoren .....	158
Abbildung 8-3: Mittlere Netznutzungsentgelte für unterschiedliche Gleichzeitigkeitgeraden .....	160



# 1 Einführung

## 1.1 Ausgangssituation

Seit Mitte der achtziger Jahre befindet sich die Energiewirtschaft im Umbruch. In den EU-Ländern begann der Reformprozess, als von der EU-Kommission in dem "Weißbuch über die Vollendung des Binnenmarktes"<sup>1</sup> erste Vorstellungen über einen offenen Binnenmarkt für Energie formuliert und in dem 1988 vorgelegten Arbeitsdokument - Der Binnenmarkt<sup>2</sup> für Strom und Gasmärkte konkretisiert wurde. Mit der Verabschiedung der Richtlinie 96/92/EG am 19. Dezember 1996 wurde dann das Regelwerk für den Strombereich in den EU-Ländern verabschiedet.<sup>3</sup>

Das Ziel der Richtlinie war die Schaffung eines einheitlichen europäischen Strommarktes. Zwischen allen Marktteilnehmern der EU-Länder sollte ein diskriminierungsfreier Stromhandel möglich werden, um die Effizienz im Energiesektor und die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft insgesamt zu verbessern. Dazu musste die Richtlinie zunächst bis spätestens 19. Februar 1999 in den Mitgliedsländern in nationales Recht umgesetzt werden. Bei der Umsetzung ließ die EU den einzelnen Ländern weitgehend freie Hand. Das hatte zur Folge, dass die Regelungen und Marktöffnungsquoten überall unterschiedlich sind. Mit der Beschleunigungsrichtlinie 54/2003 soll diesem Umstand Rechnung getragen werden.<sup>4</sup>

In Deutschland wurde die EU-Richtlinie über die Liberalisierung der Strommärkte mit der Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zum 29.04.1998 sowie der Änderung weiterer Gesetze in nationales Recht umgesetzt. Dabei gab es zwei Besonderheiten in Deutschland: Zum einen erfolgte die Öffnung des Strommarktes in Deutschland von einem auf den anderen Tag ohne jegliche Einschränkungen oder Übergangsregelungen für alle Stromerzeuger, Stromhändler und Verbrauchergruppen. Die Gebietsmonopole der Energieversorgungsunternehmen wurden aufgehoben und die Betreiber der Stromnetze wurden verpflichtet ihre Netze Dritten gegen ein Entgelt für die Durchleitung von Strom zur Verfügung zu stellen.

---

<sup>1</sup> Weißbuch der Kommission an den europäischen Rat (1985).

<sup>2</sup> Binnenmarkt und industrielle Zusammenarbeit (1988).

<sup>3</sup> EU-Richtlinie Richtlinie 96/92/EG (1996).

<sup>4</sup> Geänderter Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlamentes und des Rates zur Änderung der Richtlinien 96/92/EG und 98/30 EG über Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und den Erdgasbinnenmarkt (2003).

Zum anderen ist Deutschland das einzige Land in Europa, das keine offizielle Behörde zur Regulierung der Netznutzung eingesetzt hat. Das normale Netzzugangsmodell ist gemäß § 5 EnWG der verhandelte Netzzugang, eine staatliche Regulierung der Zugangspreise erfolgt nicht.

Mit Inkrafttreten der neuen EU-Richtlinie<sup>5</sup> werden alle Länder verpflichtet werden einen Regulator zu installieren, der entweder die Methoden oder die Preise ex-ante reguliert. Das bedeutet für Deutschland wiederum neue Rahmenbedingungen ab 2004.

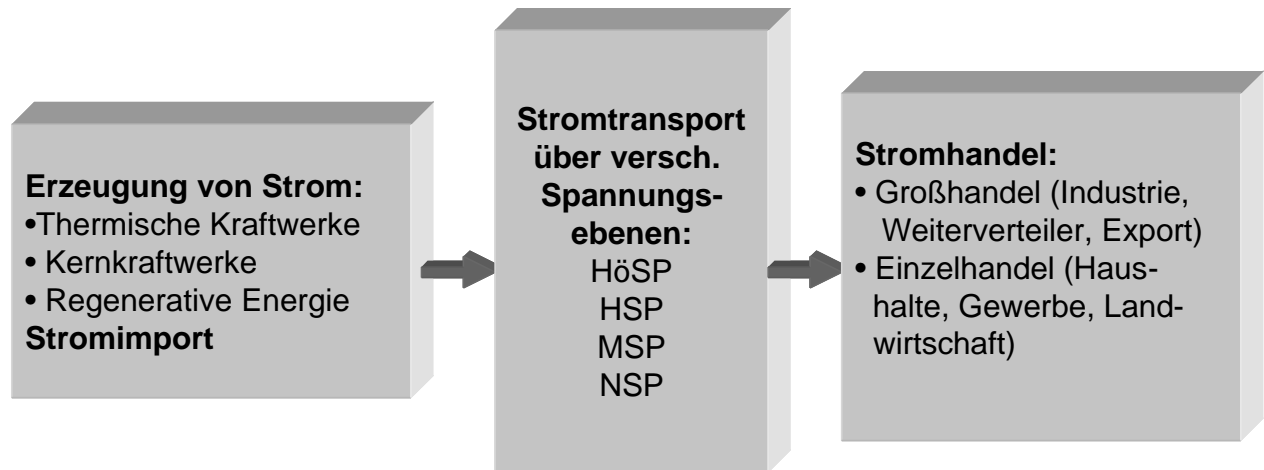
Die Stromwirtschaft war in allen EU-Ländern durch monopolistische Strukturen und vertikal integrierte Unternehmen gekennzeichnet. Das heißt, in klar abgegrenzten Stromversorgungsgebieten waren Unternehmen zuständig, die sich in der Regel auf mehreren Ebenen der Elektrizitätsversorgung (Erzeugung, Transport und Handel) engagierten. Seit Beginn der Liberalisierung können Stromkunden „ihren“ Lieferanten unter einer Vielzahl von Stromanbietern frei auswählen.

Nun erfordern die Besonderheiten der Stromversorgung, wie das natürliche Monopol im Bereich des Stromtransports und der Stromverteilung, die fehlende Möglichkeit zur Lagerung des Gutes Strom sowie die technischen Bedingungen für eine zuverlässige Stromversorgung, dass nach wie vor umfassende Regelungen technischer und betriebswirtschaftlicher Art in der Stromwirtschaft notwendig sind.

---

<sup>5</sup> Geänderter Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlamentes und des Rates zur Änderung der Richtlinien 96/92/EG und 98/30 EG über Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und den Erdgasbinnenmarkt (2003).

Die folgende **Abbildung 1-1** zeigt die Strukturen der Stromwirtschaft, die durch die Bereiche Erzeugung, Transport, Verteilung und Vertrieb vorgegeben sind. Auf Grund unterschiedlicher Kostenstrukturen kann sich in den verschiedenen Bereichen funktionierender Wettbewerb mehr oder weniger gut entwickeln.



**Abbildung 1-1: Struktur der Stromversorgung in Deutschland**

Quelle: Eigene Ausarbeitung

Der Bereich der Stromverteilung spielt eine besondere Rolle: Zum einen ist die Stromverteilung durch die Kostenstrukturen eines natürlichen Monopols gekennzeichnet, so dass hier kein funktionierender Wettbewerb entstehen kann. Zum anderen ist die Stromverteilung das Bindeglied zwischen der Erzeugung und dem Endkunden und somit ist ein preiswürdiger und diskriminierungsfreier Netzzugang eine notwendige Voraussetzung für die Entstehung von Wettbewerb auf den anderen Ebenen.

Da die Netzbetreiber trotz Liberalisierung noch eng mit Stromerzeugern und/oder Stromhändlern verflochten sind, besteht ein Anreiz zu diskriminierendem Verhalten beim Netzzugang. Ein funktionierender Wettbewerb wird z.B. auf dem deutschen Strommarkt von der Monopolkommission gegenwärtig nicht erkannt.<sup>6</sup> Sie nennt die folgenden Kritikpunkte:

- Problem, dass das Bundeskartellamt als Hüter des Wettbewerbsrecht nur ex-post tätig werden kann,
- fehlende vertikale Trennung der Energieversorgungsunternehmen,
- knappe Kapazitäten der Kuppelleitstellen zum Ausland,
- ungerechtfertigt hohe Entgelte für Regelenergie,
- Forderung nach einer Regelung (Repartierung, Auktionen) bei Kapazitätsengpässen,
- zu hohe Netzentgelte.

Auch erste praktische Erfahrungen in den vergangenen 5 Jahren machen deutlich, dass der Netzzugang nicht problemlos möglich ist. So gab es viele Fälle, in denen Stromhändler und Stromkunden den Netzzugang erst nach Anruf der Kartellbehörden erwirken konnten.<sup>7</sup> Ferner mussten viele unabhängige Stromhändler<sup>8</sup>, die nach der Liberalisierung des Strommarktes in den Markt getreten sind, bereits das Insolvenzverfahren einleiten, was unter anderem auf die Ausnutzung einer marktbeherrschenden Position im Netzbereich zurückzuführen sein könnte.

## 1.2 Ziel und Vorgehensweise der Arbeit

In der vorliegenden Arbeit wird in einem ersten Schritt die Problematik natürlicher Monopole und deren Regulierung dargestellt. (Kapitel 2) Hier wird aufgezeigt, warum natürliche Monopole Fehlallokationen in einer Volkswirtschaft auslösen und welche Maßnahmen ergriffen werden können, um diese erheblich zu verbessern.

In einem zweiten Schritt werden die Rahmenbedingungen des Strommarktes in Deutschland dargestellt (Kapitel 3) und das in Deutschland derzeit gültige Regulierungssystem bewertet. Die Untersuchungen konzentrieren sich auf den Bereich der Stromverteilungsnetze, das heißt das Mittelspannungsnetz und das Niederspannungsnetz, in denen die natürliche Monopoleigenschaft am deutlichsten ausgeprägt ist.<sup>9</sup>

Es geht bei allen Überlegungen hauptsächlich darum, zu beurteilen, ob die Regelungen in Deutschland „möglichst preisgünstige“ Netznutzungsentgelte fördern, wobei allerdings die Stromversorgungssicherheit gewährleistet sein muss. Im Wettbewerb müssen Unternehmen das regelmäßig mit Hilfe von Kosten- und Preiskalkulationen prüfen, wenn sie keine Verluste einfahren wollen. In Monopolmärkten ist es Aufgabe von Regulierungsbehörde, für Kosten- und Preiskalkulationen Vorgaben zu machen und deren Einhaltung in regelmäßigen Abständen zu prüfen. Die Preise für die Nutzung von Stromnetzen sollen derart sein, wie sie sich auch unter Wettbewerbsbedingungen einstellen würden.

In Kapitel 4 werden anschließend Regulierungssysteme anderer europäischer Länder vorgestellt, bevor die theoretische Seite der einer geeigneten Kosten- und Preiskalkulation erörtert wird.

---

<sup>6</sup> 13. Hauptgutachten der Monopolkommission (1998/1999) vom 16.08.2000.

<sup>7</sup> Berichte hierüber unter [http://www.strom-magazin.de/news/detail/index.php?param\\_news\\_id=8467&search\\_string=Stromhändler](http://www.strom-magazin.de/news/detail/index.php?param_news_id=8467&search_string=Stromhändler), Stand 7.3.2003.

<sup>8</sup> Die Fälle sind in den Pressemitteilungen des Bundeskartellamtes und <http://www.bundeskartellamt.de/archiv.html>, Stand 7.3.2003 nachzulesen.

<sup>9</sup> Drasdo et al. (1998), S.35-36.

Um zu klären, inwieweit die Kosten- und Preiskalkulationen, die außerhalb eines Unternehmens vorgegeben und überprüft werden, als Wettbewerbsersatz dienen können, werden in Kapitel 4 und Kapitel 5 die Kosten- und Preiskalkulationsmöglichkeiten aus betriebswirtschaftlicher Sicht dargelegt. Hier wird deutlich, dass die Vorschriften auf betriebswirtschaftlicher Ebene, die in jedem Regulierungsrahmen vorgegeben werden müssen, einen ganz erheblichen Einfluss auf das Preisniveau haben können. In Kapitel 6 wird der theoretische Teil der Arbeit zusammengefasst.

Die theoretische Analyse kann nur aufzeigen, dass die Art und Weise der Kosten und Preiskalkulation einen Einfluss auf die Höhe der Netznutzungsentgelte hat. Wie groß der Einfluss einer bestimmten Kalkulationsvorschrift ist, kann mit der theoretischen Analyse nicht geklärt werden. Ein einfaches Beispiel soll das verdeutlichen:

In den Kalkulationsvorschriften für Netznutzungsentgelte werden die Nutzungsdauern für die verschiedenen Anlagen eines Netzbetreibers als Grundlage für die Kalkulation von Abschreibungen vorgegeben. Entweder können hier einheitliche oder unterschiedliche Nutzungsdauern angegeben werden. Die Theorie kann nur klären, dass der Ansatz unterschiedlicher Nutzungsdauern sachgerecht ist, und der Ansatz einer einheitlichen Nutzungsdauer die Preiskalkulation erleichtert. Die Theorie kann aber nicht klären, wie sich die unterschiedlichen Ansätze auf die Höhe der Netznutzungsentgelte auswirkt. Möglicherweise ist der Unterschied zwischen den beiden Ansätzen so gering, dass die einheitliche Nutzungsdauer für die Berechnung der Abschreibungen empfohlen werden sollte. Andererseits könnte eine einheitliche Nutzungsdauer die Netznutzungsentgelte stark verzerren, so dass die Berücksichtigung der sachgerechten, unterschiedlichen Nutzungsdauern unbedingt geboten ist.

Bei der Kalkulation von Netznutzungsentgelten gibt es eine Vielzahl von Fragen dieser Art, die in dieser Arbeit mit einem Rechenmodell untersucht werden. Neben dem Einfluss unterschiedlicher Nutzungsdauern, wird der Einfluss unterschiedlicher Methoden zur Bewertung des Anlagevermögens, Zinssätze, Altersstrukturstrukturen des Anlagevermögens oder struktureller Versorgungsbedingungen auf die Höhe der Netzentgelte untersucht, um nur die wichtigsten Punkte zu nennen.

In Kapitel 7 werden das Rechenmodell erläutert und für ein exemplarisches Referenzunternehmen Kosten und Preise berechnet. Das Unternehmen wurde so gebildet, dass es einen Netzbetreiber in einer mittelgroßen Stadt in Deutschland, mit 25 – 100 Tsd. Einwohnern, darstellt. Hier wird das methodische Instrumentarium entwickelt, das für die Untersuchung der genannten Fragestellungen genutzt werden kann.

In Kapitel 8 werden alle wichtigen Parameter, die bei der Kosten- und Preiskalkulation zu Grunde zu legen sind, variiert. Damit wird es möglich sensible und weniger sensible Bestandteile zu identifizieren.

Insgesamt gibt die Arbeit einen umfassenden Überblick über die Bedingungen auf dem deutschen Strommarkt auch im internationalen Vergleich, in Kapitel 9 werden die wichtigsten Aussagen und Ergebnisse noch einmal zusammengefasst.

## 2 Problematisierung des natürlichen Monopols der Stromnetze

Es gibt eine Reihe von Wirtschaftszweigen, die sich durch die Eigenschaften natürlicher Monopole auszeichnen. Wichtige Beispiele für natürliche Monopole sind Bereiche des Bahnverkehrs, der Telekommunikation, der leitungsgebundenen Energieversorgung oder die Trinkwasserversorgung. Natürliche Monopole sind dadurch gekennzeichnet, dass ein einziger Anbieter den Markt effizienter versorgen kann, als es mehrere Anbieter könnten.<sup>10</sup>

Die Stromversorgung ist in den Teilbereichen Stromübertragung und Stromverteilung durch die Kostenstrukturen natürlicher Monopole gekennzeichnet. Das gilt nicht für den vorgelagerten Bereich Stromerzeugung und den nachgelagerten Bereich Stromvertrieb, die als funktionierende Wettbewerbsmärkte organisiert werden können.<sup>11</sup> Das ist allerdings nur dann möglich, wenn allen Marktteilnehmern gleichermaßen ein diskriminierungsfreier und preiswürdiger Zugang zu den Stromübertragungs- und -verteilungsnetzen ermöglicht wird.

In diesem Kapitel werden zunächst die wettbewerbstheoretischen Grundlagen und die Bedingungen, die für die Entstehung natürlicher Monopole verantwortlich sind, erläutert. Anschließend werden theoretische Regulierungskonzepte aufgezeigt, mit deren Hilfe die Wohlfahrtsverluste auf Monopolmärkten zumindest vermindert werden können.

### 2.1 Wettbewerb

Die Optimierung der Wohlfahrt einer Gesellschaft gelingt in funktionierenden, wettbewerblich orientierten Märkten am besten. Dabei bezeichnet Wohlfahrt die Summe aus den Gewinnen der Unternehmen einer Gesellschaft und dem Nutzen, der einer Gesellschaft durch den Konsum von Gütern bzw. Dienstleistungen entsteht.<sup>12</sup>

Das Maximum der Wohlfahrt wird auf vollkommenen Wettbewerbsmärkten (1. Hauptsatz der Wohlfahrtsökonomie) erreicht.<sup>13</sup> Sie sind durch die folgenden Merkmale gekennzeichnet:

- eine große Anzahl an Marktteilnehmern,
- alle Marktteilnehmer, sowohl Anbieter als auch Nachfrager sind Mengenanpasser und Preisnehmer,

---

<sup>10</sup> Knieps (2001), S. 21.

<sup>11</sup> Drasdo et al. (1998), S. 37-38.

<sup>12</sup> z.B. in Vogelsang Finsinger (1999), S. 16-22.

<sup>13</sup> Die Ausführungen über die Funktionsweise des vollkommenen Wettbewerbsmarktes orientieren sich an Knieps, S. 7-11.

- freier Marktzugang, das heißt, es gibt keine Zugangsschranken zu einem Wirtschaftszweig oder Beruf.

Sind ferner die folgenden Anforderungen an das Verhalten der Konsumenten und Produzenten erfüllt, so kann sich auf einem vollkommenen Markt ein Gleichgewicht einstellen, in dem die Wohlfahrt einer Gesellschaft „automatisch“ maximiert wird:

- alle Konsumenten maximieren ihren Nutzen bei gegebenem Einkommen,
- alle Produzenten maximieren ihren Gewinn bei gegebener Produktionsfunktion,
- Angebot und Nachfrage stimmen auf allen Märkten überein.

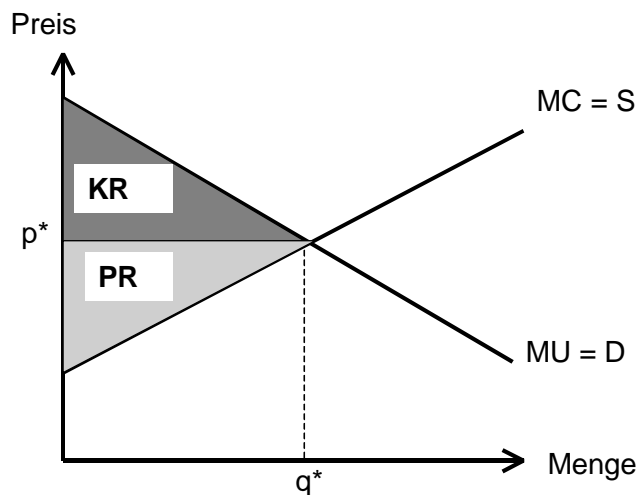
Ferner gilt, dass jede pareto-optimale Allokation erreicht werden kann, wenn die folgenden Bedingungen gelten (2. Hauptsatz der Wohlfahrtsökonomie):

- die Präferenzen aller Konsumenten sind konvex,
- die Produktionsfunktionen aller Unternehmen sind konkav,
- Kopfsteuern können ohne Transaktionskosten implementiert werden.

Zwar gibt es Märkte, die einem vollkommenen Wettbewerbsmarkt sehr nahe kommen, sie sind jedoch eher die Ausnahme. In der Regel sind die realen Bedingungen von den theoretischen Voraussetzungen perfekt funktionierender Wettbewerbsmärkte weit entfernt. Das Konzept vollkommener Wettbewerbsmärkte ist aber als Vergleichsmaßstab für real existierende Märkte gut geeignet.

Die folgende **Abbildung 2-1** zeigt das Wettbewerbsgleichgewicht auf einem vollkommenen Markt, in dem die Wohlfahrt maximal ist.





**Abbildung 2-1: Gleichgewicht auf einem vollkommenen Wettbewerbsmarkt**

Quelle: Knieps (1999)

Die Angebotsfunktion  $S$  ist durch die horizontal aggregierte Grenzkostenkurve ( $MC$ ) der Unternehmen und die Nachfragefunktion  $D$  durch die aggregierten Grenznutzenkurven ( $MU$ ) der Konsumenten gegeben.  $q$  ist die Menge eines Gutes. Im Gleichgewicht gilt, dass der Preis  $p$  gleich den Grenzkosten ist:

$$p^* = MC = MU$$

Die Konsumentenrente ( $KR$ ) ist die aggregierte Zahlungsbereitschaft der Nachfrager abzüglich ihrer Ausgaben, d.h. der Nutzen einer Gesellschaft aus dem Konsum einer bestimmten Güterart. Die Produzentenrente ( $PR$ ) ergibt sich als Summe der Erlöse der Unternehmen abzüglich ihrer Kosten, d.h. als Summe der Gewinne.

Es kann an der Abbildung 2-1 leicht erkannt werden, dass die Summe der Flächen  $KR$  und  $PR$  in bei jeder anderen Preis-Mengen-Kombination  $(p, q) \neq (p^*, q^*)$  kleiner ist als  $(p^*, q^*)$ .

In  $(p^*, q^*)$  hat keiner der Marktteilnehmer einen Anreiz seine Entscheidung bzgl. seiner Angebots- bzw. Nachfragemenge zu revidieren. Ferner ist auch der Gesamtnutzen, d. h. die Summe aus Konsumentenrente und Produzentenrente, in diesem Punkt maximal.<sup>14</sup> Wie schon angeführt sind die Bedingungen eines vollkommenen Marktes in der Realität nur in Ausnahmen anzutreffen, so dass auch in einer grundsätzlich wettbewerblich organisierten Wirtschaft wirtschaftspolitischer Handlungsbedarf entsteht.<sup>15</sup>

<sup>14</sup> Eine ausführliche Darstellung gibt z.B. Samuelson, Nordhaus: (1995), Kapitel 8, Varian (1999), S. 291-293.

<sup>15</sup> Knieps (2000), S. 7.

Staatliche Maßnahmen werden notwendig, wenn Marktmechanismen zu ineffizienten oder auch unerwünschten Ergebnissen führen. Auslöser sind die so genannten externen Effekte, wie beispielsweise Umweltverschmutzung oder unvollkommene Märkte, wie eben natürliche Monopole.

## 2.2 Das theoretische Konzept natürlicher Monopole

Der Bereich der Stromübertragung und -verteilung ist durch die Eigenschaften eines (beständigen) natürlichen Monopols gekennzeichnet, da für die Stromverteilung eine Vielzahl spezieller kapitalintensiver Einrichtungen notwendig ist. Diese Kapitalintensität der Stromverteilung begründet einen hohen Anteil an Fixkosten und somit steigende Skalenerträge der Produktion. Das bedeutet, dass das Angebot jeder weiteren Einheit verteilten Stroms insbesondere bei Überkapazitäten günstiger wird. Somit kann ein einziger Anbieter einen Markt kostengünstiger bedienen als mehrere Anbieter.<sup>16</sup>

Für den Markteintritt sind hohe Investitionskosten für Stromverteilungsanlagen notwendig, so dass Stromverteiler auch kaum von neuen Marktteilnehmern bedroht werden können.<sup>17</sup>

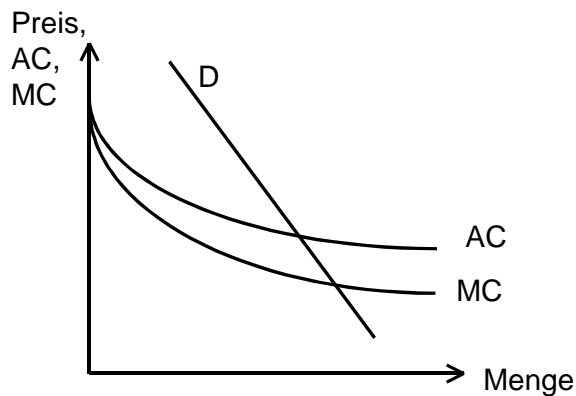
Die folgende Abbildung 2-2 zeigt diesen typischen Fall eines natürlichen Monopols, in dem die Grenzkostenkurve aufgrund steigender Skalenerträge unter der Durchschnittskostenkurve liegt.<sup>18</sup>

---

<sup>16</sup> Hensing (1999), S. 164.

<sup>17</sup> Drasdo et al (1998), S. 36.

<sup>18</sup> Die Bedingung steigender Skalenerträge ist hinreichende, aber nicht notwendige Voraussetzung für das Vorliegen eines natürlichen Monopols. Im Allgemeinen sind notwendige und hinreichende Bedingungen für ein natürliches Monopol im Mehrgüterfall gegeben, wenn die Produktion aller Güter durch eine Firma geringere Kosten verursacht als eine beliebige Aufteilung der Produktion auf verschiedene Unternehmen. Formal heißt das, dass zum einen Verbundvorteile in der Produktion vorliegen (notwendige Bedingung). Zum anderen muss die Produktion durch abnehmende durchschnittliche Zusatzkosten bei der Herstellung eines jeden Produktes gekennzeichnet sein (hinreichende Bedingung). Knieps (2000), S. 24 – 26.



**Abbildung 2-2: Natürliches Monopol mit sinkenden Durchschnittskosten**

Quelle: Varian (1999)

Ein gewinnmaximierender Monopolist, der Preis und Angebot frei wählen kann, wird stets eine ineffiziente Preis-Mengen-Kombination wählen. Das gilt für jede Art von Monopolen, auch für natürliche Monopole, wie der Stromverteilung.<sup>19</sup>

Für einen Monopolisten ergibt sich bei der Gewinnmaximierung:

**Gleichung 2-1:**

$$\max_q p(q) = p(q)q - C(q)$$

$$\Rightarrow \frac{\partial p}{\partial q} q + p(q) = \frac{\partial C}{\partial q}$$

mit  $p$ : Preis

$q$ : Menge

$C(q)$ : Kostenfunktion

Die Gleichung zeigt, dass der Gewinn des Monopolisten maximal wird, wenn die Grenzkosten gleich dem Grenzerlös ( $MC = MR$ ) sind. Dass der Monopolpreis, der diese Bedingung erfüllt über den Grenzkosten liegt, erkennt man leicht an der folgenden umgeformten Gleichung:<sup>20</sup>

<sup>19</sup> Drasdo et al. 1998, S. 36.

<sup>20</sup> Herleitung z.B. in Sieben/Maltry (2002), Mathematischer Anhang.

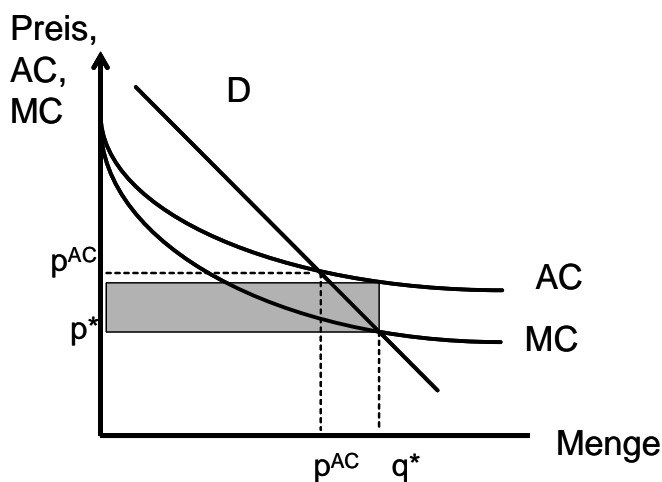
## Gleichung 2-2

$$p(q) \left[ 1 - \frac{1}{|e(q)|} \right] = MC$$

mit  $e$  als Preiselastizität der Nachfrage

Ein Monopolist wird nie dort produzieren, wo die Nachfrage unelastisch ist, weil mit  $|e(q)| < 1$  sein Grenzerlös negativ wäre. Somit gilt mit  $|e| > 1$ , dass  $p^m > MC$ . Da für jedes  $(p, q) \neq (p^*, q^*)$  die Wohlfahrt nicht maximal ist, ist diese Situation nicht effizient. Es wäre möglich einen Marktteilnehmer besser zu stellen ohne einen anderen schlechter zu stellen.

Bei natürlichen Monopolen kann als Regulierungsmaßnahme nun leider nicht einfach der optimale Preis vorgeschrieben werden, weil sie sich dadurch auszeichnen, dass (zumindest im relevanten Teil der Nachfrage) die Durchschnittskosten über den Grenzkosten liegen. Im Wohlfahrtsoptimum würde ein natürlicher Monopolist Verluste machen. Die folgende Abbildung 2-3 verdeutlicht das: Wenn ein natürlicher Monopolist dort produziert, wo gilt Preis gleich Grenzkosten (MC), würde er Verluste (schraffierte Fläche) erwirtschaften.



**Abbildung 2-3: Verlust bei Grenzkostenpreisen im natürlichen Monopol**

Quelle: Varian (1999)

Der Wohlfahrtsverlust, der im Fall natürlicher Monopole entsteht, könnte theoretisch dennoch aufgehoben werden, indem die Preise gleich den Grenzkosten der Produktion gesetzt und der Monopolist für seine dadurch entstehenden Verluste entschädigt werden würde.

Praktisch ist diese Art der Regulierung jedoch aus verschiedenen Gründen nicht durchzuführen.

## **2.3 Theoretische Regulierungskonzepte**

Die Konzepte, die das Problem der natürlichen Monopole zu lösen versuchen, können grob der klassischen und der neuen Regulierungstheorie zugeordnet werden.

Früher lag der Schwerpunkt der Regulierungstheorie auf der optimalen Preissetzung (klassische oder traditionelle Theorie). Die sogenannte Neue Regulierungstheorie befasst sich zusätzlich damit, das Informationsproblem (Principal-Agent-Problem) in den Griff zu bekommen.<sup>21</sup>

### **2.3.1 Traditionelle Regulierungstheorie**

Die traditionelle Theorie versucht Lösungen für das Problem der Preissetzung zu finden, wenn die Preise entsprechend dem Wohlfahrtsoptimum nicht ohne weiteres erreicht werden können.

Die Analyse der traditionellen Theorie legt folgende Hauptannahmen zu Grunde:

- die Regulierungsbehörde ist vollkommen informiert,
- die Regulierungsbehörde kann ihre Maßnahmen ohne Kosten implementieren,
- die Regulierungsbehörde hat keine eigenen Interessen, sondern handelt nur mit dem Ziel die Wohlfahrt einer Gesellschaft zu maximieren.

Ähnlich wie auch bei den Annahmen für den vollkommenen Wettbewerb, sind die Annahmen der traditionellen Theorie in der Realität kaum anzutreffen. Und auch hier gilt, dass die folgenden Lösungskonzepte dennoch als Vergleichsmaßstab für die „weniger makellose“ Praxis gelten können.

#### **1. First-best-Lösung und Verlustausgleich**

Die First-best-Lösung für die Preissetzung ist durch die Bedingung Preis gleich Grenzkosten ( $p^* = MC$ ) gegeben. Hier ist der Markt geräumt und die Wohlfahrt maximal. Bei natürlichen Monopolen führt diese Bedingung allerdings zu Verlusten in Höhe der Differenz zwischen Grenzkosten (MC) und Durchschnittskosten (AC). Soll der Monopolist sein Gut zu

Grenzkostenpreisen  $p^*$  anbieten, muss er einen Ausgleich vom Staat erhalten, da er ansonsten seine Produktion einstellen müsste. Damit dieser Ausgleich seinerseits nicht zu Wohlfahrtsverlusten führt, muss er durch verzerrungsfreie Steuereinnahmen finanziert werden.<sup>22</sup>

## 2. First-best-Lösung und zweistufige Tarife

Eine weitere Möglichkeit für eine optimale Preissetzung sind zweistufige Tarife<sup>23</sup>, die sich aus einem mengenabhängigen und einem mengenunabhängigen Teil zusammensetzen. Dabei kann mit einem zweistufigen Tarif die first-best-Lösung erreicht werden, wenn der mengenabhängige Teil den Grenzkosten und der mengenunabhängige Teil dem Verlustausgleich entspricht. Der mengenunabhängige Teil kann als eine Art verzerrungsfreie Steuer angesehen werden.<sup>24</sup> Problematisch sind zweigliedrige Tarife, wenn der mengenunabhängige Teil so hoch ist, dass für kleinere Nachfragemengen der Marktzutritt unmöglich wird.<sup>25</sup> Das ist bei Stromnetzbetrieben der Fall: hier machen die Grenzkosten nur einen geringen Bruchteil der gesamten Kosten aus. Es handelt sich hauptsächlich um die Kosten für die Stromverluste, die bei der Übertragung entstehen. Alle anderen Kosten sind zumindest kurz- und mittelfristig fix.

## 3. Durchschnittskostenpreise (second-best-Lösung)

Falls es nicht möglich ist, verzerrungsfreie Steuern zu erheben oder zweistufige Tarife zu setzen, ist die naheliegende Möglichkeit einer geeigneten Preisvorgabe durch die Durchschnittskosten (AC) gegeben. Der Monopolist kann bei diesen Kosten verlustfrei produzieren und es sind keine Transfers notwendig. Die folgende Abbildung 2-4 zeigt jedoch, dass hierbei Wohlfahrtsverluste in Höhe der schraffierten Fläche entstehen. Die Durchschnittskostenpreise stellen im Vergleich zur Grenzkostenpreisregel eine second-best-Lösung des Regulierungsproblems dar.

---

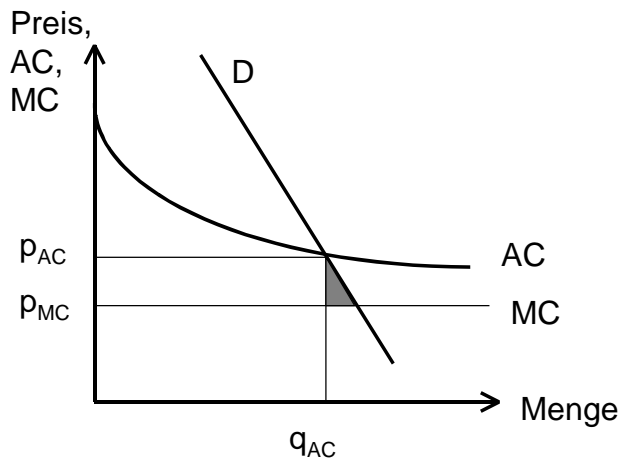
<sup>21</sup> Eine ausführliche Darstellung der Regulierungskonzepte findet sich in Berg, Tschirhart, (1988) sowie Laffont, Tirole (1993).

<sup>22</sup> Varian (1999), S. 407-409.

<sup>23</sup> Berg, Tschirhart (1988), S. 103-108; Laffont, Tirole (1993), S. 143-152.

<sup>24</sup> Wild (2000), S. 44.

<sup>25</sup> Perner et al. (1997), S. 128.



**Abbildung 2-4: Wohlfahrtsverlust bei Durchschnittskostenpreisen**

Quelle: Varian (1999)

#### 4. Durchschnittskostenpreise im Mehrgüterfall (Ramsey-Preise)

Die Durchschnittskostenpreisregel kann im Mehrgüterfall zur Ramsey-Preisregel<sup>26</sup> erweitert werden. Nach diesem Prinzip werden die Preise für Güter mit inelastischer Nachfrage über den Durchschnittskosten und die Preise für Güter mit elastischer Nachfrage unter den Durchschnittskosten angesetzt. Die Ramsey-Preissetzung stellt im Mehrgüterfall die second-best Lösung dar. Die folgende Rechnung zeigt diesen Aspekt:

gegeben sei:

$p_i(q_i)$ : inverse Nachfragefunktion des Gutes  $i$ ,  $i = 1 \dots n$ ,

$C(q_1, \dots, q_n)$ : Kostenfunktion des Gütervektors  $(q_1, \dots, q_n)$ ,

$R(q_1, \dots, q_n)$ : Erlösfunktion des Gütervektors  $(q_1, \dots, q_n)$ ,

$\frac{\partial q_i}{\partial p_j} \cdot \frac{p_j}{q_i} = 0$ : Kreuzpreiselastizität der Nachfrage = 0.

Die Zielfunktion ist gemäß der oben dargestellten Wohlfahrtstheorie durch die Maximierung der Summe aus Konsumenten und Produzentenrente gegeben.

<sup>26</sup> Baumol, Sidak (1995), S. 29-35; Berg, Tschirhart (1988), S. 55-57; Laffont, Tirole (1993), S. 30-31.

### Gleichung 2-3:

$$\max_{q_1 \dots q_n} \sum_{i=1}^m \int_0^{q_i} (p_i(t) dt) - C(q_1 \dots q_n)$$

$$\text{s.t. } \sum_{i=1}^n p_i(q_i) q_i - C(q_1 \dots q_n) = 0$$

Die Lagrange-Funktion lautet dann:

$$L(q_1 \dots q_n, \mathbf{I}) = \sum_{i=1}^n \left( \int_0^{q_i} (p_i(t) dt) - C(q_1 \dots q_n) \right) + \mathbf{I} \left( \sum_{i=1}^n p_i(q_i) q_i - C(q_1 \dots q_n) \right)$$

Die Lösung ist dann durch die so genannte Ramsey-Formel gegeben:

$$\frac{p_i - MC_i}{p_i} = - \frac{\mathbf{I}}{1 + \mathbf{I}} \cdot \frac{1}{\mathbf{e}_i}, i = 1 \dots n \text{ mit } \mathbf{e}_i = \frac{\partial q_i}{\partial p_i} \cdot \frac{p_i}{q_i} < 0 \text{ als Preiselastizität der Nachfrage.}$$

Die linke Seite der Gleichung gibt an, um welchen Betrag der Preis über der first-best-Lösung liegt. Es gilt, dass dieser Betrag umso kleiner sein muss, je elastischer die Nachfrage ist. In Abhängigkeit vom Lagrange-Multiplikator bewegen sich die Ramsey-Preise zwischen den zwei Extremen, first-best-Lösung ( $\mathbf{I} = 0$ ) und Monopolpreisen ( $\mathbf{I} \rightarrow \infty$ ).

Wenn die oben genannten Bedingungen für das Funktionieren der traditionellen Theorie nicht erfüllt sind, wird sich keine der aufgezeigten first- oder second-best-Lösungen einstellen. Bei asymmetrischer Information ist es optimal für die regulierten Unternehmen, dem Regulator überhöhte Kosten nennen. Daraus folgt, dass die Preise zu hoch und die Wohlfahrtsverluste der traditionellen Lösungen noch übertroffen werden.<sup>27</sup> Angesichts dieser Problematik hat sich die Neue Regulierungstheorie entwickelt.

### 2.3.2 Neue Regulierungstheorie

Seit den 80er Jahren<sup>28</sup> hat die Regulierungstheorie die optimale Welt verlassen und die Voraussetzungen

- vollständige Information des Regulators,
- Regulierung ist ohne Transaktionskosten möglich,
- keine politischen und administrativen Beschränkungen.

---

<sup>27</sup> Wild S. (2000), S. 48.

<sup>28</sup> Einen Überblick über die „Neue Regulierungstheorie“ auch von Lewington, Weisenheimer (1995), S. 277-287.



in ihren Analysen fallengelassen. Die neue Regulierungstheorie geht davon aus, dass first-best und second-best-Lösungen durch Regulierungsmaßnahmen nicht erreicht werden können, weil die Unternehmen sich strategisch verhalten: Einmal haben die Unternehmen einen Anreiz ihren Informationsvorsprung zu manipulieren, um so z.B. höhere Kosten angeben zu können. Ferner haben die Unternehmen unter der traditionellen kostenorientierten Regulierung keine Anreize zur Minimierung ihrer Kosten.<sup>29</sup>

Die Regulierung nach der Neuen Theorie sieht ihren Schwerpunkt darin, mit Hilfe bestimmter Mechanismen, die Informationsasymmetrie zwischen Regulator und reguliertem Unternehmen zu reduzieren und den Unternehmen einen Anreiz zur möglichst effizienten Produktion zu geben. Sie analysiert die Regulierungsaufgabe als Principal-Agent-Problem. Das heißt ein Principal (hier der Regulierer) möchte einen Agenten (hier der Monopolist), zu einer gewissen Tätigkeit veranlassen. Dem Agent entstehen dadurch in jedem Fall für unangenehme Kosten und der Agent ist in zweifacher Hinsicht besser informiert, als der Principal.<sup>30</sup>

- Hidden information: Er kennt die Kosten- und Nachfragebedingungen in seinem Bereich besser als der Principal,
- Hidden action: Er weiß über seine eigenen Handlungen besser Bescheid als der Regulator. Vor allem kennt er seine Anstrengungen zur Kostensenkung besser als der Regulator.

Es ist nicht Gegenstand dieser Arbeit, die sich eher mit den praktischen Regulierungsproblemen beschäftigt, die umfangreiche Problematik und die Vielzahl der Modelle dieser Theorie darzustellen. Aber ein kurzer Einblick in die Vorgehensweise der neuen Regulierungstheorie soll gegeben werden.

In der neuen Regulierungstheorie maximiert der Regulator den Erwartungswert seiner Zielfunktion „Wohlfahrtsmaximierung“ unter folgenden Nebenbedingungen:

- Anreizkompatibilität, das heißt, je effizienter ein Unternehmen ist, desto höhere Gewinne darf es machen. Die Folge ist, dass ein Unternehmen, welches seine wahren Kosten offenbart, niemals schlechter gestellt sein darf als eines, das über die Höhe seiner Kosten lügt. Die Belohnung für die Wahrheit ist die so genannte Informationsrente,

---

<sup>29</sup> Brunnekreeft (2000), S. 1.

<sup>30</sup> Darstellung angelehnt an Borrmann, Finsinger (1999), S. 388-414.

- individuelle Rationalität, das heißt, durch die Vorschriften in den Regulierungsverträgen entstehen dem Unternehmen in keinem Fall Verluste, unabhängig von der Effizienz des Unternehmens.

Die ersten Mechanismen, die entwickelt wurden, stammen von Loeb-Magat und Vogelsang-Finsinger. Der Loeb-Magat Mechanismus implementiert die first-best und der Vogelsang-Finsinger Mechanismus die second best Lösung. Der Loeb-Magat-Mechanismus führt zum first-best, weil es dem Monopolisten einfach den gesamten sozialen Überschuss zukommen lässt. Das ist unter Verteilungsgesichtspunkten allerdings kaum wünschenswert. Der Vogelsang-Finsinger-Mechanismus, der die second-best-Lösung sieht vereinfacht dargestellt folgendermaßen aus: Hier wird der Ein-Güter-Fall eines Monopolisten mit sinkenden Durchschnittskosten dargestellt.<sup>31</sup> Die Voraussetzungen sind:

- der Regulator kennt in einer gegebenen Periode die Kosten der Vorperiode,
- die Durchschnittskostenkurve des regulierten Unternehmens fällt.

Gegeben seien die Gewinnfunktion  $\Pi$  und die Regulierungsvorschrift R:

#### **Gleichung 2-4**

$$\Pi_{t-1} = p_{t-1}q_{t-1} - C(q_{t-1})$$

$$R_t = \{p_t / p_{t-1} - C(q_{t-1}) \leq 0\}, \text{ mit}$$

$p_t$ : Preis der Periode t

$q_t$ : Menge der Periode t

$C(q_t)$ : Kosten der Periode t in Abhängigkeit der hergestellten Menge

$AC(q_t)$ : Durchschnittskosten der Periode t

Formt man die Regulierungsvorschrift um, erhält man die Bedingung, dass die Preise in einer gegebenen Periode höchstens den Durchschnittskosten der vorhergehenden Periode entsprechen dürfen:

#### **Gleichung 2-5**

$$R_t = \{p_t / p_{t-1} \leq AC(q_{t-1})\}$$

Unter der Annahme, dass das regulierte Unternehmen den Gewinn maximiert, setzt es den Preis *gleich* den Durchschnittskosten der Vorperiode.

---

<sup>31</sup> Darstellung angelehnt an Knieps (2000) S. 92-94.

Ferner gilt, wenn die Durchschnittskosten der Periode  $t-1$  größer sind als die Durchschnittskosten der Periode  $t$ , dass der Monopolist seinen Output erhöhen wird, wenn er seinen Gewinn maximiert.

Daraus und aufgrund sinkender Durchschnittskosten folgt:

### **Gleichung 2-6**

$$AC_{t-1} \geq AC_t, \text{ sowie } p_t \geq p_{t+1}$$

Erst bei der Ramsey-Preisregel, also wenn die Preise gleich den Durchschnittskosten sind, kommt der Anpassungsprozess zum Stillstand.

Der Vogelsang-Finsinger-Mechanismus ist jedoch nicht unproblematisch. Für das Funktionieren des Mechanismus sind Voraussetzungen erforderlich, die in der Realität nicht vorzufinden sind und es besteht ein Anreiz für das Unternehmen überhöhte Kosten zu nennen.

Weitere Mechanismen im Rahmen der neuen Regulierungstheorie wurden von Sappington, Laffont – Tirole und Baron – Myerson entwickelt.<sup>32</sup> Diese Modelle haben gemeinsam, dass sie ebenso wie die traditionellen Modelle zum Teil unrealistische Annahmen treffen müssen. So wird zum Beispiel in allen Modellen die Anzahl der Kostenparameter eines Unternehmens stark reduziert. Ferner sind die Modelle alle sehr komplex, so dass optimale Regulierungsverfahren nur auf Spezialfälle passen. Ein weiterer Punkt ist, dass bei vielen der Modelle subjektive Einschätzungen der Regulatoren erforderlich sind, die in der Realität wohl kaum widerstandslos von den Unternehmen hingenommen werden würden. Die neuen Modelle können also eher das Verständnis über die Probleme der Regulierung erhöhen als unmittelbar anwendbare Lösungen bieten. Die neue Regulierungstheorie zeigt, dass Informationen über Kosten und Nachfrage auf einem regulierten Markt von zentraler Bedeutung ist und dass dafür auch die Zahlung von Informationsrenten sinnvoll ist.

### **2.3.3 Weitere Aspekte der Regulierung von Netznutzungsentgelten**

Es werden kostenorientierte Regulierungskonzepte, die eher der traditionellen Regulierungstheorie und anreizorientierte Regulierungskonzepte, die eher der neueren Regulierungstheorie zuzuordnen sind, unterschieden. Bei der kostenorientierten Regulierung steht die Versorgungssicherheit durch garantierte Kostendeckung im Vordergrund. Bei der anreizorientierten Regulierung steht effizientes Wirtschaften und die Steigerung der Produktivität im Vordergrund.

---

<sup>32</sup> Eine anschauliche Darstellung der Mechanismen in Borrmann, Finsinger (1999), S. 373-414.

In der Realität sind die beiden Konzepte häufig kaum zu trennen. In einigen Ländern, wie Finnland oder Deutschland wird zum Beispiel eine kostenorientierte Renditeregelung vorgegeben. Daneben wird aber ein Vergleichsmarktkonzept gestellt, um einen Anreiz zur effizienten Produktion zu erzeugen.

Auf der anderen Seite spielt die Kostenbasis auch bei den anreizorientierten Konzepten eine große Rolle. Das Funktionieren dieser Regulierungsform ist stark von dem Verhalten der Regulierungsbehörden abhängig: Das Unternehmen darf nicht durch zu strenge Einschränkungen für effizientes Wirtschaften bestraft werden, ansonsten unterscheiden sich anreizorientierte Regulierungsmechanismen nicht von kostenorientierten. Damit die Regulierungsbehörde hier die richtigen Anreize setzt muss es über Kosten und Nachfrage informiert sein.<sup>33</sup> In funktionierenden anreizorientierten Systemen ist die Bestimmung der „richtigen“ Kosten allerdings weniger bedeutend als in den Kostenorientierten, da hier zumindest der Schwerpunkt auf den relativen Kosten verschiedener Unternehmen liegt.<sup>34</sup>

Regulierungskonzepte können außerdem nach „ex-ante“ und „ex-post“ sowie „light-handed“ und „tight-handed“ unterschieden werden. Die Unterscheidung zwischen ex-post und ex-ante Regulierung bezieht sich darauf, ob die Regulierung im Voraus Spielregeln für die Kalkulation von Entgelten festsetzt, oder erst nach der Kalkulation der Entgelte prüft, ob die Regulierungsvorschriften eingehalten wurden. Bei der ex-ante-Form wird eine Regulierungsbehörde oft erst auf Grund von Beschwerden tätig.

Die Unterscheidung zwischen „light-handed“ und „tight-handed“ meint den Detaillierungsgrad der Vorschriften. Sind die Vorschriften „light-handed“, wird den regulierten Unternehmen ein hoher Freiheitsgrad bei der Preiskalkulation gelassen. Bei dem anderen Konzept werden den Unternehmen detaillierte Vorschriften über die Preiskalkulation und häufig auch über die Produktivität gemacht.<sup>35</sup>

Früher waren die wichtigsten in der Praxis verwendeten Regulierungskonzepte die kostenorientierten Verfahren, die Rendite- (rate-of-return) und die Kostenzuschlagsregulierung (return-on-costs oder mark-up-Regulierung). Die Renditeregulierung wird häufig in den USA angewendet. Daneben ist heute in der Regel ein Benchmarking zur Erhöhung der Effizienz implementiert. Beim Benchmarking werden die Unterschiede zum besten Unternehmen ermittelt. Anschließend werden die Ursachen für die Unterschiede bestimmt und ggf. Maßnahmen zur Steigerung der Leistungsfähigkeit eines Unternehmens eingeleitet.

---

<sup>33</sup> Riechmann (1995) in ZfE S.157-167.

<sup>34</sup> EWI, frontier economics (2001), S.4.

<sup>35</sup> Auer (2002), S. 19-20.

Die Preisobergrenzenregulierung (price-cap-regulation) und die Umsatzobergrenzenregulierung (revenue-cap<sup>36</sup>) unter Berücksichtigung von Produktivitätsfaktoren, einer Aufteilung des Gewinns (sliding-scale<sup>37</sup>), oder eines Leistungsvergleichs zwischen verschiedenen Unternehmen (yardstick-competition<sup>38</sup>), zählen zu den anreizorientierten Regulierungsmöglichkeiten.

Die folgende Tabelle 2-1 zeigt abschließend in welchen europäischen Ländern welches System angewendet wird. Die anreizorientierten Verfahren sind in der Mehrzahl, nur noch in fünf Ländern werden kostenorientierte Verfahren (mit Benchmarking) angewendet.

---

<sup>36</sup> Riechmann in ZfE (1995), S. 157-167.

<sup>37</sup> Diese Regelung wird z. B. in Norwegen angewendet. Wild, Vaterlaus (2002), S.37.

<sup>38</sup> Shleifer (1985), in Rand Journal of Economics S. 319-327.

<b>Land</b>	<b>Regulierungsmethode</b>
Deutschland	RoR
Finnland	RoR
GB/Wales	Price-cap
Norwegen	Umsatz-cap
Schweden	Price-cap
Dänemark	Umsatz-cap
Luxemburg	RoR
Belgien	RoR
Niederlande	Price-cap
Spanien	Umsatz-cap
Italien	Nicht festgelegt
Österreich	ROR
Portugal	Price-cap
Frankreich	Nicht festgelegt
Griechenland	Umsatz-cap
Irland	Price-cap

**Tabelle 2-1: Regulierungssysteme in europäischen Ländern**

Quelle: 2. EU-Benchmarkingbericht (2003)

## **2.4 Zusammenfassung**

In dem vorangegangenen Kapitel wurde die Problematik natürlicher Monopole dargestellt. Die folgenden Ziele werden bei der Regulierung natürlicher Monopole, wie Stromnetzbetreiber, verfolgt:<sup>39</sup>

1. Wettbewerb auf vor- und nachgelagerten Stufen ermöglichen,
2. Verhinderung einer monopolistischen Preissetzung,
3. Kostendeckung des Netzbetriebs

---

<sup>39</sup> Perner et al. (1997), S.80.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass es sehr viele Regulierungsmodelle gibt, mit deren Hilfe es theoretisch möglich wäre das Effizienzproblem natürlicher Monopole zu lösen. Leider verhindern die tatsächlichen Rahmenbedingungen, wie z. B. die Informationsasymmetrie zwischen Regulator und reguliertem Unternehmen (Prinzipal-Agent-Problem)<sup>40</sup>, das in der Praxis. Für die regulierten Unternehmen besteht regelmäßig ein Anreiz ineffizient zu produzieren und Kosten überhöht anzugeben oder nicht verursachungsgerecht zuzuordnen. Diese Probleme können mit Hilfe von Anreizmechanismen, die im Rahmen der neuen Regulierungstheorie entwickelt wurden, weitestgehend beseitigt werden. Daneben müssen aber auch die Kostenkalkulationskonzepte vorgegeben und regelmäßig geprüft werden.<sup>41</sup>

---

<sup>40</sup> Borrmann, Finsinger (1999), S. 452 ff.

<sup>41</sup> In ihrem 14. Hauptgutachten betont die Monopolkommission, dass auch die Kosten geprüft werden müssen. Vergleichskonzepte alleine sind ihrer Meinung nach nicht zielführend, da Monopolisten mit Monopolisten verglichen werden. 14. Hauptgutachten der Monopolkommission (2000/2001) (Hrsg. in 2002).

### 3 Die „Regulierung“ des Elektrizitätsmarktes in Deutschland

In Deutschland wurde die EU-Richtlinie über die Liberalisierung der Strommärkte mit der Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zum 29.04.1998 sowie der Änderung weiterer Gesetze in nationales Recht umgesetzt. Es gab zwei Besonderheiten bei der Liberalisierung in Deutschland: zum einen wurde der Elektrizitätsmarkt in einem Schritt zu 100% geöffnet und zum anderen ist Deutschland das einzige Land in Europa, das keine offizielle Regulierungsbehörde zur Regulierung der Netznutzung eingesetzt hat. Die Situation ist daher nicht unproblematisch, die Netznutzungsentgelte sind im europäischen Vergleich sehr hoch<sup>42</sup>, die Bandbreite der Netznutzungsentgelte ist sehr groß und scheinen in keinem Zusammenhang mit strukturellen Rahmenbedingungen zu stehen. Es soll auch Gegenstand dieser Arbeit sein nach den Gründen für diese Umstände zu suchen.

Im Folgenden werden zunächst die gesetzlichen Rahmenbedingungen erläutert um anschließend die Erfahrungen auf dem Deutschen Strommarkt darzustellen und zu bewerten.

#### 3.1 Gesetzliche Grundlagen in Deutschland

Die deutsche Elektrizitätswirtschaft wird grundsätzlich durch mindestens drei Gesetzeswerke reguliert, die mit der Intention das deutsche dem europäischen Rechts anzunähern, während der letzten Jahre geändert wurden (bzw. im Fall der AVBEItV noch geändert werden sollen):

- Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)<sup>43</sup>,
- Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkung (GWB)<sup>44</sup>,
- Allgemeine Versorgungsbedingungen Elektrizität (AVBEItV)<sup>45</sup>.

Das novellierte EnWG enthält eine Neuregelung des Energiewirtschaftsgesetzes aus dem Jahre 1935 (Artikel 1), die Aufhebung der Wettbewerbsbeschränkungen (Artikel 2), Änderungen und Übergangsregelungen zum Schutz der ostdeutschen Braunkohle (Artikel 3),

---

<sup>42</sup> Kühn, Schulz in ZfE (2002), S. 231-249, Benchmarkingbericht der EU (2003).

<sup>43</sup> Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz-EnWG) (1998, zuletzt geändert in 2003)

<sup>44</sup> Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) (1957, zuletzt geändert in 2000).

<sup>45</sup> Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEItV) (1979).



bestehender Konzessionsverträge und zum Import von Strom (Artikel 4) sowie zum Stromeinspeisegesetz.<sup>46</sup> Im Wesentlichen beinhaltet das EnWG die folgenden neuen Bestimmungen über die Stromversorgung<sup>47</sup>:

1. Die bisherigen geschlossenen Versorgungsgebiete bei Strom sind vollständig abgeschafft. Obwohl die europäischen Direktiven eine schrittweise Öffnung des Marktes ermöglichen, wurde in Deutschland die Marktöffnung in einem Schritt vollständig durchgeführt. Theoretisch hat damit seit Anfang 1998 jeder Abnehmer die Möglichkeit, von einem Anbieter seiner Wahl Strom zu beziehen.
2. Das normale Netzzugangsmodell ist der verhandelte Netzzugang, eine staatliche Regulierung der Zugangspreise erfolgt nicht. Der Verhandlungsansatz bedeutet, dass die stromwirtschaftlichen Interessengruppen zu Verhandlungen über die Grundregeln des Netzzugangs aufgefordert sind. Diese einzelnen Vorschriften über die Netznutzung sind in einer Verbändevereinbarung festgelegt. Diese Verbändevereinbarung hat mit Inkraften des geänderten EnWG<sup>48</sup> Rechtscharakter erhalten. Allerdings kann die Anwendung bei einem verhandelten Netzzugang nicht verbindlich vorgeschrieben werden.
3. Energieversorgungsunternehmen haben das Recht für einen begrenzten Zeitraum den Status des „Single Buyer“ zu wählen. Das bedeutet, dass ein Verteilnetzbetreiber auf der Beibehaltung eines Kundenvertrages bestehen kann, dann aber den Kunden zu den gleichen Bedingungen wie bei einem Lieferantenwechsel versorgen muss. Diese Möglichkeit besteht zunächst bis zum 31. Dezember 2005.
4. Die Vorrangstellung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energie wird im Gesetz erwähnt. Damit bietet sie den betroffenen Unternehmen eine Chance Durchleitungsbegehren entgegen zu treten, wenn hierdurch Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung oder erneuerbaren Energien verdrängt wird. Außerdem wurden Übergangsbestimmungen für den Schutz der Braunkohle in den neuen Bundesländern getroffen.
5. Die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft sind zur getrennten Rechnungslegung verpflichtet. Das bedeutet, dass die Unternehmen für die Bereiche Erzeugung,

---

<sup>46</sup> Heilemann, Hillebrand (2001), S.6-8.

<sup>47</sup> Pfaffenberger et al. (2001), S. 6-15.

<sup>48</sup> In der letzten Änderung des EnWG (2003) wurde die Verbändevereinbarung verrechtlicht: Hier wird festgehalten, dass der „Verbändevereinbarung“ entsprechende Vorschriften über die Netznutzung „gute fachliche Praxis“ sind. Vierzehntes Hauptgutachten der Monopolkommission gemäß § 44 Abs. 1 Satz 1 GWB, 2001/2002, Kurzfassung, (2002) S.4.

Übertragung und Verteilung (einschließlich Vertrieb) getrennte Bilanzen, Gewinn- und Verlustrechnungen und Kostenrechnungen durchführen müssen.

Die wichtigsten Änderungen im GWB, die die Stromversorgung betreffen, waren die Streichung der §§ 103 und 103a a.F. GWB sowie die Ergänzung durch den § 19 Abs.4 Nr. 4 GWB und § 130 Abs. 3 GWB. Damit wurde der Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung für die leitungsgebundene Energiewirtschaft neu geregelt, das wird auch in § 130 Abs. 3 GWB explizit im Gesetz erwähnt. Durch die Vorschriften §§ 103 und 103a a.F. GWB waren die wichtigsten wettbewerbsbeschränkenden Verträge in der Versorgungswirtschaft von der Anwendung der §§ 1, 14, 16 freigestellt. Heute unterliegen marktbeherrschende EVU, genau wie andere marktbeherrschende Unternehmen, der allgemeinen Missbrauchsaufsicht durch die Kartellbehörden.<sup>49</sup> Durch die Ergänzung des § 19 Abs.4 Nr. 4 GWB sind die Netzbetreiber verpflichtet Anderen Zugang zu ihren Netzen zu vertretbaren Bedingungen und einem angemessene Preis zu gewähren.

Weitere Gesetzesänderungen im Zuge der Strommarktliberalisierung waren die Novellierung der Konzessionsabgabenverordnung<sup>50</sup>, die am 09.07.1999 vom Bundesrat angenommen wurde und die Änderung der Gemeindeordnung<sup>51</sup> einiger Bundesländer dahingehend, den Gemeinden ein erweitertes Betätigungsfeld zu schaffen. Gegenwärtig steht noch die Anpassung der allgemeinen Versorgungsbedingung Elektrizität (AVBEIt) an, in der die Trennung der alten Fassung in einen Netz- und einen Vertriebsbereich geplant ist.<sup>52</sup> Der Entwurf über die Änderung der AVBEItV enthält hauptsächlich die Trennung der derzeit noch gültigen Version in eine AVBEItNetz und eine AVBEItVertrieb mit den entsprechenden Zuordnungen der derzeit noch gültigen Version. Einige Regelungen müssen natürlich vor dem Hintergrund der Liberalisierung entfallen, wie z.B. die Schadenersatzverpflichtungen eines EVU bei Störungen der Stromversorgung (§§ 6,7 AVBEItV) oder die Regelung über die Bedarfsdeckung nach § 3 AVBEItV. Außerdem sind die Erhebungssätze für Baukostenzuschüsse im Entwurf geändert. Baukostenzuschüsse sind der Anteil, den Anschlussnehmer an den Kosten der Verteilungsnetze zu tragen haben. In der alten Fassung beträgt der Höchstbetrag noch 70% der gesamten Kosten. Die folgende Abbildung

---

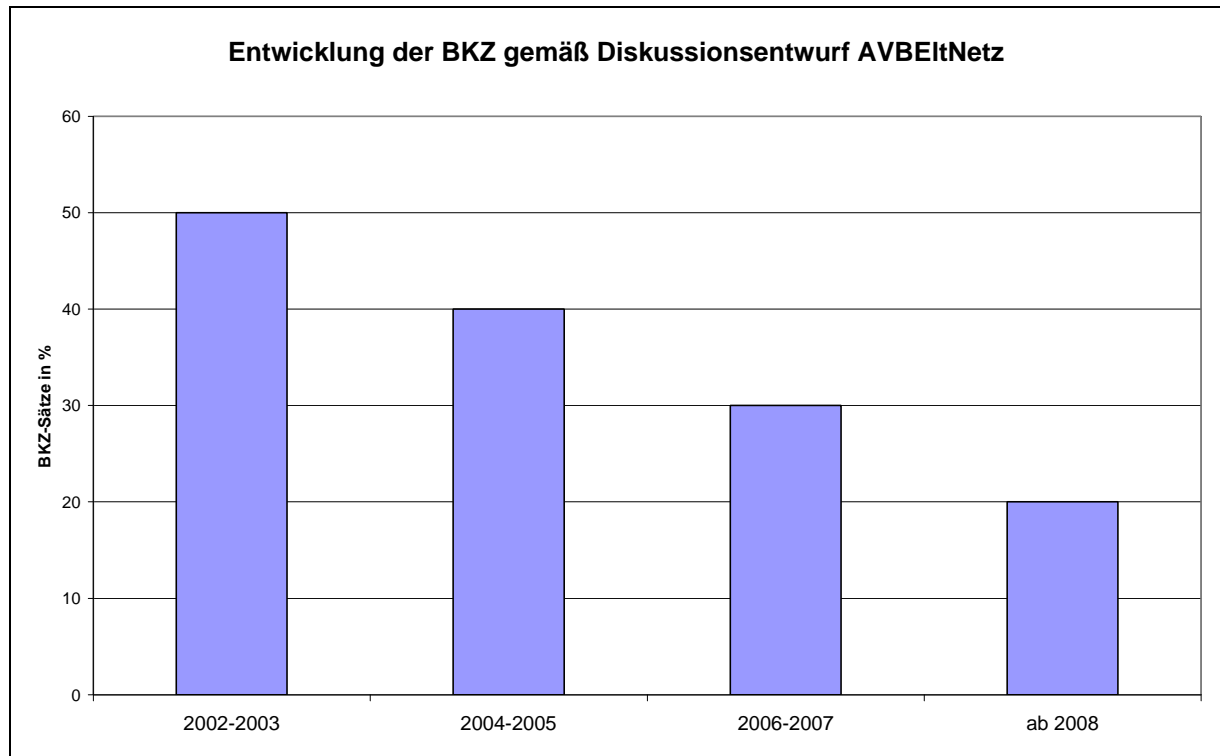
<sup>49</sup> Emmerich (1999) S. 367.

<sup>50</sup> Verabschiedung der ersten Verordnung zur Änderung der Konzessionsabgabenordnung (1999).

<sup>51</sup> Erstes Gesetz zur Modernisierung von Regierung und Verwaltung in NRW, (1999). Gesetz zur Änderung des kommunalen Wirtschaftsrechts und anderer kommunalrechtlicher Vorschriften in Bayern (1998).

<sup>52</sup> Diskussionsentwurf AVBEItNetz und AVBEItVertrieb für die allgemeine Versorgung von Tarifkunden (2001).

3-1 zeigt den neuen Vorschlag, bei dem die Höchstsätze sukzessive rückläufig sind und unter den alten Sätzen liegen.



**Abbildung 3-1: Entwicklung der Baukostenzuschüsse gemäß Diskussionsentwurf AVBElt Netz**

Quelle: Diskussionsentwurf zur AVBElt Netz, BMWi (2001)

### 3.2 Die Verbändevereinbarung

Im EnWG ist lediglich festgeschrieben, dass die Stromnetze in Deutschland allen Durchleitungsbegehrenden diskriminierungsfrei zur Verfügung stehen sollen. Die Umsetzung des im EnWG geregelten verhandelten Netzzugangs wird in Deutschland auf der Grundlage einer Verbändevereinbarung über „Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung“ konkretisiert.

Die Verbändevereinbarung ist derzeit in ihrer dritten Fassung (i.F. VV II+) gültig und wird regelmäßig zwischen Verbänden, die die Interessen der verschiedenen Akteure am Strommarkt vertreten, neu verhandelt.

Die Regelungen der VV II+ betreffen Stromeinspeisungen (Leistung und Arbeit), gleich welcher Herkunft, in definierte Einspeisepunkte des Netzsystems und die damit verbundene zeitgleiche Entnahme der eingespeisten elektrischen Energie an räumlich davon entfernt liegenden Entnahmepunkten des Netzsystems (Netznutzung). Sie bilden die Grundlage für

Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Netznutzern über die Netznutzung auf Vertragsbasis (NTPA).<sup>53</sup> Die VV II+ enthält technische, organisatorische und wirtschaftliche Vorgaben über die Netznutzung. Der Schwerpunkt liegt auf den organisatorischen und wirtschaftlichen Aspekten. Die technischen Rahmenbedingungen sind in den folgenden Regelwerken<sup>54</sup> detailliert niedergelegt:

- Grid-Code zu den Übertragungsregeln,
- Kooperationsregeln,
- Distribution-Code,
- Metering-Code.

Die VV II+ teilt sich in einen Bereich mit allgemeinen Bestimmungen (Kapitel 1) über die Netznutzung, in die Preisfindungsprinzipien (Kapitel 2) und in weitere Regelungen (Kapitel 4-6), die hier nicht Gegenstand der Betrachtung sind, ein. Einzelne Aspekte, wie z. B. die Preisfindungsprinzipien werden ferner in den insgesamt 6 Anlagen detaillierter erläutert.

### **3.2.1 Allgemeine Bestimmungen der Verbändevereinbarung**

Ende 2001 wurde die dritte Verbändevereinbarung (Verbändevereinbarung zwei plus, VV II+) zwischen dem Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. - BDI, Köln, dem VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Essen und dem Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V., Frankfurt, dem Verband kommunaler Unternehmen – VKU – e.V. , Köln sowie der Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungsunternehmen – ARE – e.V., Hannover und dem neu gegründeten Verband der Netzbetreiber – VDN e.V.– beim VDEW e.V., Berlin, festgelegt.

Diese Vereinbarung trat zum 1. Januar 2002 in Kraft und soll zunächst bis zum 31. Dezember 2003 gültig sein. Wie die vorherigen Versionen besteht die Verbändevereinbarung aus einem Haupttext und Anlagen, in denen einzelne Punkte, wie z.B. die Preisfindungsprinzipien oder Beispielrechnungen zur Bildung von Netznutzungsentgelten detaillierter erläutert werden.<sup>55</sup> Für die vorige Version, die VV II, wurden neben den Anlagen auch ein Kommentarband sowie ein Leitfaden über die Berechnung von Netznutzungsentgelten vom VDEW veröffentlicht.<sup>56</sup> Der Kommentarband wurde die für die

---

<sup>53</sup> VV II+ (2000), Haupttext S. 1-2.

<sup>54</sup> Grid-Code 2000, Netz und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2000) hrsg. vom DVG Heidelberg.

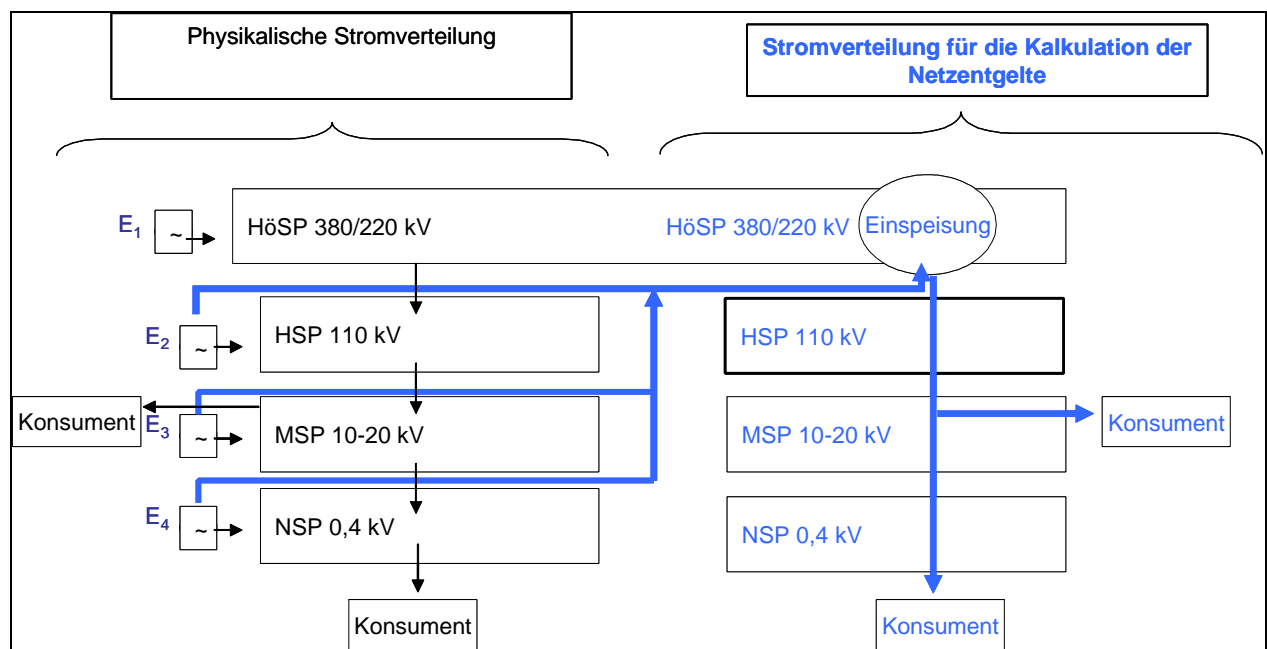
<sup>55</sup> Anlage 1-6 zum Haupttext der VV II+ (2001).

<sup>56</sup> Kalkulationsleitfaden vom VDEW (2000).

VV II+ aktualisiert.<sup>57</sup> Gegenwärtig stehen die Verhandlungen zur VV II an, die jedoch vor dem Hintergrund der EU-Beschleunigungsrichtlinie und ihrer Umsetzung in deutsches Recht an Relevanz verloren hat.

Nachdem die erste Version der Verbändevereinbarung in ihrer Handhabung noch sehr schwerfällig war, da sie der Netznutzung und Entgeltkalkulation eine faktische Stromdurchleitung zu Grunde legte, ist seit der VV II ein transaktionsunabhängiges Punktmodell vorgeschrieben. Das heißt, dass alle Netznutzer in einem gegebenen Versorgungsgebiet entsprechend ihrem Abnahmeprofil an den Netzkosten ihres Versorgungsgebietes beteiligt werden. Es ist dazu unerheblich, wo der Strom eines einzelnen Nutzers faktisch eingespeist wird, der fiktive Einspeisepunkt ist stets die Höchstspannungsebene. Die Kosten vorgelagerter Netzebenen werden verursachungsgerecht an nachgeordnete Netzebenen weitergegeben (vgl. Abbildung 3-2).

Da jedoch auch unter einer vorgegebenen, gesetzlich verankerten Regulierung auch eine Kostenbasis den Netznutzungsentgelten zu Grunde gelegt werden muss, ist eine Darstellung und Bewertung der VV II+ wichtig. Insbesondere könnte sie die Grundlage für eine gesetzliche Kalkulierungsvorschrift bilden.



**Abbildung 3-2: Philosophie der Entgeltkalkulation**

Quelle: Cramer (2000)

<sup>57</sup> Kommentarband – Umsetzung der Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001 (VV II+). VDEW (2002).

Die folgende Aufzählung gibt einen Überblick über einige wichtige Punkte der VV II+<sup>58</sup>. Die Regeln für die Preisberechnung werden anschließend ausführlicher erläutert.

- Netzbetreiber müssen eine diskriminierungsfreie Netznutzung gewähren, unabhängig von Eigentumsverhältnissen,
- die Grundlage der Netznutzungsentgelte ist ein transaktionsunabhängiger Punkttarif,
- im Gegensatz zu früheren Versionen müssen nicht nur die reinen Netzentgelte innerhalb von drei Monaten nach Inkrafttreten (also bis spätestens Mitte März 2002) veröffentlicht werden, sondern „alle Bestimmungen, Größen und Preise rund um die Netznutzung“,
- eine Beurteilung der Netznutzungsentgelte soll mit Hilfe strukturell vergleichbarer Netzbetreiber erfolgen,
- Stromhändler können ihren gehandelten Strom in so genannten Bilanzkreisen saldieren. Das sind virtuelle Gebilde, für die ein Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme gegenüber dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber durchzuführen ist,
- Händler müssen dem Netzbetreiber ihre geplanten Einspeisefahrpläne sowie aktuelle Fahrplanänderungen an den Netzbetreiber melden.
- Datenaustausch und Datenformate sollen bestimmten Konventionen unterliegen,
- ein Verbot über den Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern und dem Stromhandel ist explizit formuliert,
- eine so genannte „Praxisgruppe“ soll Vorschläge zu Muster- bzw. Rahmenverträgen für die Bereiche Netzanschluss und Netznutzung sowie Leitlinien zu Bilanzkreisverträgen vorlegen. Ferner wird sie im Zuge der Gültigkeit der VV II+ für notwendig erachtete Anpassungen erarbeiten,
- Netzkunden, die nur selten eine hohe Leistungsaufnahme haben, haben Anspruch auf Monatsleistungspreise haben. Und auch Kunden mit ungewöhnlichen Lastprofilen sollen besondere Netznutzungsverträge zugestanden werden,
- für die Abwicklung der Stromlieferung an bestimmte Gruppen von Kleinkunden wurden vereinfachte Methoden (wahlweise analytische oder synthetische Lastprofile) erarbeitet, die kostenintensive Messeinrichtungen bei diesen Kunden ersetzen. Die Kosten für den Lastprofilenausgleich sind den Kunden ohne Lastzähler zuzuordnen,
- bei internationalem Stromhandel ist ein Transportentgelt von rund 0,10 €/kWh fällig.

---

<sup>58</sup> Haupttext VV II+ (2001), S. 2-6.

### 3.2.2 Die Preisbildung gemäß Verbändevereinbarung

Die Regeln, nach denen die Preise für die Netznutzung ermittelt werden, sind als „Preisfindungsprinzipien“ in der Anlage 3 zur VV II+ und in dem Kommentarband zur VV II+ zusammengefasst. Die Netzpreise sollen so sein, wie es „in Anbetracht der Kosten- und Erlöslage bei elektrizitätswirtschaftlich rationeller Betriebsführung“ erforderlich ist. Zur Beurteilung der rationellen Betriebsführung und der Angemessenheit der Netznutzungspreise sollen Vergleiche zwischen strukturell vergleichbaren Netzbetreibern herangezogen werden. Somit gilt in der Verbändevereinbarung einerseits das Prinzip der Kostenorientierung<sup>59</sup>, andererseits soll hier seit der zweiten Fassung das Vergleichsmarktkonzept angewendet werden<sup>60</sup>.

Die Berechnungsgrundlage für die Netzpreise setzt sich zusammen aus:

- dem handelsrechtlichen Jahresabschluss, in vertikal integrierten Unternehmen bezogen auf die entbündelten Bereiche Übertragung und Verteilung, einschließlich Vertrieb,
- der kalkulatorischen Kosten- und Erlösrechnung,
- den Übertragungs- und Verteilungspreisen strukturell vergleichbarer Netzbetreiber.

Die folgende Tabelle 3-1 zeigt auf, welche Positionen für die Preisberechnung aus der handelsrechtlichen Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) übernommen werden können und welche gesondert kalkuliert werden müssen. Die meisten Erlös- und Ertragspositionen und die laufenden Betriebskosten, wie z.B. Personalkosten, Material und Fremdleistung etc. können unverändert aus der GuV übernommen werden.

---

<sup>59</sup> Haupttext VV II + (2001), S. 6-10.

<sup>60</sup> Anlage 3 zur VV II+ (2001), S. 9-11.

Gewinn- und Verlustrechnung (§275 (2) HGB)*	Preiskalkulation gemäß VV II
1. Umsatzerlöse	
2. Erhöhung oder Verminderung des Bestandes an fertigen und unfertigen Erzeugnissen	Entfällt, im Netzbereich nicht relevant
3. andere aktivierte Eigenleistungen	GuV-Ansatz
4. sonstige Betriebliche Erträge	GuV-Ansatz
	<b>Ausnahmen:</b>
Erträge aus der Auflösung von Sonderposten mit Rücklageanteil	entfallen, wegen kalk. Abschreibungen
Erträge aus dem Abgang von Vermögensgegenständen	kalkulatorische Ermittlung**
Auflösung von Rückstellungen und aperiodische Erträge	ggf. Periodisierung
5. Materialaufwand	GuV-Ansatz
a) Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie für bezogene Waren	
b) Aufwendungen für bezogene Leistungen	
6. Personalaufwand	GuV-Ansatz
Löhne und Gehälter	
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung	
7. Abschreibungen	kalkulatorischer Ansatz
auf immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	
8. sonstige betriebliche Aufwendungen	GuV-Ansatz
	Ausnahmen
Einstellungen in die Sonderposten mit Rücklagenanteil	entfallen, wegen kalk. Abschreibungen
Verluste aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	kalkulatorische Ermittlung**
aperiodische Aufwendungen	ggf. Periodisierung
9. Erträge aus Beteiligungen einschl. verbundene Unternehmen	GuV-Ansatz
10. Erträge aus Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	GuV-Ansatz
11. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	GuV-Ansatz
12. Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens	GuV-Ansatz
13. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	Fremdkapitalzinsen: GuV-Ansatz, BNEK-Verzinsung: kalkulatorischer Ansatz
17. Steuern vom Einkommen und Ertrag	Gewerbebeertragsteuer: GuV-Ansatz plus kalk. Ertragsteuern auf Scheingewinn
18. sonstige Steuern	GuV-Ansatz
*Gesamtkostenverfahren	Quelle: Leitfaden zur Ermittlung von Netznutzungsentgelten des VDEW Grundlagen der Kostenermittlung **aus Vereinfachungsgründen kann GuV-Ansatz gewählt werden

**Tabelle 3-1: Überleitung von GuV-Positionen in die kalkulatorische Kosten- und Erlösrechnung**

Quelle: VDEW (2000)



Auf dieser Datenbasis werden die Preise für die Inanspruchnahme der verschiedenen Netzteildienste<sup>61</sup>

- Netze,
- Umspannung,
- Systemdienstleistungen,
- Übertragungsverluste.

berechnet. Diese Netznutzungspreise werden in der Regel getrennt als Leistungs- und Arbeitspreis veröffentlicht. Die folgende Abbildung 3-3 zeigt ein Beispiel für die Art der Veröffentlichung für Netzkunden. In dieser Art werden auch die Preise für Kunden ohne Lastmessung veröffentlicht. Daneben gibt es in der Regel noch Preisblätter für die Messung und Abrechnung des Stromverbrauchs und für Reservekapazität.

<b>Netzkunden mit Lastgangzähler</b>				
Entnahme in:	Jahresbenutzungsstunden $\leq 2.500$		Jahresbenutzungsstunden $>2.500$	
	EUR/kWa	ct/kWh	EUR/kWa	ct/kWh
Umspannung HöSp-Hsp	5,88	0,61	17,39	0,15
Hochspannung	5,49	1,21	28,13	0,31
Umspannung Hsp-Msp	13,06	1,21	35,71	0,31
Mittelspannung	11,23	2,48	57,60	0,62
Umspannung Hsp-Nsp	19,54	2,48	65,91	0,62
Niederspannung	18,69	4,13	95,87	1,04
<b>Netzkunden ohne Lastgangzähler</b>				
Niederspannung ohne Lastgangzähler			5,69	ct/kWh
<b>Umlage gemäß KWKG-Gesetz ab 01.04.2002</b>				
bis 100.000 kWh/a			0,26	ct/kWh
ab der 100.001. kWh			0,05	ct/kWh
ab der 100.001. kWh (stromintensive Industrie)			0,025	ct/kWh

**Abbildung 3-3: Beispiel eines Preisblattes für die Netznutzung**

Quelle: swb norvia.de (30.07.2002)

<sup>61</sup> Haupttext VV II+ (2001), S. 2.

Die folgenden Bestimmungen müssen seit Inkrafttreten der VV II+ bei der Kalkulation der Netznutzungspreise eingehalten werden, was sicherlich eine Verbesserung im Vergleich zu früheren Versionen darstellt<sup>62</sup> :

- Entgelte für die Umspannung müssen getrennt bekannt gegeben werden. Früher bestand die Option, das zu unterlassen,
- Netzverluste müssen im Netznutzungsentgelt enthalten sein. Hierzu gab es früher gar keine Regelung,
- Regelung über die zur Messung und Abrechnung der Netznutzer relevanten Verbrauchs- bzw. Einspeisedaten: der Netzbetreiber ist hierzu verpflichtet, die Kosten trägt der Netznutzer,
- die Netzbetreiber dürfen keine gesonderten Entgelte erheben, wie z.B. Bilanzierungsentgelte oder Entgelte für besondere Fahrplanlieferungen etc. So wird die Transparenz und Vergleichbarkeit der Entgelte ganz wesentlich erhöht,
- bei den Regelungen über die Kostenwälzung wird die Stromeinspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen detaillierter geregelt als früher<sup>63</sup>,
- das Vergleichsmarktkonzept wurde in der neuen Fassung konkretisiert. Für den Unternehmensvergleich wurden Strukturmerkmale und Strukturklassen definiert, die Hinweise auf vergleichbare Netzbetreiber geben. Ferner wird auch das Kriterium für zu hohe Netznutzungsentgelte explizit definiert.

Mit der Änderung des EnWG sind die Vorschriften der Verbändevereinbarung insoweit verrechtlicht als das „Einhaltung der Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von 13. Dezember 2001 wird bis zum 31. Dezember 2003 die Erfüllung der Bedingungen guter fachlicher Praxis vermutet, es sei denn, dass die Anwendung der Vereinbarung insgesamt oder die Anwendung einzelner Regelungen der Vereinbarung nicht geeignet ist, wirksamen Wettbewerb zu gewährleisten.“<sup>64</sup>

Die Anwendung der VVII+ und die regelmäßige Prüfungen von Netznutzungsentgelten ist jedoch noch nicht vorgeschrieben. Die Ausführungen dieser Arbeit haben jedoch ganz deutlich hervorgehoben, dass der wohl wichtigste Punkt bei der Regulierung natürlicher Monopole die Vorgabe verbindlicher Regeln und eine regelmäßige Prüfung der Netzentgelte sein muss.

---

<sup>62</sup> Haupttext VV II+ (2001), S.6-10.

<sup>63</sup> Anlage 6 zur VV II+ (2001).

<sup>64</sup> Erste Änderung des EnWG, § 6 (1) Satz 4.

Um die Darstellung der gesetzlichen Rahmenbedingungen zum Netzbetrieb abzurunden, wird die Stellung des GWB zur Netznutzung dargestellt.

### 3.2.3 Die Verbändevereinbarung und das GWB

Neben dem EnWG, in dem die Strommarktliberalisierung umgesetzt und der Verbändevereinbarung, in der die hierfür notwendigen Netznutzungsbedingungen konkretisiert wurden, steht das GWB. Das GWB hat sich mit der Streichung der §§ 103 und 103a GWB sowie den Ergänzungen durch die §§ 19 Absatz 4 Nr. 4 und 130 Absatz 3 GWB für Stromnetzbetreiber grundlegend geändert. Die Netzbetreiber unterliegen als marktbeherrschende Unternehmen der Missbrauchsaufsicht durch die Kartellbehörden. In ihren Entscheidungen sind die Kartellbehörden nicht an die in der Verbändevereinbarung getroffenen Vorgaben gebunden. Das gilt auch dann, wenn die Verbändevereinbarung mit der Änderung des EnWG verrechtlicht würde. Denn die Gültigkeit des GWB für die Energiewirtschaft mit § 130 Absatz 3 GWB ist explizit festgelegt. Außerdem begründen staatliche Preisvorgaben, die sich auf die Bestimmung von Preisobergrenzen beziehen, im Allgemeinen keine kartellrechtlich relevante Rechtfertigung.<sup>65</sup>

Ferner treffen auch die Vorgaben für die Bildung der Allgemeinen Stromtarife nach § 12 BTOElt<sup>66</sup>, die in einer den Netznutzungstarifen ähnlichen Weise kalkuliert werden, keine Aussage über die Höhe der Netznutzungsentgelte.<sup>67</sup> Das bedeutet, dass genehmigte Stromtarife keinen Einfluss auf die Genehmigung von Netzentgelten haben. Vielmehr sind für die Beurteilung von Marktmissbrauch die folgenden Rechtsgrundlagen für eine Bewertung von Netznutzungsentgelten im Strombereich anzuwenden:<sup>68</sup>

- § 19 Abs. 1 mit Abs. 4 Nr. 2 GWB (Als-ob-Wettbewerb, Vergleichsmarktkonzept),
- § 19 Abs. 1 mit Abs. 4 Nr. 4 GWB (Netzzugang gegen ein angemessenes Entgelt),
- § 19 Abs. 1 mit Abs. 4 Nr. 1 GWB, § 20 Abs. 1 GWB (Behinderungsmissbrauch),
- § 19 Abs. 1 GWB (allgemeines Missbrauchsverbot).

---

<sup>65</sup> Schultz, in :Langen/Bunte (2001) S. 109, Klaue, in Immenga/Mestmäcker (2001), S. 64.

<sup>66</sup> BTOElt (1989).

<sup>67</sup> Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder (2001), S. 6-7.

<sup>68</sup> Die „Arbeitsgruppe Netznutzung Strom“ der Kartellbehörden des Bundes und der Länder hat in ihrem Bericht vom 19. 04. 2001 die Missbrauchssituation im Bereich der Netznutzung untersucht. Die hier dargestellten Ausführungen sind an die dortigen Ausführungen angelehnt.

Die Kartellbehörden können missbräuchlich überhöhte Netznutzungsentgelte untersagen (§ 32 GWB) oder als Ordnungswidrigkeit mit einem Bußgeld ahnden (§ 81 Abs. 1 Nr. 1 GWB).

Wie die Kartellbehörden im einzelnen bei ihrer Arbeit vorgehen, wurde im Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom deutlich. Die folgenden Ausführungen fassen die wichtigsten Punkte zusammen.

Ein Anhaltspunkt für die wettbewerbsrechtliche Bewertung von Netznutzungsentgelten ist der räumliche Vergleich zwischen verschiedenen Netzbetreibern. Dabei können sowohl Unternehmen in Deutschland, als auch ausländische Unternehmen zum Vergleich der Netznutzungsentgelte herangezogen werden. Strukturelle Unterschiede, wie zum Beispiel Abnehmer-, Versorgungsdichte oder Kundenstruktur, müssen gegebenenfalls über Korrekturfaktoren berücksichtigt werden.

Eine Art Wettbewerbsdruck kann unter inländischen Netzbetreibern erzeugt werden, indem alle Netzbetreiber regelmäßig am günstigsten oder effizientesten Netzbetreiber gemessen werden. Bei dieser unter dem Begriff Benchmarking verstandenen Methode wird ein Effizienzvergleich der Unternehmen im Hinblick auf ihre Kosten- und Leistungsstruktur unter Berücksichtigung individueller Versorgungsbedingungen vorgenommen.

Ein Vergleich mit ausländischen Netzbetreibern würde sich insbesondere dann anbieten, wenn vermutet werden kann, dass die Netznutzungsentgelte in Deutschland insgesamt auf einem zu hohen Niveau liegen.<sup>69</sup> Problematisch ist, dass bei den Vergleichsmethoden stets Monopolisten mit Monopolisten verglichen werden, deshalb sollte die Vergleichsmarktmethode keinesfalls das einzige Kriterium bei der Beurteilung von Netznutzungsentgelten sein.<sup>70</sup>

Preismissbrauch kann auch mit Hilfe des zeitlichen Vergleichmarktes festgestellt werden. Dabei kann in einem ersten Schritt für die Zeit vor der Liberalisierung die folgende Rechnung aufgestellt werden:

---

<sup>69</sup> Ahlemeyer et al. (2001), S. 231-241.

<sup>70</sup> 14. Hauptgutachten der Monopolkommission (2002), Kurzfassung, S. 45-56.

Stromerlöse in 1997 (vor der Liberalisierung)

- Stromerzeugungs- und/oder Strombezugskosten 1997
  - einer geschätzten Handelsmarge
- 
- = Erlöse, die sich für die Netznutzung in 1997 ergeben hätten

Die Höhe der berechneten Erlöse für die Netznutzung, die sich vor der Liberalisierung ergeben hätten, können sodann in einem weiteren Schritt mit den tatsächlichen Erlösen aus der Netznutzung ab 1999 verglichen werden. Für diese Art des Vergleichs sind insbesondere Energieversorgungsunternehmen ohne Eigenerzeugung geeignet, da hier der Aufwand der Strombeschaffung leicht festzustellen ist. Mit dieser Art des Vergleichs lässt sich jedoch nur feststellen, ob die gesamte Höhe der auf das Netz entfallenden Erlösanteile unangemessen ist. Man kann nicht feststellen, ob die Erlöse auf die einzelnen Netznutzer oder Nutzergruppen missbrauchsfrei verteilt ist.

Nach dem Konzept der sachlichen Vergleichsmärkte werden die Preise eines marktbeherrschenden Unternehmens für gleiche Güter oder Leistungen auf zwei Märkten, die aus den verschiedensten Gründen sachlich getrennt sind und unterschiedliche Wettbewerbsintensitäten aufweisen, miteinander verglichen. Zum Beispiel könnte die Netznutzung für Haushaltskundenstrom nach dem Allgemeinen Tarif mit der Netznutzung für Haushaltskundenstrom nach einem Sondervertrag verglichen werden.

Eine andere Möglichkeit wäre ein Vergleich mit Preisen oder Marktergebnissen von anderen Unternehmen, die gleichartige Güter oder Leistungen unter den Bedingungen wirksamen Wettbewerbs anbieten (z.B. Netznutzung für Haushaltskundenstrom nach dem eigenen Allgemeinen Tarif oder einem eigenen Sondervertrag und Netznutzung für Haushaltskundenstrom nach einem Sondervertrag, den ein ortsfremdes Unternehmen anbietet). Zur Beurteilung der Netznutzungsentgelte nach dem sachlichen Vergleichsmaßkonzept kann die Subtraktions-/Vergleichsmethode angewendet werden. Hier wird die folgende Überlegung angestellt:

	Bruttostromverkaufspreis für definierte Abnahmefälle
-	gesetzlich vorgegebene Abgaben (Stromsteuer, USt, KA)
-	Netznutzungsentgelt für definierte Abnahmefälle
<hr/>	
=	Rest für die Strombeschaffung

Ist der Rest für die Strombeschaffung kleiner als die üblichen Strombeschaffungspreise oder sogar negativ, so liefert das einen Hinweis auf unangemessen hohe Netznutzungsentgelte, der vom Netzbetreiber begründet werden muss. Der Vorteil bei dieser Methode ist, dass hier, wie beim räumlichen Vergleichsmarktkonzept, weitgehend auf unternehmensinterne Informationen verzichtet werden kann.

Wie die Monopolkommission in ihrem 14. Hauptgutachten<sup>71</sup> hervorhebt, muss neben den Vergleichsmarktpinzipien die Angemessenheit der Netznutzungsentgelte auch nach betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten beurteilt werden. Hierzu werden die Selbstkostenpreise für den Netzbetrieb, die entsprechend den Vorgaben der VV II+ kalkuliert werden sollten, durch die Kartellbehörde geprüft. Diese Vorgehensweise wird schon lange bei der Genehmigung der allgemeinen Stromtarife nach § 12 BTOElt praktiziert. Daher kann bei der Beurteilung der Netzbetriebskosten auf Erfahrungen der Strompreisgenehmigung zurückgegriffen werden.

Sonstige Diskriminierungsmöglichkeiten für Netzbetreiber bestehen ferner in den folgenden Bereichen:<sup>72</sup>

- Wechselentgelte,
- Netznutzungsverträge,
- Regelenergie,
- Lastprofile,
- Netznutzungsentgelte für die Lieferung von Wärmestrom,
- Verrechnung der Konzessionsabgabe,
- Überwälzung der Belastungen aus dem KWKG-Gesetz auf die Netznutzungsentgelte.

Diese Bereiche werden allerdings im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

---

<sup>71</sup> 14. Hauptgutachten der Monopolkommission (2002), Kurzfassung, S. 24.

### 3.3 Erfahrungen auf dem Elektrizitätsmarkt in Deutschland

Inwieweit die rechtlichen Änderungen für die Stromversorgung auch einen tatsächlichen Wandel auf den Energiemärkten bewirken, konnte nun über einen Zeitraum von 5 Jahren beobachtet werden. Vieles deutet auf mehr Wettbewerb im Strommarkt hin: die Strompreise sind gesunken, der typische Konsolidierungsprozess auf ehemals monopolistischen Märkten findet statt, eine Strombörse ist entstanden und es gibt auch rd. 200 neue Akteure auf dem Strommarkt.

Die Vielzahl der Beschwerden über überhöhte Netznutzungsentgelte oder sonstige Wettbewerbsbehinderungen beim Zugang zu den Stromverteilungsnetzen in Deutschland zeigt aber auch, dass einem ungehinderten Wettbewerb bei Stromerzeugung und Stromhandel noch Hindernisse entgegen stehen. Die Rechtssprechung musste sich in den vergangenen Jahren aus verschiedenen Anlässen zur Energierechtsreform äußern. Wie zu erwarten war, hat auch das Bundeskartellamt seit der Liberalisierung des Wettbewerbs über eine Vielzahl von Beschwerden zu urteilen.

Soweit Durchleitungsverweigerungen aufgrund von vertraglichen Mängeln oder technischen Schwierigkeiten von Netzinhabern verweigert wurden, haben die Kartellämter in allen Fällen die Durchleitungsverweigerung nicht anerkannt.

Zur Höhe von Durchleitungsentgelten wurden bisher in 2 Fällen Beschlüsse<sup>73</sup> vom Bundeskartellamt gefasst, in denen Netzbetreiber aufgefordert wurden, ihre Entgelte deutliche zu senken. Ferner haben mit der Vermutung von missbräuchlich überhöhten Netznutzungsentgelten auch einzelne Landeskartellämter (Bayern, Baden-Württemberg, Hessen und Niedersachsen) mit der Überprüfung von Netznutzungsentgelten begonnen. Vielfach haben Netzbetreiber ohne von staatlicher Seite dazu gezwungen zu werden ihre Netzentgelte im Verlauf der Gerichtsverfahren gesenkt.

Im internationalen Vergleich liegen die Netzentgelte auf Verteilerebene dennoch vergleichsweise hoch.<sup>74</sup> Ab 2004 ist voraussichtlich der Sonderweg des verhandelten Netzzugangs in Deutschland beendet, da bis dahin die Forderung der EU – Beschleunigungsrichtlinie eine Regulierungsbehörde eingerichtet werden muss. Die Regulierungsbehörde muss die Methodik der Entgeltkalkulation oder die

---

<sup>72</sup> Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder (2001), S. 49-68.

<sup>73</sup> Beschlüsse des Bundeskartellamtes gegen TEAG (2003) und die Stadtwerke Mainz (2003) Beide Beschlüsse sind noch nicht rechtskräftig.

<sup>74</sup> 2. EU-Benchmarkingbericht (2003), S. 4.

Netznutzungsentgelte ex-ante verbindlich vorgeben. Ferner müssen die Stromverteilnetzbetriebe unbündelte Unternehmensergebnisse offenlegen.<sup>75</sup>

---

<sup>75</sup> Geänderter Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlamentes und des Rates zur Änderung der Richtlinien 96/92/EG und 98/30 EG über Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und den Erdgasbinnenmarkt (2003).



## 4 Internationale Praxis

Schon vor 20 Jahren wurde in den USA, Norwegen und Großbritannien/Wales mit der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte begonnen. Man erwartete durch die Einführung des Wettbewerbs als Folge der Effizienzsteigerung sinkende Strompreise, eine Verbesserung der Serviceleistungen und somit eine Erhöhung der Wohlfahrt.

Der Reformprozess der Energiewirtschaft begann in der EU Mitte der achtziger Jahre, als von der EU-Kommission in dem "Weißbuch über die Vollendung des Binnenmarktes"<sup>76</sup> erste Vorstellungen über einen offenen Binnenmarkt für Energie formuliert und in dem 1988 vorgelegten Arbeitsdokument - Der Binnenmarkt<sup>77</sup> für Strom und Gasmärkte konkretisiert wurden. Mit der Richtlinie 96/92/EG am 19. Dezember 1996 wurde dann das Regelwerk für den Strombereich in den EU-Ländern verabschiedet.<sup>78</sup> Das Ziel der Richtlinie war die Schaffung eines einheitlichen europäischen Strommarktes. Dazu musste die Richtlinie zunächst bis spätestens 19. Februar 1999 in den Mitgliedsländern in nationales Recht umgesetzt werden.

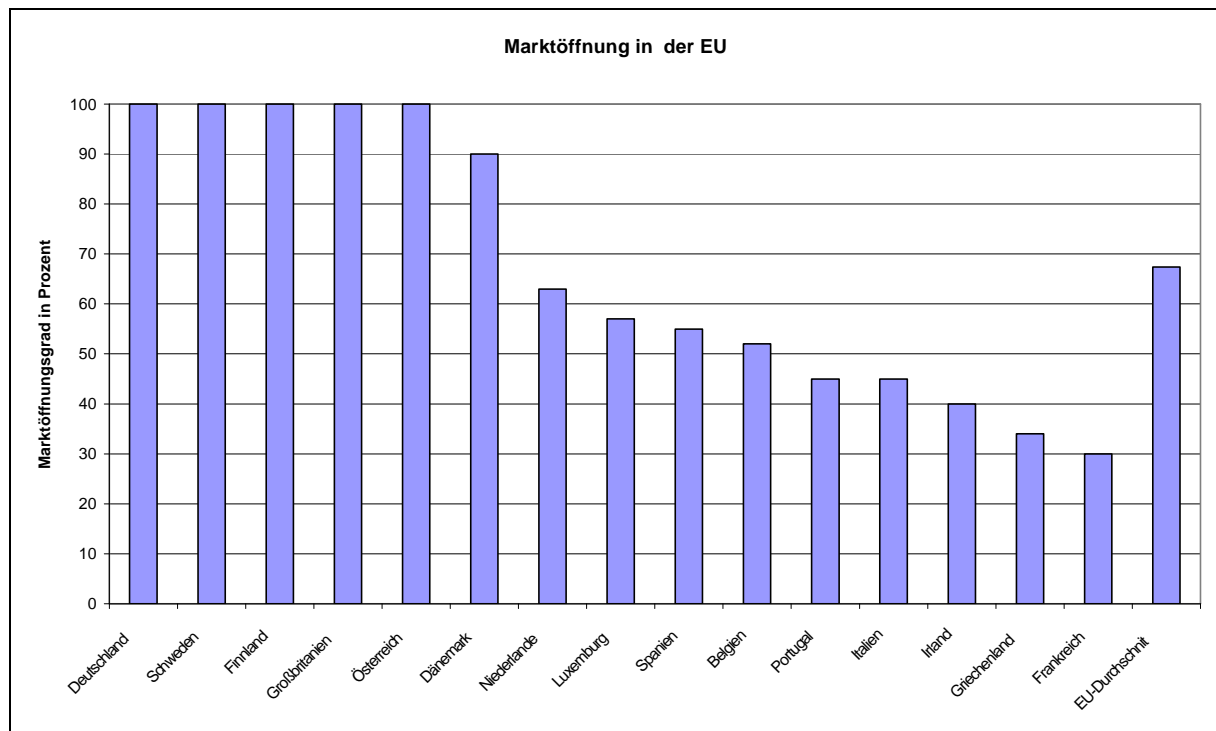
Zwischen allen Marktteilnehmern der EU-Länder soll ein diskriminierungsfreier Stromhandel möglich werden um die Effizienz im Energiesektor und die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft insgesamt zu verbessern. Bei der Umsetzung der Richtlinie ließ die EU den einzelnen Ländern weitgehend freie Hand. Es gab lediglich Obergrenzen für die Marktöffnung und es wurde ein buchhalterisches Unbundling für die Netzbetriebe vorgeschrieben. Die Abbildung 4-1 zeigt die unterschiedlichen Marktöffnungsquoten:

---

<sup>76</sup> Weißbuch der Kommission an den europäischen Rat , Mailand, 28.-29. Juni 1985, Kom (85), 310, Juni 1985.

<sup>77</sup> Binnenmarkt und industrielle Zusammenarbeit – Statut für die europäische Aktiengesellschaft, Weißbuch über die Vollendung des Binnenmarktes, rdnr. 137 (Memorandum der Kommission an das Parlament, den Rat und die Sozialpartner), Kom (88) 320, Juni 1988.

<sup>78</sup> EU-richtlinie Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt Amtsblatt nr. L 027 vom 30/01/1997 S. 0020 – 0029.



**Abbildung 4-1: Markttöffnung in Europa, Stand April 2003**

Quelle: 2. EU-Benchmarkingbericht (2003)

Nicht-EU-Länder, wie die USA, Australien, Neuseeland und Norwegen haben ihre Märkte ebenfalls zu 100% geöffnet. Angestrebt wird die Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte ebenfalls in der Schweiz<sup>79</sup>, im osteuropäischen Raum sowie in Japan und Kanada<sup>80</sup>. Hier liegen zum Teil schon konkrete Gesetzesentwürfe vor, die jedoch noch nicht in Kraft getreten sind.

Ebenso wie die Markttöffnungsgrade sind auch die Werkzeuge, die zur Regulierung der Stromnetze eingesetzt werden höchst unterschiedlich. Die Palette reicht von anreizorientierten Regulierungssystemen, wie Umsatz- oder Price-Cap-Regulierungen, über kostenorientierte Ansätze bis zu Systemen, in denen die Regulierung überhaupt nicht festgelegt ist. Die folgende Abbildung zeigt die Zuordnung der EU-Länder in einem Überblick.<sup>81</sup>

<sup>79</sup> Wild, Vaterlaus (2002) in Neue Züricher Zeitung, Nr. 160, S. 27.

<sup>80</sup> International Energy Agency (2001), Kanada S. 48-52. Japan 69-71, osteuropäische Länder S. 52-53 und S. 62-64.

<sup>81</sup> 2. EU-Benchmarkingbericht (2003), S. 4.

Land	Regulierungsmethode	Niveau Verteilnetz-entgelte	Unbundling
Deutschland	Rate of Return	hoch	Buchführung
Finnland	Rate of Return	durchschnittlich	Management
GB/Wales	Price-cap	durchschnittlich	Rechtlich
Norwegen	Umsatz-cap	durchschnittlich	Buchführung
Schweden	Price-cap	durchschnittlich	Rechtlich
Dänemark	Umsatz-cap	durchschnittlich	Rechtlich
Luxemburg	Rate of Return	hoch	Buchführung
Belgien	Rate of Return	durchschnittlich	Rechtlich
Niederlande	Price-cap	durchschnittlich	Management
Spanien	Umsatz-cap	durchschnittlich	Rechtlich
Italien	Nicht festgelegt	durchschnittlich	Rechtlich
Österreich	Rate of Return	hoch	Buchführung
Portugal	Price-cap	durchschnittlich	Buchführung
Frankreich	Nicht festgelegt	durchschnittlich	Buchführung
Griechenland	Umsatz-cap	durchschnittlich	Buchführung
Irland	Price-cap	durchschnittlich	Management

**Tabelle 4-1: Regulierungsmodelle und Niveau der Netznutzungsentgelte in Westeuropa**

Quelle: 2. EU-Benchmarkingbericht (2003)

Nachdem zunächst die Netzpreise in der EU höchst unterschiedlich waren<sup>82</sup> hat sich das durchschnittliche Niveau in den letzten Jahren angeglichen. Lediglich in Deutschland, Luxemburg und in Österreich sind die Preise noch überdurchschnittlich hoch. Mit

<sup>82</sup> 1. EU-Benchmarkingbericht (2001), 2. EU-Benchmarkingbericht (2003), Kühn, Schulz in ZfE (2002), S. 231.

Inkrafttreten der neuen EU-Richtlinie<sup>83</sup> wird ab 2004 in allen EU-Ländern ein Regulator vorgeschrieben, der entweder die Tarife oder einen Kalkulationsleitfaden für die Netzbetreiber verbindlich vorgeben wird. Bis 2007 müssen die Netzbetreiber außerdem rechtlich von anderen Unternehmensbereichen getrennt werden und ihre entflochtenen Unternehmensergebnisse veröffentlichen.

In den folgenden Abschnitten wird beispielhaft die Vorgehensweise bei der Regulierung im Bereich der Stromverteilnetze<sup>84</sup> verschiedener Länder ausführlicher erläutert. Die Länder sind so gewählt, dass sie die im theoretischen Teil vorgestellten Modelle abdecken. Im Rahmen dieser Arbeit sind neben den institutionellen Rahmenbedingung insbesondere die verschiedenen Kalkulationsgrundsätze von Interesse, wie die folgenden Ausführungen zeigen.

#### 4.1 GB/Wales

Vor der Privatisierung und Liberalisierung gab es in England ein Erzeugungs- und Übertragungsunternehmen und zwölf Regionalversorger. Im Zuge der Liberalisierung wurden die zwölf Regionalversorger (Regional Electricity Companies, REC), die Besitzer ihrer Netze blieben, privatisiert.<sup>85</sup> Der Netzzugang wird von einem Generaldirektor für den Strom- und Gasmarkt überwacht, der von der Regulierungsbehörde OFGEM unterstützt wird.<sup>86</sup>

Seit 1990 haben alle Verbraucher mit einer Lastspitze von 1 MW Netzzugang. Später wurde der Schwellenwert auf 100 kW gesenkt und seit 1999 sind schließlich alle Zugangsgrenzen weggefallen.<sup>87</sup>

Auf der Erzeuger/Großhandelsebene wird Elektrizität auf einem institutionalisierten Spotmarkt (Pool) gehandelt und auf der Endverbraucherebene erfolgt der Stromverkauf

---

<sup>83</sup> Geänderter Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlamentes und des Rates zur Änderung der Richtlinien 96/92/EG und 98/30 EG über Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und den Erdgasbinnenmarkt (2003).

<sup>84</sup> Die Bestimmungen über die Bereiche Stromerzeugung und -übertragung sind nicht Gegenstand dieser Arbeit. Diese werden beispielsweise zusammenfassend in „Regulatory Institutions in Liberalized Electricity Markets“, OECD/IEA, 2001 oder in „Grundlegende Aspekte und Erfahrungen bei der Entwicklung von Stromhandelsformen in liberalisierten Märkten“, VDEW, 1999 aufgezeigt.

<sup>85</sup> vgl. Sturm, R.: Voraussetzungen und Rahmenbedingungen einer Reform der nationalen Wettbewerbsordnungen in der Elektrizitätswirtschaft im deutsch-britischen Vergleich, in: Sturm, R./Wilks, S. (Hrsg.): Wettbewerbspolitik und die Ordnung der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland und Großbritannien, Baden-Baden, 1996, S. 59-77.

<sup>86</sup> Auer (2002), S.47.

<sup>87</sup> Perner et al. (1996), S. 269.

durch lizenzierte Händler.<sup>88</sup> Das Stromnetz muss unabhängig vom Besitz allen Marktteilnehmern diskriminierungsfrei zur Verfügung gestellt werden. Die Durchleitungsentgelte werden dem Händler in Rechnung gestellt. Der Händler berechnet kundenindividuelle Verteilentgelte und weist sie auf der Rechnung der jeweiligen Endverbraucher getrennt von der Energiemenge aus.

Die Entgelte für die Verteilung an Kunden auf der Spannungsebene von 22 kV oder mehr werden nicht reguliert, sondern bilateral ausgehandelt.<sup>89</sup> Das Reglement des Zugangs zum Verteilnetz<sup>90</sup> mit einer Spannung kleiner 22 kV erfolgt mit Hilfe des regulierten Netzzugangs, wobei die Durchleitungsentgelte durch so genannte Price-Caps (oder eigentlich Umsatzbeschränkungen) begrenzt werden.<sup>91</sup> Der Durchleitungstarif für die einzelnen Netzstufen ist ein sog. Punkt- oder Briefmarkentarif. Er ist entfernungsunabhängig, aber berücksichtigt regionale Netzengpässe. Im folgenden Kapitel wird die Regulierung der Durchleitungsentgelte auf Verteilungsnetzebene erläutert. Seit der vergangenen Regulierungsüberprüfung, die 1999 abgeschlossen wurde, ist das nationale Benchmarking von Verteilungsunternehmen in das Regulierungssystem implementiert.<sup>92</sup>

In England und Wales werden die Gesamterlöse aus der Durchleitung von Elektrizität reguliert, innerhalb der gegebenen Erlösbegrenzung sind die 12 RECs frei einzelne Komponenten für die Durchleitung festzusetzen. Die Tarifstruktur und die Höhe der Entgelte müssen von den Netzbetreibern veröffentlicht werden. Der Vorteil dieser Vorgehensweise ist, dass das Zuordnungsproblem von Kosten zu den verschiedenen Kundengruppen umgangen werden kann. Die typischen Elemente der Entgelte, die bei Großkunden nach den Spannungsebenen Mittelspannung (1 kV bis 22 kV) und Niederspannung (unter 1 kV) unterschieden werden:

- fixe standing charge,
- Kapazitätsentgelte für große Stromverbraucher, Wie in Deutschland so wird auch hier bei der Belieferung von kleineren Kunden in der Regel kein Leistungsabhängiges Entgelt erhoben,
- gegebenenfalls ein Entgelt für Blindleistung

---

<sup>88</sup> Ebenda, S. 256 ff.

<sup>89</sup> Ebenda, S.259.

<sup>90</sup> Eine Ausführlich Darstellung der Regulierung des Übertragungsnetzes findet sich ebenfalls in Perner et al. (1996) Kapitel 5.2.

<sup>91</sup> Riechmann (1995), S. 157 – 174.

<sup>92</sup> Auer (2002), S. 17.

- und ein arbeitsabhängiges Entgelt, welches nach Tageszeit, Wochentag und Jahreszeit differenziert sein kann.

Netzverluste sind vom Händler zusätzlich zur vom Endkunden bestellten Energie in das Verteilnetz einzuspeisen. Die so genannten Anpassungsfaktoren für Netzverluste, die bei der Berechnung der Netzverluste zu Grunde gelegt werden, müssen ebenfalls veröffentlicht werden.

Unreguliert sind im Englischen Strommarkt die folgenden Bereiche, die jedoch auch veröffentlicht werden müssen:

- alle Entgelte bei einer Stromausspeisung in einer Netzebene größer oder gleich 22 kV,
- Anschlüsse für Neukunden oder bei einer Netzerweiterung,
- Preise für Zusatzstrom und Reservestrom,
- Messgeräte mit Vorauszahlungseinrichtung.

Entsprechend den Angaben der Regulierungsbehörde machen diese Dienstleistungen einen Anteil von rund 11% der Kosten im Verteilungsbereich aus.<sup>93</sup>

Die Vorgehensweise bei der Regulierung ist:

1. Preise werden im Ausgangsjahr festgesetzt und extrapoliert,
2. geprüft wird jährlich ob die genehmigten Erlöse nicht überschritten werden,
3. alle 3 (Stromübertragung) bis 5 (Stromverteilung) Jahre Anpassung der Preise auf Kostenbasis.

In jedem Jahr wird der Gesamterlös, der erzielt werden darf, begrenzt (revenue cap). Das Verteilerunternehmen hat darauf zu achten, dass es die Erlösgrenze für die regulierten Leistungsbereiche nicht überschreitet.

Die laufenden Betriebskosten und die Kapitalkosten werden von der Regulierung getrennt behandelt. Hierfür werden die Betriebskosten zunächst vergleichbar gemacht, da ein Verteiler anderenfalls leicht gegebene Effizienzkriterien einhalten könnte, indem er Betriebskosten den Kapitalkosten zuordnet.<sup>94</sup>

Die dann kontrollierbaren Betriebskosten werden einem Benchmarking unterzogen und müssen von den Verteilerunternehmen gegebenenfalls angepasst werden. Für die Regulierungsperiode bis 2004/2005 ergab sich dabei eine durchschnittliche jährliche Reduktion der erlaubten Betriebskosten (=OPEX) von real 2,3%.

---

<sup>93</sup> Perner et al. (1996), S.258-259.

<sup>94</sup> Auer (2002), S. 112-123, EWI, frontier economics (2001), S. 19.

Das Gewinnkonzept entspricht dem Realerhaltungsprinzip. Die Kalkulation der Kapitalkosten<sup>95</sup>, also Abschreibungen und Kapitalverzinsung, erfolgt auf der Basis des so genannten Regulatory asset base (RAB), der mit dem Anlagevermögen in der deutschen Kalkulationssystematik vergleichbar ist. Die erwarteten Investitionen werden von der Regulierungsbehörde modelliert und sind von den Unternehmen entsprechend anzupassen. Dabei wird zwischen lastabhängigen Investitionen (Netzerweiterung z.B.), allgemeinen Investitionen (Messgeräte z.B.) und Investitionen für die Versorgungsqualität unterschieden.

Anlagen, die nach 1990 in Betrieb genommen wurden sind mit 3% pro Jahr linear abzuschreiben. Anlagen vor 1990 werden linear auf die durchschnittliche Restlebensdauer der Altanlagen (10-15 Jahre) vollständig abgeschrieben. Problematisch ist, dass dadurch neue Anlagen über einen vergleichsweise kurzen<sup>96</sup> und sehr alte Anlagen über einen sehr langen Zeitraum abgeschrieben werden.

Die Kapitalverzinsung auf das gesamte RAB eines Verteilers erfolgt mit einem einheitlichen Zinssatz nach dem WACC (weighted-average-cost of capital) – Ansatz. Gegenwärtig beträgt der mittlere WACC 6,5%. Daneben wird den Unternehmen ein Wagniszuschlag in Höhe von 3,5% zugestanden. Der Zinssatz wird vor Steuern errechnet, sodass die Steuern nicht mehr separat als Aufwandsposition zu berücksichtigen sind.<sup>97</sup>

Das Niveau der Netznutzungsentgelte liegt in England/Wales im europäischen Vergleich eher im Mittelfeld, obwohl die Regelung der Netzentgelte sehr detailliert ist. Preistreibend könnte sein, dass die Kapitalkosten keinem Benchmarking unterzogen werden und dass die Regulierung der Preise im Zuge der Preisreview doch „kostenorientiert“ ist.

## 4.2 Skandinavien

Die Länder Skandinaviens zählen ebenso wie GB/Wales zu den Ländern in den die Strommärkte schon längere Zeit liberalisiert sind. So begann Norwegen in 1992 sukzessive mit der Marktöffnung, Finnland 1995 und Schweden 1996. Gegenwärtig sind die Märkte zu 100% geöffnet. . Dänemark als letztes Land hat seinen Elektrizitätsmarkt noch nicht vollständig geöffnet.

---

<sup>95</sup> EWI, frontier economics (2001), S.19-22.

<sup>96</sup> EWI, frontier Economics (2001), S. 18.

<sup>97</sup> Ebenda, S.22.

## 4.2.1 Norwegen

Die Verantwortlichkeiten im Stromnetzbereich in Norwegen sind:<sup>98</sup>

- das staatliche Unternehmen Statnett SF betreibt das Übertragungsnetz,
- ca. 60 Unternehmen betreiben den regionalen Stromtransport,
- ca. 200 vertikal integrierte Kommunalversorger sind für die Stromverteilung zuständig.

Das Energiewirtschaftsgesetz von 1991 legt die rechtlichen Rahmenbedingungen der norwegischen Elektrizitätswirtschaft fest. Die Regulierungsbehörde ist die Norges Vassdrags-og Energieverk, die Konzessionsgeber für die Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber ist. Die Konzessionsnehmer sind dem Regulierer gegenüber zu einer umfangreichen Auskunft verpflichtet. Sie müssen der NVE jährlich segmentspezifische Bilanzen sowie Kosten- und Erlösdaten zur Verfügung stellen. Die Daten werden auf der Basis von handelsrechtlichen Bestimmungen gebildet.

Die Entwicklung der Netztarifregulierung in Norwegen war folgendermaßen:

- von 1992 – 1996 wurden die Netze nach dem Rate-of-Return- Ansatz reguliert, bei dem alle Kosten plus einer Rendite durch die Netztarife abgedeckt wurden,
- seit 1997 Anreizregulierung durch Umsatzcaps und Gewinnaufteilung<sup>99</sup>, da unter der vorigen Regulierung erhebliche Kostensenkungspotentiale identifiziert wurden,
- seit 2001 Einführung von Qualitätskriterien, da unter der reinen Anreizregulierung die Investitionen und die Versorgungsqualität vernachlässigt wurden.

Die Umsatzcap-Regulierung behandelt jeden Netzbetreiber individuell. Der erlaubte Umsatz wird in zwei Stufen ermittelt:

1. Bestimmung des Durchschnitts der individuellen Kosten und Erlöse des Netzbetreibers in 1994 und 1995.
2. Festlegung des Erlöspfades für die Folgejahre.

Bei der Bestimmung der durchschnittlichen Kosten der Betriebsjahre 1994 und 1995 werden die folgenden Positionen berücksichtigt:

- aufwandsgleiche Betriebskosten,
- Grundlage der Kapitalverzinsung ist das in der Betrachtungsperiode durchschnittlich gebundene Kapital. Es wird aus dem Durchschnitt der kalkulatorischen Restbuchwerte des Anlagenbestandes laut Bilanz zu Beginn und am Ende der Periode zuzüglich 1%

---

<sup>98</sup> Ebenda, S. 31-35, sowie Auer (2002), S.85-98.



Aufschlags für die Bindung des Umlaufvermögens ermittelt. Die Verzinsung des gesamten Kapitals erfolgt auf der Grundlage eines nominalen Vergleichszinses plus Risikozuschlag. Durch die Berücksichtigung eines Inflationsausgleichs entsprechend der allgemeinen Preisentwicklung wird die Realkapitalerhaltung gesichert,

- Ertragssteuern werden nicht als Aufwandsposition erfasst, da die kalkulatorischen Zinsen vor Steuern berechnet werden,
- lineare Abschreibungen auf der Basis von Anschaffungs- und Herstellkosten des Anlagenbestandes, vermindert um BKZ und Hausanschlusskosten. Dabei werden technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauern unterstellt.

Der erlaubte Umsatz wird innerhalb einer 5-jahres Periode (1997-2001) angepasst, wobei die prognostizierte Inflationsrate, die Erwartungen des Produktivitätsfortschritt und die Änderung der Stromabgabe einfließen. Die folgende Tabelle zeigt die Produktivitätserwartungen, die seit Beginn der Anreizregulierung unterstellt wurden:

<b>Produktivitätsvorgaben in %</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999-2001</b>
<b>Regionalgesellschaften</b>			
1. branchenspezifisches Produktivitätsziel	2,00	2,00	0,50
2. individuelles Produktivitätsziel (Durchsch.)	--	--	0,87
<b>Summe</b>	<b>2,00</b>	<b>2,00</b>	<b>1,37</b>
<b>Ortsnetzgesellschaften</b>			
1. branchenspezifisches Produktivitätsziel	2,00	1,50	1,5
2. individuelles Produktivitätsziel (Durchsch.)	--	1,39	1,39
<b>Summe</b>	<b>2,00</b>	<b>2,89</b>	<b>2,89</b>

**Tabelle 4-2: Produktivitätsvorgaben in Norwegen**

Quelle: EWI, Frontier Economics 2001

Seit 2002 läuft die neue Regulierungsperiode, in der im Wesentlichen die Vorgaben der Periode 1997-2001 übernommen wurden. Allerdings wurde die Kapitalrendite angehoben und Qualitätsvorgaben bei der Bestimmung von Erlösobergrenzen angerechnet.<sup>100</sup>

<sup>99</sup> Vgl. zur Darstellung der Gewinnaufteilung Kapitel 3, sowie Auer (2002), S. 23.

<sup>100</sup> Vaterlaus, Wild (2002), S. 11.

Überhöhte Gewinne (Windfall profits) auf Grund von Prognosefehlern über Inflationsrate, Produktivitätsfortschritt werden den Kunden zurückerstattet, indem der erlaubte Erlöse im Folgejahr angepasst wird. Und umgekehrt werden zu geringe Erlöse dem Energieversorger zugerechnet.

Um sowohl eine überhöhte Kapitalverzinsung zu vermeiden, aber auch ineffizienten Unternehmen eine Mindestverzinsung zuzugestehen, liegt die zulässige Kapitalverzinsung in Norwegen innerhalb einer gewissen Bandbreite. In 1997 betrug sie +/- 7% um die durchschnittliche Kapitalverzinsung von 8,3%.

Seit 1993 sind die norwegischen Netztarife erheblich gesunken. Für den Haushaltsbereich betrug der Rückgang real 17%. Das zeigt, dass die Vorgehensweise in Norwegen gut für die Regulierung der Stromnetze geeignet ist.

#### **4.2.2 Dänemark<sup>101</sup>**

Zunächst war Dänemark das einzige Land, neben Deutschland, das für die Regulierung seiner Stromnetze den verhandelten Netzzugang gewählt hatte. Seit dem 1.1.2000 gilt aber auch hier der regulierte Netzzugang. Das Transportnetz (>150kV) und das übrige Netz werden getrennt geregelt, wobei die Vorgehensweise auf beiden Netzebenen jedoch sehr ähnlich ist.

Das Transportnetz umfasst ca. 35% der gesamten Netzlänge in Dänemark und wird von zwei Unternehmen, der Eltra und der Elkraft System betrieben. Die beiden Systeme sind nicht verbunden, das Netz der Eltra in Westdänemark ist an das System der UCPTTE und das Netz der Elkraft in Ostdänemark an das System der NORDEL angeschlossen. Die Verteilnetze werden (wie viele denn) von verschiedenen Netzeigentümern betrieben.

Die Regulierung wird vom Ministerium für Umwelt und Energie sowie durch eine Energieaufsichtsbehörde wahrgenommen.

Die Regulierungsform in Dänemark ist eine anreizorientierte Umsatzcap-Regulierung. Dazu setzt die Energieaufsichtsbehörde im voraus den maximal zulässigen Umsatz für jedes Jahr einer vierjährigen Regulierungsperiode im Voraus fest. Wie in Norwegen wird die Ausgangsbasis individuell für jedes Unternehmen auf der Grundlage der handelsrechtlichen Rechnungslegung bestimmt. Das Basisjahr für die erste Regulierungsperiode vom 1. Januar 2000 bis 31. Dezember 2003 war 1998 und 1999.

Bei der Bestimmung der durchschnittlichen Kosten sind die folgenden Positionen enthalten:

---

<sup>101</sup> Die folgende Darstellung orientiert sich an den Ausführungen in EWI, frontier economics (2001), S. 27-30.

- aufwandsgleiche Betriebskosten, die sich in der ersten Periode an den Werten für 1999 orientieren und im Zeitverlauf um Unter- bzw. Überdeckung eines Vorjahres bereinigt werden. Aufgrund von Erweiterungsinvestitionen, kann der Kostenrahmen erhöht werden. Die Kosten werden in der Regulierungsperiode mit Hilfe von Lohn- und Preisindizes angepasst,
- Eigenkapitalverzinsung mit 7% und Fremdkapital mit 5% Verzinsung. Basis ist der Wiederbeschaffungswert des Anlagevermögens in 1999,
- Ertragssteuern werden nicht als Aufwandsposition erfasst, da die kalkulatorischen Zinsen vor Steuern berechnet werden,
- lineare Abschreibungen auf der Basis von Anschaffungs- und Herstellkosten des Anlagenbestandes. Dabei werden Standardlaufzeiten, die gesetzlich fixiert sind unterstellt.

Der erlaubte Umsatz wird in Dänemark mit einer allgemeinen Effizienzerwartung von 3% pro Jahr in der ersten Regulierungsperiode angepasst.

### 4.2.3 Schweden<sup>102</sup>

Schon 1992 wurden erste Schritte für die Umstrukturierung der Elektrizitätsversorgung in Angriff genommen. Die staatliche Elektrizitätsbehörde ( Statens Vattenfallsverk) wurde in eine staatseigene GmbH (Vattenfall AB) umgewandelt und die schwedische Netzgesellschaft Svenska Kraftnät gegründet.<sup>103</sup> Der Elektrizitätsmarkt wurde dann in 1996, wie in Deutschland, in einem Schritt vollständig geöffnet. Die Netzgesellschaften und die Netznutzungspreise werden von der schwedischen Regulierungsbehörde Energiemyndigheten (seit 1998) reguliert.

Das Übertragungsnetz wird in Schweden von der Svenska Kraftnät und die Regionalnetze werden von insgesamt 10 Regionalnetzbetreibern betrieben.

Die Anzahl der kommunalen Verteilnetzbetreiber ist in den letzten Jahren von rund 1.500 auf 200 stark zurückgegangen. Die Regulierung lässt im Verteilungsgeschäft nur eine relativ niedrige Kapitalverzinsung zu, daher hat es in den letzten Jahren eine Vielzahl von Unternehmenszusammenschlüssen gegeben um die Effizienz des Netzbetriebs zu erhöhen.<sup>104</sup>

---

<sup>102</sup> Wild, Vaterlaus (2001), Kapitel 6. International Energy Agency (2001), S. 31-40.

<sup>103</sup> VDEW (1999), S. 11.

<sup>104</sup> EWl, frontier economics (2001), S. 14-16.

Zunächst kam der Wettbewerb in Schweden kaum in Gang, weil die Kunden verpflichtet waren, teure Zähler beim Wechsel ihres Stromversorgers zu installieren. Das ist seit 1999 nicht mehr notwendig, was sinkende Strompreise zur Folge hatte. Seitdem verzichtet die Regulierungsbehörde auf die Überwachung der Strompreise und überwacht nur noch die Netznutzungsentgelte.

Der Regulierungsansatz ist „light-handed“: die Regulierungsbehörde hat hier nur eine Aufsichtsfunktion, sie stellt ex-post fest, ob Netzbetreiber z.B. überhöhte Netzentgelte verlangen oder sich auf andere Weise wettbewerbswidrig verhalten. Seit 2002 berücksichtigt die Behörde dabei als effizient erachtete Preise.

Die Preisberechnung ist kostenorientiert, wobei auch keine Quersubvention zwischen Kundengruppen zulässig ist. Die Tarife bestehen in der Regel aus einem Arbeits- und einem Leistungsabhängigen Teil, wobei beobachtet werden konnte, dass der Anteil des Leistungsabhängigen Teils zunimmt und somit Vielverbraucher bevorzugt werden. Obwohl die Netznutzungsentgelte im europäischen Vergleich niedrig sind, wird der light-handed Regulierungsansatz bemängelt. Dieser Regulierungsansatz gibt keinen Anreiz für einen effizienteren Netzbetrieb. Des Weiteren sind trotz rechtlichem Unbundling Quersubventionen aus den im Wettbewerb stehenden Bereichen zu beobachten.<sup>105</sup>

#### **4.2.4 Finnland<sup>106</sup>**

Die rechtliche Grundlage des Elektrizitätssektors ist in Finnland das Elektrizitätsmarktgesetz 386/1995, welches 1995 in Kraft getreten ist. Zielsetzung des Gesetzes ist die Schaffung von Rahmenbedingungen für einen effizient funktionierenden Markt, der ein ausreichendes Angebot von Strom bei hohem Versorgungsstandard zu einem angemessenen Preis sichern soll. Mit Inkrafttreten des Gesetzes wurde die Liberalisierung des finnischen Elektrizitätssektors begonnen. Während der ersten Phase konnten Kunden mit einer Leistungsabnahme über 500 kW den Stromanbieter frei wählen und seit der zweiten Phase ab Januar 1997 gilt das für alle Konsumenten. In Finnland ist das Elektrizitätsnetz in drei Teile geteilt: das nationale Stromnetz, regionale Netze und lokale Netze. Das Übertragungsnetz wird von einem der Fingrid AG, betrieben. Die regionalen und lokalen Netze sind im Besitz von rund 10 regionalen und 100 lokalen Verteilungsunternehmen. Das Lastmanagement im Netz wird von Fingrid AG zusammen mit 20 anderen Unternehmen wahrgenommen.

---

<sup>105</sup> Kühn, Schulz in ZfE (2002), S. 245-246. Filipini et al. (2001), S. 31-40.

<sup>106</sup> Pfaffenberger et al. (2002), Kapitel 5.

Die Netzentgelte werden in Finnland nach einem kostenorientierten Ansatz reguliert. Dabei gilt, dass vergleichbare Kunden gleich behandelt werden müssen. Die Netzpreise im Niederspannungsnetz bestehen üblicherweise aus Fix-, Arbeits- und Leistungsentgelt. Mindestens wird ein arbeitsbezogenes Entgelt verlangt. Der Anteil des fixen Entgeltes am Gesamtentgelt ist sehr unterschiedlich und variiert zwischen den Unternehmen von 0 bis 80 %.

Für die Regulierung der Netzentgelte sind die Energiemarktbehörde (Energy Market Authority (EMA)) und die Finnish Competition Authority zuständig. Die EMA ist dabei hauptsächlich für die Aufsicht und die Kontrolle der Netzaktivitäten verantwortlich. Die EMA und die Finnish Competition Authority haben zum Teil parallele und arbeiten eng zusammen.

Das finnische Regulierungssystem ist eine als Mischung aus Renditeregulierung und Vergleichsmarktkonzept. Einerseits werden - wie in der Renditeregulierung - die angemessenen Kosten (und damit die Preise) aus den historischen Kosten des Unternehmens abgeleitet und jährlich kontrolliert.

Andererseits hat das System seit 2002 Merkmale des Vergleichsmarktkonzepts. Um einen Anreiz zur Effizienzverbesserung und Kostenreduktion zu schaffen, werden die Firmen mit allen anderen Stromverteilungsunternehmen verglichen (Benchmark). Die EMA kann von den Unternehmen verlangen, ihre Preise zu senken. Die Überprüfung der Preissetzung findet sowohl aufgrund von Beschwerden als auch aufgrund selbstständiger Untersuchungen der EMA statt.

Die EMA hat mit der Helsinki School of Economics and Business Administration eine für die finnische Situation geeignete Methode entwickelt, um die Kosteneffizienz der EVU bewerten zu können. Diese Methode wurde entwickelt um die Angemessenheit der Netzentgelte im Hinblick auf die Effizienz der Unternehmen beurteilen zu können. Mit der angewandten Methode (DEA, Data Envelopment Analysis) soll ein Vergleich der EVU mit Berücksichtigung struktureller Unterschiede durchgeführt werden. Diese Methode wird für die Bewertung der Preissetzung für 2002 angewandt, d.h. die ersten Entscheidungen werden frühestens im Jahr 2003 getroffen.

Entsprechend der RoR ist der wichtigste Faktor bei der Preisbeurteilung die Kapitalverzinsung. Eine angemessene Rendite des investierten Kapitals wird mit dem WACC-Modell (Weighted Average Cost of Capital) festgelegt. Dabei ergibt sich eine zulässige Eigenkapitalrendite wird der Zins von 5-jährigen Staatsanleihen plus einer Risikoprämie von 1,5 % angesetzt. Die angemessene Fremdkapitalrendite wird mit dem aktuellen durchschnittlichen Kreditzins der Gesamtverschuldung der finnischen Unternehmen festgelegt. Der akzeptable Ertrag ist daher der Durchschnitt der Eigen- und

Fremdkapitalrendite, gewichtet mit den entsprechenden Anteilen der Eigen- und Fremdfinanzierung. Die Abschreibungen werden auf das Realkapital getätigt.

Im europäischen Vergleich werden die Netznutzungsentgelte als durchschnittlich eingestuft, inwiefern sich die Anwendung der DEA auf die Höhe der Entgelte auswirkt kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht beurteilt werden.

### **4.3 Niederlande<sup>107</sup>**

In den Niederlanden ist die Übertragungsnetzgesellschaft TenneT für die Stromübertragung verantwortlich, die sich im gemeinschaftlichen Eigentum der 4 größten niederländischen Stromerzeuger befindet.

Die Stromverteilung liegt in kommunaler Hand, wobei anzumerken ist, dass die Anzahl der kommunalen Versorgungsunternehmen in den Jahren kurz vor und seit der Liberalisierung deutlich zurückgegangen ist. Die Kommunalversorger sind, wie in Deutschland, in der Regel vertikal integrierte Querverbundunternehmen. Die Trennung zwischen wettbewerblichen und monopolistischen Tätigkeiten wird in der Rechnungslegung vollzogen.

Die Kalkulationsverfahren der Netzentgelte wurden in Anlehnung an bereits gesammelte Erfahrungen mit der Regulierung von Stromnetzen in Großbritannien und Australien festgelegt und sind daher den dortigen Verfahren sehr ähnlich. Auch hier erfolgt die Regulierung der Netzbetreiber nach einem Price-Cap-Modell.

Die Stromaufsichtsbehörde in den Niederlanden ist die Dienst Toezicht en Uitvoering Electriciteitswet (DTE), eine Unterbehörde der nationalen Wettbewerbsbehörde, die es seit 1999 gibt. Sie reguliert die niederländischen Netzbetreiber nach dem Price-Cap Ansatz und kontrolliert, ob die Netzbetreiber die erlaubten Umsätze nicht überschreiten. Die Preissetzung können die Unternehmen innerhalb der Umsatzcap Vorgaben frei gestalten.

Die Preiskürzungen für Produktivitätssteigerungen werden an Ergebnisse eines Benchmarking zwischen den Netzbetreibern in den Niederlanden angeknüpft.

Die gegenwärtige, erste Regulierungsperiode in den Niederlanden läuft von 2000 bis 2003.

Die folgenden Positionen sind in den Vorgaben für die Preisschranke enthalten:

- die laufenden Betriebskosten werden mit wenigen Ausnahmen aufwandsgleich angesetzt,

---

<sup>107</sup> EWI, frontier economics (2001), S. 23-26, Auer (2002) S. 102-110.

- die Abschreibungen werden linear über eine Nutzungsdauer von 30 Jahren angenommen. Die Grundlage bildet der regulatory asset base. Der RAB wird aus den freien Cash-flows zu Netzpreisen aus 1996 errechnet. Derzeit strebt die DTe die Implementierung des Yardstick-Competition ab 2003 an, so dass in den nächsten Regulierungsperioden die eigenen Kosten und somit auch die Abschreibungen eines Unternehmens für die Kalkulation seiner Netznutzungsentgelte gleichgültig ist,
- das Gewinnkonzept folgt dem Realkapitalprinzip,
- die Kapitalverzinsung wird mit dem weighted average cost of capital bezogen auf das gesamte Kapital errechnet. Derzeit beträgt der Zinssatz im Mittel 6,7%, hinzu kommt ein Wagniszuschlag auf das Eigenkapital, der im Mittel rund 3,75% beträgt.

Im europäischen Vergleich sind die Netzentgelte in den Niederlanden als niedrig einzustufen<sup>108</sup>, was von einer konsequenten Regulierung zeugt.

#### **4.4 Neuseeland<sup>109</sup>**

In Neuseeland begann die Reform des Elektrizitätssektors in 1987, indem die schützenden Grenzen von Verteilungsgebieten aufgehoben wurden und die 60 Elektrizitätsversorgungsunternehmen privatisiert wurden. Die Netzbetreiber sind vertikal integrierte Unternehmen. Seit 1994 müssen die Netzbetriebe buchhalterisch von den anderen Bereichen getrennt werden. Bis Ende 2003 müssen jedoch die Netzbetriebe in eigenständige Gesellschaften ausgelagert werden. In 1994 wurde eine light-handed Regulierung eingeführt, die auf einem Benchmarking verschiedener Kennzahlen (Finanzkennzahlen, Technik Kennzahlen, Netzpläne, Preissetzungsmethode) beruht.

Die Regulierungsmethode ist als Rate-of-Return Regulierung anzusehen, weil die wichtigste Kennzahl die Kapitalverzinsung der Unternehmen ist. Die Kapitalverzinsung wird auf der Basis standardisierter Kostenrechnungen ermittelt und mit dem WACC für Elektrizitätsversorgungsunternehmen verglichen. Ist die Verzinsung zu hoch, müssen die Preise angepasst werden. De facto greift die Regulierungsbehörde allerdings nicht ein, sondern vertraut darauf, dass der Wettbewerb auf den Stufen Stromerzeugung und Stromhandel auch eine effiziente Stromverteilung impliziert.

Die Regulierung in Neuseeland ist eine Besonderheit, weil hier Wettbewerb im Netzbereich zugelassen wird. Das bedeutet, dass bei der Erschließung neuer Versorgungsgebiete Wettbewerb um den Bau von Verteilnetzen und bei der Errichtung von Hausanschlüssen

---

<sup>108</sup> Kühn, Schulz in ZfE (2003), S. 242-244.

herrscht. Es kann gezeigt werden, dass die Errichtung von Hausanschlüssen oder der Anschluss neuer Versorgungsgebieten unter bestimmten Umständen in „fremden“ Versorgungsgebieten lohnenswert ist. Das gilt umso eher, je älter die Versorgungsanlagen und je höher die Betriebs- und Geschäftskosten eines alteingesessenen Netzbetreibers sind.

Problematisch ist, dass dieser Regulierungsansatz Ineffizienzen hervorrufen kann. Zum einen werden Kostenverzerrungen in Richtung Betriebs- und Geschäftskosten begünstigt und zum anderen ist langfristig die Stromverteilung durch eine große Anzahl von Netzbetreibern kostspieliger als durch wenige Netzbetreiber.

#### **4.5 Zusammenfassung**

Insgesamt lässt sich nach dem Überblick über die Bestimmungen in der Elektrizitätswirtschaft in einigen anderen Ländern sagen, dass anreizorientierte Regulierungssysteme zunehmen und die traditionelle Kostenregulierung an Bedeutung verliert. Erfahrungen in länger liberalisierten Ländern machen deutlich, dass aber neben dem Anreiz zu einem effizienten Netzbetrieb auch der Anreiz für Investitionen nicht vernachlässigt werden darf, damit eine zuverlässige Stromversorgung auch in Zukunft gegeben ist. So hat Norwegen in der neuesten Regulierungsperiode die zulässigen Kapitalrenditen erhöht und Qualitätsmerkmale in der Preiskalkulation berücksichtigt.



## 5 Betriebswirtschaftliche Aspekte - Kosten

Gleichgültig, welcher Ansatz bzw. Mechanismus für die Regulierung von Stromnetzen angewendet wird, die Ausgangsbasis ist stets eine auf betriebswirtschaftlicher Ebene erstellte Kostenrechnung. Die geeignete Vorgehensweise und Problematik der Kosten- und Leistungsrechnung<sup>110</sup> wird daher in den folgenden Kapiteln dargelegt. Darauf aufbauend wird dann die geeignete Preiskalkulation im Netzbereich aufgezeigt.

Kosten sind der „bewertete Verbrauch von Gütern und Dienstleistungen für die Herstellung und den Absatz von betrieblichen Leistungen und die Aufrechterhaltung der dafür erforderlichen Kapazitäten“.<sup>111</sup> Dem Werteverbrauch steht der Wertzuwachs, der durch die Erfüllung der Aufgaben eines Betriebs verursacht wird, gegenüber. Dieser Wertzuwachs wird als betriebliche Leistung definiert.<sup>112</sup>

Die Kostenrechnung umfasst die Erfassung, Verteilung und Zurechnung der Kosten, die bei der betrieblichen Leistungserstellung und –verwertung entstehen. Mit Hilfe der Stückrechnung - oder auch Kostenkalkulation genannt - werden entstandene Kosten auf Leistungseinheiten im betriebswirtschaftlichen Sinn bezogen.<sup>113</sup> Im Netzbetrieb bedeutet das zum Beispiel, die Kosten für die Durchleitung einer kWh Strom zu kalkulieren und einem bestimmten Kunden zuzuordnen.

Die Kostenrechnung dient den unterschiedlichsten Kostenrechnungszwecken, die wiederum mit verschiedenen Kostenrechnungssystemen durchgeführt werden können. Kostenrechnungszwecke sind:<sup>114</sup>

- Betriebserfolgsrechnung,
- Kostenkontrolle,
- Erstellung von Unterlagen für unternehmenspolitische Entscheidungen (Planungsrechnungen), wie Preisbildung, Ermittlung von Preisuntergrenzen,

---

<sup>110</sup> Umfangreiche Übersichten über Inhalt und Methoden der Kostenrechnung werden in den verschiedensten Publikationen über die Grundlagen der Kostenrechnung ausführlich dargestellt, z.B. in Coenberg (1999), Josef Kloock; Günter Sieben, Thomas Schildbach: Kosten- und Leistungsrechnung (1999), Zimmermann (2001). Die Besonderheiten der Energieversorgung werden berücksichtigt in: VDEW (1987), Thomas (2001).

<sup>111</sup> Schmalenbach (1963), S. 6. ; Demgegenüber steht der pagatorische Kostenbegriff, bei dem von den Ausgaben ausgegangen wird. Dieser Kostenbegriff hat sich jedoch nicht als zweckmäßig erwiesen, hauptsächlich da Ausgaben oft nicht periodengerecht sind.

<sup>112</sup> Zimmermann (2001), S. 16

<sup>113</sup> Ebenda, S. 100 –116. Plützer (1971) S. 65-91.

<sup>114</sup> Koch (1966), S. 37.

Beschäftigungsplanung, Sortimentplanung, Produktionsprozessplanung, Betriebsgrößenplanung, etc.

- Erstellung von Unterlagen für die Bestandsbewertung (Dokumentationsrechnung),
- die Ermittlung der Kosten auf der Grundlage von Verordnungen auf dem Gebiet des Preisrechts (Dokumentationsrechnung).

Im Rahmen dieser Arbeit steht die Kostenrechnung für die Zwecke der Preisbildung und Preisbeurteilung im Vordergrund, die übrigen Bereiche werden hier nicht betrachtet.<sup>115</sup>

Die unterschiedlichen Kostensysteme unterscheiden sich nach Art der berücksichtigten Daten:

- Die Kostenrechnung kann nach dem Umfang der verrechneten Kosten entweder als Voll- oder Teilkostenrechnung durchgeführt werden. Werden alle angefallenen Kosten auf die Kostenträger umgelegt, spricht man von einer Vollkostenrechnung. Werden die variablen Kosten umgelegt, so handelt es sich um eine Teilkostenrechnung. Variablen Kosten verlaufen häufig proportional zur Ausbringungsmenge, daher wird die Teilkostenrechnung auch oft als Grenzkostenrechnung bezeichnet.<sup>116</sup> In der Regel werden beide Voll- und Teilkostenrechnung parallel angewendet. Insbesondere bei kurzfristigen Entscheidungen kann die Teilkostenrechnung eher als die Vollkostenrechnung relevante Entscheidungsgrundlagen liefern.<sup>117</sup> Bei langfristigen Entscheidungen bietet eher die Vollkostenrechnung relevante Informationen. Kostenrechnungen im Rahmen der Preisregulierung sind traditionell eher Vollkostenrechnungen.<sup>118</sup>
- Nach der Zeitbeziehung wird die Kostenrechnung nach Ist-, Normal- (vergangenheitsbezogen) und Plankostenrechnung (zukunftsbezogen) unterschieden<sup>119</sup>:
  - Die Ist-Kostenrechnung ermittelt die tatsächlich angefallenen Kosten für eine erbrachte Leistung, einschließlich aller Unregelmäßigkeiten, die sich in einer gegebenen Periode ereignen können. Die Ist-Kostenrechnung ist eine

---

<sup>115</sup> Standardwerke, die auch diese Aspekte ausführlich darstellen sind z.B. Zimmermann (2001), Coenenberg (1999), Klock, Sieben, Schildbach (1999).

<sup>116</sup> Zimmermann (2001), S. 9.

<sup>117</sup> Coenenberg (1999), S. 114.

<sup>118</sup> Leitsätze für die Preisermittlung auf Grund von Selbstkosten (1953 zuletzt geändert in 2001), Arbeitsanleitungen für die Stromtarifkalkulation (1987, 1997, sowie Anleitungen der Bundesländer), Verbändevereinbarung über Kalkulation der Netznutzungsentgelte. Kalkulationsvorgaben in anderen europäischen Ländern, dargestellt in EWU, frontier economics (2001).

<sup>119</sup> Zimmermann (2001), S.6-9, Schweitzer/Küpper, hier umfassende Beschreibung der verschiedenen Systeme und Beurteilungskriterien (1995).

Nachkalkulation und kann daher der Preisüberwachung dienen. Für Wirtschaftlichkeitsrechnungen und die Preisbildung ist sie weniger geeignet.

- Die Normalkostenrechnung setzt durchschnittliche Ist-Kosten vergangener Perioden an. Dabei werden sowohl Mengen- als auch Preisschwankungen der Vergangenheit ausgeglichen. Sie eignet sich für die Analyse des Betriebsergebnisses und die Preisüberwachung. Für die Preisbildung ist sie, genau wie die Ist-Kostenrechnung als vergangenheitsbezogene Rechnung, weniger geeignet. Die in der Normalkostenrechnung gefundenen Werte werden jedoch für die Ansätze in der Planungsrechnung berücksichtigt.
- In der Plankostenrechnung werden die Kosten für das zukünftige Wirtschaftsgeschehen eines Unternehmens bestimmt. Bei diesen Rechnungen werden geplante Preise und Faktoreinsatzmengen den Kalkulationen zu Grunde gelegt. Für die Zwecke der Betriebsüberwachung werden Ist- und Plankostenrechnungen vergleichend herangezogen. (Soll-Ist-Vergleiche) Die Plankostenrechnung kann als Budgetkostenrechnung für die Zwecke der Betriebsüberwachung oder als kostenträgerorientierte Rechnung für die Zwecke Preisbeurteilung und Preisbildung herangezogen werden.<sup>120</sup>

Vieldiskutierte weitere, bzw. neuere Systeme der Kostenrechnung, die Verfeinerungen der beiden Hauptformen, Vollkostenrechnung und Grenzkostenrechnung, bzw. eine andere Sichtweise darstellen, sind:<sup>121</sup>

- Prozesskostenrechnung<sup>122</sup>, verfeinert die Vollkostenrechnung,
- Flexible Plankostenrechnung auf Vollkostenbasis<sup>123</sup>,
- Flexible Plankostenrechnung auf Grenzkostenbasis<sup>124</sup>,
- Mehrstufige Deckungsbeitragsrechnung, verfeinert die Grenzkostenrechnung<sup>125</sup>,
- Relative Einzelkostenrechnung, verfeinert die Grenzkostenrechnung<sup>126</sup>,

---

<sup>120</sup> VDEW (1987), 23-29, Kloock, Sieben, Schildbach (1999), S. 177-183.

<sup>121</sup> Auf eine Darstellung dieser Kostenrechnungssysteme wird in dieser Arbeit jedoch verzichtet, weil das über den Rahmen der Arbeit hinausgehen würde. Eine zusammenfassende Übersicht über neuere Kostenrechnungssysteme in Handbuch Kostenrechnung, Wolfgang Männel (Hrsg.), Kapitel 3, S. 185-398.

<sup>122</sup> Eine Übersicht über den Stand der Prozesskostenrechnung findet sich z.B. in dem Sammelband von Horvath/Mayer (1998).

<sup>123</sup> Coenenberg (1999), S. 368-369.

<sup>124</sup> Coenenberg (1999), S. 370-371.

<sup>125</sup> Vgl. hierzu Kilger et al. (2002).

<sup>126</sup> Vgl. hierzu Riebel (1994).

- Target Costing<sup>127</sup> und Product Life Cycle Costing<sup>128</sup> (Kostenmanagementkonzepte).

Unabhängig vom Kostenrechnungssystem sind bei der Kosten- und Leistungsrechnung stets die folgenden Schritte auszuführen:<sup>129</sup>

1. Kosten- und Leistungsartenrechnung: Erfassung aller Kosten und Leistungen,
2. Kosten- und Leistungsstellenrechnung: Verteilung der Kosten und Leistungen auf Betriebsbereiche,
3. Kosten- und Leistungsträgerrechnung: Zuordnung der Kosten zu den hergestellten Produkten oder den angebotenen Dienstleistungen eines Unternehmen,
4. Betriebsergebnisrechnung: Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse in einem Unternehmen.

Im Folgenden werden die einzelnen Schritte beispielhaft für eine Ist-Kostenrechnung auf Vollkostenbasis erläutert, die derzeit die Grundlage der Entgeltkalkulation der Netznutzungsentgelte in Deutschland ist. Die Vorgehensweise ist bei den anderen Systemen ähnlich und unterscheidet sich hauptsächlich durch die Datengrundlage, die den Berechnungen zu Grunde gelegt werden. Da die Grenzkostenrechnung in der Kostentheorie und in der Wohlfahrtsökonomie eine wichtige Rolle spielt, wird das in Kapitel 4. 1.4.1 am Beispiel der Grenzkosten deutlich gemacht.

## **5.1 Kosten- und Leistungsrechnung auf Vollkostenbasis**

### **5.1.1 Kosten- und Leistungsartenrechnung**

Bei der Kostenartenrechnung geht es um die Frage, **welche** Kosten und Leistungen in einem Unternehmen entstanden sind. Die Kostenartenrechnung hat die Aufgabe die sogenannten „primären Kosten“ zu erfassen. Primäre Kosten sind Güter und Dienstleistungen, die ein Unternehmen von Dritten bezieht. Sekundäre Kosten entstehen bei der innerbetrieblichen Leistungsverrechnung.<sup>130</sup>

Die wichtigsten Kostenarten eines Netzbetreibers sind:

- Materialkosten,
- Personalkosten,

---

<sup>127</sup> Darstellung des Target Costing z.B. in Scheld (2001), S.163-196.

<sup>128</sup> Darstellung z.B. in Coenenberg (1999); Kapitel 17, S. 484 – 487.

<sup>129</sup> Coenenberg, 1999, S. 115-125.

<sup>130</sup> Niethammer (1992), S. 400.

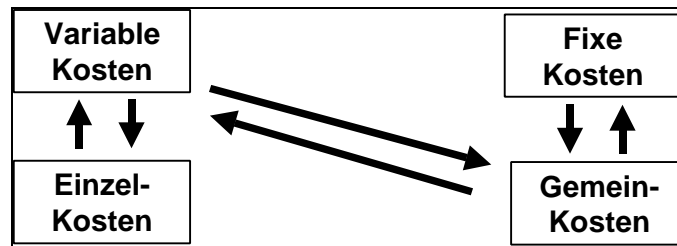
- Fremdlieferungen und –leistungen,
- kalkulatorische Kosten (Abschreibungen, Zinsen, Unternehmerwagnisse),
- Steuern, Abgaben, Versicherungen,
- sonstige Kosten ,
- innerbetriebliche Leistungen.

Die verschiedenen Kostenarten können nach Art der Verrechnung in Einzel- und Gemeinkosten unterschieden werden. Einzelkosten, z.B. Material oder Personalkosten für die Installation von Stromzählern bei Stromkunden, können unmittelbar einzelnen Kostenträgern zugeordnet werden. Gemeinkosten müssen hingegen mit Hilfe von Schlüsseln einzelnen Kostenstellen und Kostenträgern zugeordnet werden. Typische Beispiele für Gemeinkosten sind die Personalkosten der Verwaltung oder der Werkstatt, aber auch die Kapitalkosten für die Verteilungsnetze. Unechte Gemeinkosten sind Kosten, die aus Vereinfachungsgründen nicht direkt zugeordnet werden.

Ferner können Kostenarten nach ihrem Verhalten bei Produktionsänderungen in

- fixe Kosten,
- variable Kosten.

eingeteilt werden. Die fixen Kosten sind kurz- und mittelfristig unabhängig von den Produktmengen. Beim Netzbetrieb ist der Anteil der fixen Kosten, die aus der Bereitschaft zum Stromtransport und zur Stromverteilung resultieren, sehr hoch. Die variablen Kosten sind Kosten, die sich mit der Produktionsmenge ändern. Beim Netzbetrieb sind das hauptsächlich die Netzverluste, die sich in Abhängigkeit von der durchgeleiteten Strommenge ergeben. Es gilt, dass variable Kosten entweder Einzel- oder Gemeinkosten sind. Fixe Kosten sind sobald Unternehmen mindestens zwei Güter herstellen, immer Gemeinkosten, dann sind sie einem Kostenträger niemals direkt zurechenbar. Die folgende Abbildung 5-1 stellt die Beziehung zwischen den Kosten dar:



**Abbildung 5-1: Beziehung der variablen und fixen Kosten sowie Einzel- und Gemeinkosten**

Quelle: Thomas (2001)

Insbesondere in vertikal integrierten Unternehmen und in Mehrproduktunternehmen, wie es Stromnetzbetreiber sind, entstehen dadurch große Spielräume bei der Kostenkalkulation, die eine strategische Kosten- und Preissetzung ermöglichen.

Das dritte wichtige Gliederungskriterium unterscheidet die Kostenarten nach Art der Kostenerfassung:<sup>131</sup>

- Aufwandsgleiche Kostenarten, die der Finanzbuchhaltung zu entnehmen sind,
- kalkulatorische Kostenarten, wie kalkulatorische Abschreibungen, kalkulatorische Zinsen etc., die gesondert kalkuliert werden müssen.

Die folgende Abbildung 5-2 zeigt diese Abgrenzung der Kostenarten:

<b>Aufwand</b>			
neutraler Aufwand	betrieblicher, ordentlicher und periodenechter Aufwand		
betriebsfremder Aufwand	als Kosten in gleicher Höhe verrechneter Zweckaufwand	nicht unmittelbar als Kosten verrechnungsfähiger Zweckaufwand	
betrieblicher periodenfremder Aufwand betrieblicher außerordentlicher Aufwand		Anderskosten	Zusatzkosten
	Grundkosten	Kalkulatorische Kosten	
<b>Kosten</b>			

**Abbildung 5-2: Abgrenzung zwischen Aufwendungen und Kosten**

Quelle: Schweitzer/Küpper (1995)

<sup>131</sup> Kloock, Sieben, Schildbach (1999), S. 71.

Die aufwandsgleichen Kosten werden unverändert aus der Finanzbuchhaltung übernommen, für die die Vorschriften des HGB maßgebend sind. Hier handelt es sich um die Materialkosten, Betriebskosten, Fremdleistungen, Personalkosten und Verwaltungs- und Vertriebskosten. Bei diesen aufwandsgleichen Kosten gibt es weniger Diskussionsbedarf bzgl. der Kalkulationsweise als bei den kalkulatorischen Kosten. Zumal diese Kosten vielfach für auf Wettbewerbsmärkten bezogene Leistungen entstehen.<sup>132</sup>

Allerdings ist die verursachungsgerechte Zurechnung einzelner Kostenarten, insbesondere in Querverbundunternehmen und in vertikal integrierten Unternehmen schwierig und bietet den Unternehmen Spielraum bei der Vorgehensweise. Ferner muss die Höhe der aufwandsgleichen Kostenarten bei Monopolunternehmen, die nach einem kostenorientierten Ansatz reguliert werden und damit wenig Anreiz zur Kostenminimierung haben, zum Beispiel mit Hilfe von Betriebsvergleichen kontrolliert werden. Für den Fall, dass Netzbetreiber ohne Verbindungen zu anderen Unternehmen dastehen, ist die Frage der Kostenzuordnung weniger relevant. In Kapitel 2 wurde sogar aufgezeigt, dass Preise in Anlehnung an die Kostenverursachung weniger effizient sein können als nachfrageorientierte Preise.<sup>133</sup>

Wie in Abbildung 5-2 dargestellt, können nicht alle Kostenpositionen aus der Finanzbuchhaltung übernommen werden, da in der Finanzbuchhaltung bilanzpolitische Aspekte im Vordergrund stehen und außergewöhnliche Verluste und Erträge das Ergebnis verzerren können. Um die Genauigkeit einer Kostenrechnung zu erhöhen, müssen kalkulatorischen Kosten ermittelt werden. Auf diese Weise wird versucht die Produkte mit dem Wertverbrauch zu belasten, der tatsächlich erfolgt ist. Die „richtige“ Berechnung von kalkulatorischen Kosten in Energieversorgungsunternehmen ist allerdings nicht eindeutig geklärt und ein regelmäßiger Streitpunkt.<sup>134</sup> Daher werden die einzelnen Positionen erläutert und die geeignete Vorgehensweise für einen Netzbetreiber aufgezeigt.

Die wichtigsten kalkulatorischen Größen sind:<sup>135</sup>

- kalkulatorische Abschreibungen,
- betriebsnotwendiges Kapital,
- kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (Opportunitätskosten, Unternehmerwagnis, Inflationsausgleich),
- kalkulatorische Steuern.

---

<sup>132</sup> Riechmann, Schulz (1996), S. 386.

<sup>133</sup> Vgl. die Darstellung des Ramsey-Pricing in Kapitel 2 dieser Arbeit.

<sup>134</sup> Seicht in Journal für Betriebswirtschaft (1991): S. 227-247, Swoboda in Journal für Betriebswirtschaft (1991): S. 74-85.

<sup>135</sup> Wöhe (1993), S. 1295-1296.

### 5.1.1.1 Kalkulatorische Abschreibungen

Die meisten Vermögensgegenstände in einem Unternehmen verlieren im Zeitverlauf an Wert, entweder durch Verschleiß oder weil sie aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht mehr nutzbar sind. Wenn dieser Werteverzehr durch die kalkulatorischen Abschreibungen erfasst wird, ermöglichen die durch kostendeckende Preise erwirtschafteten Abschreibungen am Ende der Nutzungsdauer die Beschaffung eines neuen Anlagegegenstandes.<sup>136</sup>

Während in der Finanzbuchhaltung die Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten die Grundlage für die Abschreibungen bilden müssen, werden in der internen Kostenrechnung bevorzugt Tagesneuwerte oder Wiederbeschaffungswerte<sup>137</sup> angesetzt. Auf diese Weise soll die „Substanzerhaltung eines Unternehmens sichergestellt und mangelbedingte Preissteigerungen vermieden werden“.<sup>138</sup> Dabei sind Tagesneuwerte, die historischen Anschaffungskosten von Anlagen multipliziert mit aktuellen Preisindizes. Wiederbeschaffungswerte sind prognostizierte zukünftige Anschaffungskosten und zwar zum Ende der Nutzungsdauer eines Anlagegutes.

Bei einer isolierten Betrachtung der Abschreibungen müssten dazu die Wiederbeschaffungswerte zum Ersatzzeitpunkt als Bemessungsgrundlage für die kalkulatorischen Abschreibungen gewählt werden. Die folgende Abbildung 5-3 zeigt diesen Aspekt für ein gegebenes Wirtschaftsgut:

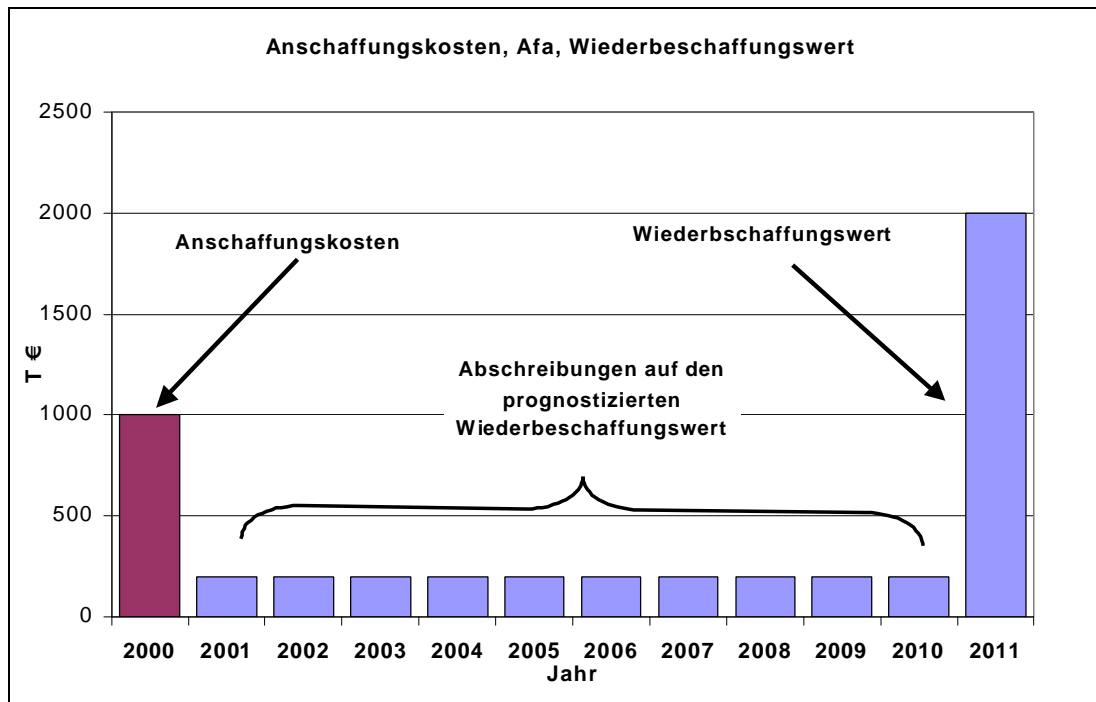
---

<sup>136</sup> Franz in, Männel (Hrsg.), (1992), S. 426.

<sup>137</sup> Der Wiederbeschaffungswert eines gegebenen Gutes wird definiert als der aktuelle Kaufpreis dieses Gutes. Der Tagesneuwert eines gegebenen Wirtschaftsgutes entspricht dem indizierten historischen Anschaffungspreis.

<sup>138</sup> Seicht in Journal für Betriebswirtschaft (1991): S. 228.





**Abbildung 5-3: Abschreibungen auf den Wiederbeschaffungswert**

Quelle: Eigene Ausarbeitung

Da Abschreibungen in der Praxis nicht isoliert dastehen und keine perfekte Prognose von Wiederbeschaffungswerten möglich ist, sollte dieser Ansatz aus verschiedenen Gründen in regulierten Unternehmen abgelehnt werden<sup>139</sup>:

- der Ansatz prognostizierter Wiederbeschaffungswerte ist kaum überprüfbar und würde deshalb große Ermessensspielräume bieten,
- bei dieser Vorgehensweise würde dem Periodisierungsprinzip der Kostenrechnung widersprochen, denn die Geldentwertung, die bei Ansatz von Wiederbeschaffungswerten am Tage der Ersatzbeschaffung berücksichtigt würde, ist zum Zeitpunkt der Abschreibung noch gar nicht eingetreten,
- in bestimmten Fällen würde der Ansatz von zukünftigen Wiederbeschaffungswerten die Stromabnehmer mit übermäßig hohen Strompreisen belasten: in einem EVU, das zur Aufrechterhaltung seiner Kapazität in jeder Periode den gleichen Anteil seines (homogenen) Produktionsmittelbestandes erneuert, entspricht die Summe der anteiligen Tagesneuwertabschreibungen genau dem jeweils unter Berücksichtigung des Eigenfinanzierungsanteils für die Ersatzbeschaffung erforderlichen Betrag, wenn man von der Steuerlast auf entsprechende Rücklagenzuführung absieht.

<sup>139</sup> Sieben, Diedrich (1996), S.46-47.

- außerdem ist zu beachten, dass die Verrechnung anteiliger Abschreibungen auf prognostizierte Wiederbeschaffungswerte oder Tagesneuwerte bei gleichzeitiger nominaler Verzinsung der zwischenzeitlich im Umlaufvermögen angesammelten Abschreibungsgegenwerte einen doppelten Inflationsausgleich ergeben.

Die Auswahl der „richtigen“ Abschreibungsmethode kann nicht isoliert betrachtet werden<sup>140</sup>, sondern ist im Zusammenspiel mit der Eigenkapitalverzinsung und dem Gewinnbegriff zu sehen.

Es gibt zwei sinnvolle Konzepte zur Kalkulation der Kapitalkosten, die Nettosubstanzerhaltungsmethode und die Realkapitalerhaltungsmethode.

Welches der beiden Konzepte im Netzbetrieb besser ist, ist regelmäßiger Streitpunkt in der Betriebswirtschaftslehre. Dahinter steht eine unterschiedliche Auffassung der Aufgaben und Stellung von Stromversorgern bzw. Netzbetreibern. Hier stehen diejenigen, die die Versorgungs- und Anschlusspflicht in den Vordergrund stellen und die Befürworter des „Als-ob-Wettbewerbs“ einander gegenüber.<sup>141</sup>

Wird die Versorgungs- und Anschlusspflicht in den Vordergrund gestellt, ist die (Netto-) Substanzerhaltung die richtige Kalkulationsmethode, bei der die Inflation in den Abschreibungen berücksichtigt wird. Diese Methode stellt die kapitalstrukturneutrale Erhaltung der Leistungsfähigkeit eines Unternehmens in den Vordergrund. Abschreibungen auf eigenfinanzierte Anlagen werden auf Tagesneuwertbasis kalkuliert. So ist sichergestellt, dass eigenfinanzierte Anlagen stets mit Eigenkapital neu beschafft werden können. Fremdfinanzierte Anlagen werden auf Anschaffungswertbasis abgeschrieben. Das Verhältnis Eigenkapital zu Fremdkapital ist bei dieser Methode konstant.<sup>142</sup>

Die andere Sichtweise, die den „Als-ob-Wettbewerb“ in den Vordergrund stellt, befürwortet die Realkapitalerhaltung. Im Unterschied zur Nettosubstanzerhaltung werden hier Finanzierung und Abschreibungen strikt getrennt. Die Abschreibungen werden auf Anschaffungspreisbasis errechnet. Die Berechnung der kalkulatorischen Zinsen erfolgt zu einem nominalen Marktzinssatz, der die Inflation beinhaltet. Es gilt, dass Realkapitalerhaltung und Nettosubstanzerhaltung einander entsprechen, wenn die allgemeine Geldentwertung und die Preissteigerung der Anlagegüter gleich sind.<sup>143</sup>

---

<sup>140</sup> EWI, ENERKO (1994), S.10.

<sup>141</sup> Ebisch, Gottschalk (2001), S. 427-515; Sieben, Dietrich (1996), Kapitel 3; Gutachten LBD (2000), S. 9-10, Meinungsspiegel in der betriebswirtschaftlichen Forschung und Praxis (1996), S. 424-441; Riechmann/Schulz (1996), S. 382-402 und Swoboda (1996), S. 364-381 und Seicht in der betriebswirtschaftlichen Forschung und Praxis (1996), S. 345-363.

<sup>142</sup> Sieben, Dietrich (1996), S. 44-47.

<sup>143</sup> Swoboda (1999), S. 28-30.

Ferner gibt es noch die Bruttosubstanzerhaltungsmethode und die Realkapitalerhaltungsmethode, die jedoch beide aus folgenden Gründen abzulehnen sind.

Bei der Bruttosubstanzerhaltung werden alle Anlagen auf Tagesneuwertbasis abgeschrieben. Dadurch werden zu hohe Kosten kalkuliert und Fremdkapital wird im Zeitverlauf zunehmend durch Eigenkapital ersetzt. Dieses Verfahren ist nur in Unternehmen sinnvoll, die im starken Wettbewerb stehen und wo die Lebensdauer der Anlagegüter sehr kurz ist.<sup>144</sup> Auch die Nominalkapitalerhaltung, die den Vorschriften des HGB zu Grunde liegen, ist als Kalkulationsmethode nicht geeignet, da hier im Zeitverlauf das Eigenkapital vermindert wird. Kein Anleger wäre bereit, unter diesen Umständen in ein Unternehmen zu investieren.

Die Tabelle 5-1 stellt die wichtigsten Formen der Zuordnung verschiedener Abschreibungsmethoden und Eigenkapitalverzinsungen zum zugehörigen Gewinnbegriff zusammenfassend dar. Neben diesen Gewinnkonzepten gibt es eine Reihe weiterer Spielarten, bei der die aufgezeigten Elemente in verschiedenster Weise kombiniert werden. Hier soll aber nicht weiter darauf eingegangen werden.

---

<sup>144</sup> Wöhe (1993) S. 1297, Franz (1992), S. 426.

Kalkulationsmethode	Gewinnbegriff	Bewertung Anlagevermögen (AV) und Umlaufvermögen (UV)	Abschreibungsmethode	Eigenkapitalverzinsung
Nominalkapitalerhaltung	jegliche betragsmäßige Mehrung des nominalen Eigenkapitals als Gewinn	AV zu AK/HK UV zu bilanziellen Werten	Abschreibungen auf Anschaffungs- und Herstellkosten	realer Vergleichszins plus Wagniszuschlag
Realkapitalerhaltung	Mehrung der Kaufkraft der Kapitalgeber als Gewinn	AV zu AK/HK UV zu bilanziellen Werten	Abschreibungen auf Anschaffungs- und Herstellkosten	Nominalverzinsung plus Wagniszuschlag
Bruttosubstanzerhaltung	Güterwirtschaftlicher Gewinnbegriff, Gewinn entsteht, wenn die Wiederbeschaffung des Anlagevermögens mit Eigenkapital gesichert ist	AV zu Tagesneuwerten UV zu bilanziellen Werten	Abschreibungen auf die Tagesneuwerte des Anlagevermögens	realer Vergleichszins plus Wagniszuschlag
Nettosubstanzerhaltung	substantielle Eigenkapitalerhaltung, Gewinn entsteht, wenn die Wiederbeschaffung des eigenfinanzierten Anlagevermögens mit Eigenkapital gesichert ist	AV zu Tagesneuwerten für den eigenfinanzierten Anteil und zu AK/HK für den fremdfinanzierten Teil UV zu bilanziellen Werten	Abschreibungen auf die Tagesneuwerte des Anlagevermögens für den eigenfinanzierten Anteil des AV und auf AK/HK für den fremdfinanzierten Teil	realer Vergleichszins plus Wagniszuschlag

**Tabelle 5-1: Beziehung zwischen Gewinnkonzept und Abschreibungsmethode**

Quelle: eigene Ausarbeitung, Gutachten EWI/ENERKO/Männel (1994)

Die Nutzungsdauer und die Abschreibungsart eines Netzbetriebs sollten bei den kalkulatorischen Abschreibungen der technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer und der linearen Abschreibung entsprechen. Denn so wird der Erfassung und Bewertung des betrieblichen Güterverzehr der Anlagen eines Netzbetreibers am ehesten entsprochen.<sup>145</sup> Die folgende Tabelle 5-2 zeigt die technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern, wie sie in den Bestimmungen der VV II+ und auch bei der Stromtarifkalkulation vorgegeben werden:<sup>146</sup>

<sup>145</sup> Sieben/Diedrich (1996), S.41-42.

<sup>146</sup> VV II +, (2002) Anlage 3, S. 8

Anlagengruppen	ND:	Anlagengruppen	ND:
<b>1. Allgemeine Anlagen</b>		<b>2.2 Netzanlagen des Verteilungsbetriebs</b>	
1.1 Grundstücke	0	2.2.1 Mittelspannungsnetz	40-45
1.2 Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	25-35	Kabel	30-40
1.3 Betriebsgebäude	50-60	Freileitungen	
1.4 Verwaltungsgebäude	60-70	2.2.2 Niederspannungsnetz	
1.5 Gleisanlagen, Eisenbahnwagen	23-27	Kabel 1 kV	40-45
1.6 Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	8-10	Freileitungen 1 kV	30-40
1.7 Werkzeuge/Geräte	14-18	2.2.3 Stationen mit elektrischen Einrichtungen:	
1.8 Lagereinrichtung	14-25	380/220/110/30/10 kV-Stat.	25-35
1.9 EDV-Anlagen		Hauptverteilerstationen	25-35
Hardware	4-8	Ortsnetzstationen	30-40
Software	3-5	Kundenstationen	30-40
1.10 Fahrzeuge		Stationsgebäude	30-50
Leichtfahrzeuge	5	Ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschl. Laufschiene, Außenbeleuchtung in Umspann- und Sachanlagen	25-30
Schwerfahrzeuge	8	Schaltanlagen	30-35
		Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatenanlagen, Ström- und Spannungswandler, Netzschutzanlagen	20-25
<b>2. Fortleitungs- und Verteilungsanlagen</b>		2.2.4 Abnehmeranschlüsse	
<b>2.1 Netzanlagen für Hochspannungsübertragung</b>		Kabel	35-45
2.1.1 Leitungsnetze		Freileitungen	30-35
Freileitung 110-380 kV	40-50	2.2.5 Ortsnetz-Transformatoren, Kaberverteilerschränke	30-35
Kabel 220 kV	40-50	2.2.6 Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR- Empfänger	20-25
Kabel 110 kV	40-50	2.2.7 Fernsprechleitungen	30-40
2.1.2 Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen incl. Trafo und Schalter	35-45	2.2.8 Fahrbare Atomaggregate	15-25
2.1.3 Schutz- Mess- und Überspannungseinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatenanlagen sowie Rundsteueranlagen einschl. Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	25-30		
2.1.4 Sonstiges	20-30		

**Tabelle 5-2: Technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauern für das Anlagevermögen eines Netzbetreibers**

Quelle: VV II+ (2002)

### 5.1.1.2 Das betriebsnotwendige Kapital

Das betriebsnotwendige Kapital wird als Grundlage für die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung aus der Differenz zwischen betriebsnotwendigem Vermögen und Abzugskapital errechnet.

Es gibt verschiedene Methoden das betriebsnotwendige Vermögen zu errechnen. Betriebsnotwendig bedeutet, dass die berücksichtigten Vermögensteile dauerhaft dem Betriebszweck dienen müssen. Gegenbeispiel in einem Netzbetreiberunternehmen wären betriebseigene Wohnungen, die fremdvermietet werden. Es kann z.B. auf der Grundlage der

handelsrechtlichen Bilanz ermittelt werden, wenn sie für den Zweck der Kostenrechnung angepasst wird<sup>147</sup>:

*Bilanzsumme Aktiva*

+ aufgelöste stille Reserven, bzw. nicht bilanzielles Vermögen

./. neutrales/ betriebsfremdes Vermögen

= Betriebsnotwendiges Vermögen

Es gibt noch zwei weitere Möglichkeiten das betriebsnotwendige Vermögen zu berechnen. Einmal kann der halbe Anschaffungswert bzw. Tagesneuwert des betriebsnotwendigen Anlagevermögens angesetzt werden, dann ergibt sich bei einem Anlagevermögen mit einer relativ heterogenen Altersstruktur, annähernd das durchschnittlich gebundene Kapital in einem Unternehmen.

Ferner kann das betriebsnotwendige Vermögen aus der Summe der kalkulatorischen Restwerte des betriebsnotwendigen Anlagevermögens und des Umlaufvermögens gebildet werden. Diese vergleichsweise komplizierte Vorgehensweise ist für die Methodik der Nettosubstanzerhaltung erforderlich. Die kalkulatorischen Restwerte sind dann, im Gegensatz zu den Werten in der Handelsbilanz, das um die kalkulatorischen Abschreibungen auf das betriebsnotwendige Kapital verminderte Anfangskapital<sup>148</sup>:

*Anschaffungswert bzw. Tagesneuwert des Anlagevermögens*

./. Kumulierte kalkulatorischen Abschreibungen

= kalk. Restwert des Anlagevermögens

+ Umlaufvermögen

= betriebsnotwendiges Vermögen

Die Bewertung des Anlagevermögens muss zu Anschaffungswerten erfolgen, wenn bei der Berechnung kalkulatorischer Zinsen ein Nominalzins angesetzt wird (Realkapitalerhaltungskonzept). Für die Bewertung zu Tagesneuwerten ist der Ansatz eines Realzinses richtig (Netto-Substanzerhaltungskonzept).

---

<sup>147</sup> Coeneberg (1999), S. 64, Zimmermann (2001) S. 54.

<sup>148</sup> Wöhe (1999) S. 1299-1301. VV II (1999), Arbeitsanleitungen für die Kalkulation der Stromtarife (1997).

Das Umlaufvermögen ist mit den Beträgen anzusetzen, die durchschnittlich im Unternehmen gebunden sind.<sup>149</sup>

Für eine möglichst realitätsnahe Bestimmung des betriebsnotwendigen Vermögens eines Netzbetreibers, ist die zweite Methode den anderen vorzuziehen, da in den anderen Verfahren das Anlagevermögen nicht genau erfasst wird. Nachteilig ist bei dieser Methode allerdings, dass hierfür ein hoher unternehmensinterner Informationsbedarf über Struktur und Alter der Anlagen erforderlich ist.

Die einzelnen Positionen des betriebsnotwendigen Anlage- und Umlaufvermögens sind<sup>150</sup>:

- Grundstücke und Gebäude, wenn sie im Interesse des Betriebes genutzt werden,
- Maschinen und maschinelle Anlagen, also z.B. Verteilungsnetze, einschl. Schalt- und Regelanlagen, die für den Betriebszweck eingesetzt werden oder der Reservehaltung dienen. Geleaste oder gepachtete Objekte gehören nicht zum betriebsnotwendigen Vermögen,
- Betriebs- und Geschäftsausstattung,
- Anlagen im Bau und auf Anzahlung,
- Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Lizenzen an solchen Rechten,
- betriebsnotwendige Finanzanlagen (Beteiligungen z.B.),
- Brennstoff- und Betriebsstoffvorräte,
- Geldvermögen.

Um von dem betriebsnotwendigen Vermögen zum betriebsnotwendigen Kapital zu gelangen wird im zweiten Schritt das sogenannte Abzugskapital vom betriebsnotwendigen Vermögen abgezogen. Das Abzugskapital ist dem Betrieb zinslos zur Verfügung stehendes Kapital, daher darf es nicht in die Berechnungsgrundlage der Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt werden. Die einzelnen Positionen sind:

- Liefer- und Leistungsverbindlichkeiten,
- Rückstellungen,
- Kundenanzahlungen,
- passive Rechnungsabgrenzungsposten,
- Zuschüsse.

---

<sup>149</sup> Wöhe (1990), S. 1299-1301.

Somit ergibt sich also das betriebsnotwendige Kapital aus<sup>151</sup>:

*betriebsnotwendiges Vermögen*

*./. Abzugskapital*

**= *betriebsnotwendiges Kapital***

Eine wichtige Besonderheit bei der Stromversorgung betrifft die sogenannten Baukostenzuschüsse. Baukostenzuschüsse werden von den Kunden eines Netzbetreibers als Hausanschlussbeiträge und Netzkostenbeiträge geleistet. Sie haben als Ertragszuschüsse eine Preisausgleichsfunktion, weil sie die unterschiedlichen Kosten beim Netzanschluss unterschiedlicher Kunden durch differenzierte Zuschüsse ausgleichen. Damit wird ein einheitlicher Preis innerhalb einer Kundengruppe möglich, der die übrigen Kosten des Netzes abdeckt. Sie werden als Gegenposten zum Bruttoausweis der Anlagen passiviert und jährlich mit 5% aufgelöst<sup>152</sup> und in dieser Höhe als Ertrag des laufenden Geschäfts in den Umsatzerlösen ausgewiesen. Hier ist zu beachten dass auch die Auflösungsbeiträge mit neuen Wertansätzen berücksichtigt werden müssen, wenn das betriebsnotwendige Vermögen zu Tagesneuwerten oder Wiederbeschaffungswerten angesetzt wird.

### **5.1.1.3 Die kalkulatorische Verzinsung**

In der nach handelsrechtlichen Vorgaben aufgestellten Gewinn- und Verlustrechnung werden nur Fremdkapitalzinsen als Aufwendungen berücksichtigt. In der Kostenrechnung müssen jedoch die Eigenkapitalzinsen als Bestandteil des kalkulatorischen Gewinns berücksichtigt werden. Ansonsten gäbe es keinen Anreiz Eigenkapital in ein Unternehmen einzubringen und damit würden auch die Voraussetzungen für die Aufnahme von Fremdkapital fehlen.

Die Zinskosten müssen also den Werteverzehr des gesamten Eigen- und Fremdkapitaleinsatzes in einem Unternehmen erfassen, soweit er nicht schon durch Abschreibungen berücksichtigt wird.

Der Kalkulationszinsfuß auf das gesamte Kapital kann entsprechend der günstigsten Fremdkapitalalternative bzw. der optimalen Alternativanlage festgelegt werden. Als Zins kann ein Nominalzins oder ein Realzins vorgegeben werden. Wie in dem Abschnitt über die kalkulatorische Abschreibung angeführt, ist das bei einer korrekten Vorgehensweise davon abhängig, ob ein Inflationsausgleich bereits über die Abschreibungen erfasst wird oder nicht.

---

<sup>150</sup> Eine ausführliche Darstellung gibt VDEW (1987), S.34-35.

<sup>151</sup> Zimmermann (2001), S.54.

<sup>152</sup> Baukostenzuschüsse gemäß § 9 AVBElt, (1979, zuletzt geändert in 2001).



Häufig wird als Zinsfuß das langfristige Mittel (10 Jahre) der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere vorgegeben.<sup>153</sup>

Die in der VV II+ angewendete Möglichkeit Zinskosten zu kalkulieren unterstellt eine Trennung von Fremd- und Eigenkapital. Die Zinskosten für das Fremdkapital werden in Höhe des Zinsaufwandes angenommen und die Zinskosten für das betriebsnotwendige Eigenkapital in Höhe eines Opportunitätszinssatzes. Da in der Regel Eigenkapital teurer ist als Fremdkapital wird allerdings die Eigenkapitalquote begrenzt.<sup>154</sup>

Der in den derzeit gültigen Vorschriften für die Kalkulation von Netznutzungsentgelten in Deutschland vorgegebene Realzinssatz beträgt 6,5%, einschließlich Wagniszuschlag.<sup>155</sup>

#### **5.1.1.4 Kalkulatorischer Gewinn (Wagniszuschlag, Leistungsgewinn)**

Der kalkulatorische Gewinn umfasst im Allgemeinen neben der im vorangegangenen Kapitel dargestellten Eigenkapitalverzinsung.<sup>156</sup>

- kalkulatorische Wagniszuschläge,
- Leistungsgewinn,
- ggf. Rücklagenzuführung zur Erhaltung des Eigenkapitalanteils,
- kalkulatorischen Unternehmerlohn.

Die kalkulatorischen Wagniszuschläge werden gebildet um dem allgemeinen Unternehmerrisiko und den speziellen Einzelwagnissen, sofern sie nicht versicherbar sind, Rechnung zu tragen. Schadensfälle oder Verluste, die weder der Höhe noch dem Zeitpunkt nach nicht vorhersehbar sind, sollen durch die Berücksichtigung der Einzelwagnisse periodisiert werden. Einzelwagnisse können als kalkulatorische Kosten in Anlehnung an Erfahrungswerte angesetzt werden. Treten Schadensfälle oder Verluste dann tatsächlich auf, sind sie in der Erfolgsrechnung als neutraler Aufwand und in der Kostenrechnung nicht zu berücksichtigen.<sup>157</sup>

Das allgemeine Unternehmerwagnis steht für das Risiko eines Eigenkapitalgeber, keine angemessene Verzinsung seiner Einlage zu erhalten. Das allgemeine Unternehmerwagnis

---

<sup>153</sup> Monatsberichte der Deutschen Bundesbank, Statistischer Teil (2003) S. 51\*.

<sup>154</sup> Die Eigenkapitalquote ist seit dem 1.1.2003 auf 50% und wird ab dem 1.1.2004 auf 40% beschränkt, VV II+, Anlage 3, S. 4.

<sup>155</sup> VV II+, Anlage 3, S. 7.

<sup>156</sup> Leitsätze für die Ermittlung von Preisen auf Grund von Selbstkosten, Nr. 51. (1953 zuletzt geändert 2001).

<sup>157</sup> Zimmermann (2001), S. 62, Kloock et al. (1990), S. 72-74.

bezeichnet also das unternehmerische Risiko. Beispiele für allgemeine unternehmerische Risiken in Netzbetrieben sind:

- Auslastungsrisiken (reale Auslastung ist geringer, als die der Preiskalkulation zu Grunde gelegte, eine Preisanpassung ist aber nicht möglich),
- Technologierisiko (durch vermehrte dezentrale Einspeisung sinkt die Netzauslastung),
- Bindungsrisiken (Investitionen in Netzbetrieben sind in der Regel sehr langfristig und ökonomisch irreversibel, wenn sie einmal getätigt wurden),
- Preisrisiken (Risiko unangemessen stringenter Regulierung).

Das allgemeine Unternehmerwagnis kann auf der Basis von Kapitalmarktdaten mit der Capital-Asset-Pricing-Methode beziffert werden. Dabei wird das allgemeine unternehmerische Risiko als Aufschlag auf einen risikolosen Basiszinssatz<sup>158</sup> errechnet.<sup>159</sup> Beim CAPM wird für z.B. für Netzbetreiber ein  $\beta$ -Faktor ermittelt, der die Volatilität der Aktienrendite im Verhältnis zur Marktrendite beziffert. Z.B. bedeutet ein  $\beta$ -Wert von 1, dass das allgemeine Unternehmerrisiko der Netzbetreiber genau dem Gesamtmarktrisiko entspricht. Das Unternehmerrisiko ist das Produkt aus  $\beta$ -Faktor und Marktrisiko prämie. Die folgende Rechnung zeigt das Vorgehen kurz:

Marktrisiko prämie = Marktrendite – Basiszinssatz:  $(r_M - i)$

Damit ergibt sich dann als branchenspezifischer Risikozuschlag:  $\beta_{NB} * (r_M - i)$

Und damit als Eigenkapitalkostenansatz insgesamt:  $i + \beta_{NB} * (r_M - i)$

In einem aktuellen Gutachten<sup>160</sup> über das Risiko von Stromnetzbetreibern wird ein branchenspezifischer Risikozuschlag von 0,536-0,722 ermittelt. Damit ergibt sich insgesamt eine Eigenkapitalverzinsung für Netzbetreiber in einer Höhe von 6,44% - 9,84%.

Die aufgezeigte Bestimmung des allgemeinen Unternehmerwagnisses ist allerdings keine eindeutige Rechnung, sondern enthält einen großen Ermessensspielraum. Das allgemeine Unternehmerwagnis wird in Netzbetrieben auch nicht allgemein anerkannt: Seitens des Bundeskartellamtes wird den Netzbetreibern z.B. keine Verzinsung des allgemeinen Unternehmerwagnisses zugestanden.<sup>161</sup>

---

<sup>158</sup> Vgl. zum Basiszinssatz die Ausführungen des vorangegangenen Kapitels.

<sup>159</sup> Sieben, Maltry (2002), S. 61-63

<sup>160</sup> Gerke (2003), S.45 und S. 9.

<sup>161</sup> Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom (2001), S. 36

Ein Leistungsgewinn<sup>162</sup> kann „bei Vorliegen einer besonderen unternehmerischen Leistung in wirtschaftlicher, technischer oder organisatorischer Hinsicht“ abgegolten werden. Dabei kann in wirtschaftlicher Hinsicht eine besonders günstige Kostengestaltung honoriert werden. Die Gewährung eines Leistungsgewinns könnte bei der Vorgabe von Preis- oder Erlösschranken als Anreizkomponente eine große Rolle spielen.<sup>163</sup> Auch in technischer Hinsicht können Leistungsgewinne für besonders gute Qualität, hohe Präzision etc. gewährt werden.

Der Unternehmerlohn spielt nur in Unternehmen, die als Personengesellschaften geführt werden eine Rolle. Im Netzbetrieb werden die Unternehmen nicht in dieser Rechtsform geführt, daher soll hier auf eine nähere Darstellung verzichtet werden.<sup>164</sup>

#### **5.1.1.5 Steuern<sup>165</sup>**

Die verschiedenen Steuerformen, die in der Betriebswirtschaft unterschieden werden, sind :

- Verkehrssteuern (z.B. Grunderwerbssteuer, Versicherungssteuern, Kraftfahrzeugsteuern, Umsatzsteuern),
- Verbrauchssteuern (z.B. Mineralölsteuer),
- Substanzsteuern (Schenkungssteuer, Erbschaftsteuer),
- Ertragsteuern (z.B. Gewerbesteuern, Körperschaftsteuern, Einkommensteuer).

Die Verkehrs- und Substanzsteuern haben einen eindeutigen Kostencharakter. Sie sind daher bei der Kostenkalkulation in jedem Fall zu berücksichtigen, wenn die Steuern im Rahmen der betrieblichen Tätigkeit entstehen. Diese Steuern werden in Höhe der tatsächlich angefallen Beträge bei der kalkulatorischen Kostenrechnung berücksichtigt.

Bei den Ertragsteuern ist die Gewerbeertragsteuer in voller Höhe als Kostensteuer zu berücksichtigen, die Körperschaftsteuer nicht.

Die Gewerbeertragssteuer ist eine Objektsteuer, die sich nicht auf die persönlichen Verhältnisse von Unternehmenseignern bzw. Anteilseignern bezieht, sondern ausschließlich an die Verhältnisse des Unternehmens, also des Gewerbebetriebs, anknüpft. Die Gewerbeertragsteuer wird auf den Gewerbeertrag plus 50% der Dauerschuldzinsen erhoben. Die Gewerbeertragsteuer stellt eine Betriebsausgabe dar und ist deshalb bei der

---

<sup>162</sup> Leitsätze für die Ermittlung von Preisen auf Grund von Selbstkosten, (1953 zuletzt geändert 2001) S. 495-496.

<sup>163</sup> Vgl. hierzu Kapitel 3 und Kapitel 6, in denen anreizorientierte Regulierungsverfahren erläutert werden.

<sup>164</sup> Eine ausführliche Darstellung z.B. in Zimmermann (2001), S. 63.

Kalkulation der Herstellungskosten zu berücksichtigen. Die Körperschaftsteuer hingegen muss bei der kalkulatorischen Kostenrechnung nur auf Basis der so genannten Scheingewinne kalkuliert werden.

Scheingewinne bzw. -verluste<sup>166</sup> ergeben sich dann, wenn steuerliche Abschreibungen und kalkulatorische Abschreibungen voneinander abweichen. Der Betrag, der als Scheingewinnbesteuerung berücksichtigt werden kann, ergibt sich mit T als Steuersatz entsprechend der folgenden Formel:

$$\frac{(kalk.Afa - steuerl.Afa) \cdot T}{(1 - T)} = \text{Ausgleich für Steuern auf Scheingewinne.}$$

Die Berücksichtigung der „Scheingewinnbesteuerung“ ist genau dann konsistent, wenn Unternehmen in den Perioden, in denen die *kalk.Afa* < *steuerl.Afa* ist, einen Abschlag auf ihre Steuerlast berücksichtigen. Es handelt sich bei dieser Position nur um eine Steuerverschiebung.

#### 5.1.1.6 Leistungsarten

Nachdem die Kostenarten ausführlich erläutert wurden, können die Leistungsarten vergleichsweise kurz erläutert werden. Denn im Falle der Leistungsarten gibt es keine derart kontroverse Diskussion über Inhalt und Bewertung einzelner Positionen.

Leistung kann im betriebswirtschaftlichen Sinn definiert werden als das „Ergebnis der betriebswirtschaftlichen Tätigkeit, das sich in Sachgütern und/oder Dienstleistungen für den Markt oder für den eigenen Betrieb, so genannte innerbetriebliche Leistungen“, ausdrücken lässt. Die Leistungsartenrechnung gibt eine Antwort auf die Frage, **welche** Leistungen im Betrieb entstanden sind.

Eine grobe Gliederung der Leistungsarten kann aus dem Gliederungsschema für die Erfolgsrechnung nach dem Handelsgesetzbuch abgeleitet werden:<sup>167</sup>

- Umsatzerlöse, in der Regel nach Kundengruppen eingeteilt,
- Auflösung der Baukostenzuschüsse,
- Bestandsveränderungen,

---

<sup>165</sup> Eine ausführliche Darstellung der Berücksichtigung von Steuern in der kalkulatorischen Kostenrechnung in Sieben, Maltry (2002), S. 66-73.

<sup>166</sup> Zusammenstellung von Kostenrechnungsansätzen für kalkulatorische Kosten von Stromnetzen (Transport und Verteilung) in den Ländern Norwegen, England/Wales, Dänemark und Niederlande, EWU, *frontier, economics*(2001), S.45-46. VV II +, Hauptteil S. 6.

<sup>167</sup> VDEW (1987), S.48-49.

- andere aktivierte Eigenleistungen,
- innerbetriebliche Leistungen.

Wie auch bei der Kostenartenrechnung werden in Geld bewertete Größen, also Erträge, abgegrenzt: Die Erträge sind der bewertete Wertzugang einer gegebenen Abrechnungsperiode. Die folgende Abbildung 5-4 zeigt die Abgrenzung der Erträge aus der Finanzbuchhaltung von den Leistungen:

		Leistung		
		Grundleistung	Andersleistung	Zusatzleistung
neutraler Ertrag		betrieblicher, ordentlicher, periodenechter Ertrag		
betriebsfremder Ertrag periodenfremder Ertrag außerordentlicher Ertrag	als Leistung in gleicher Höhe verrechneter Ertrag		nicht unmittelbar als Leistung verrechnungsfähiger Ertrag	
	Leistungsgleicher Ertrag (Betriebsertrag/Zweckertrag)			
<b>Ertrag</b>				

**Abbildung 5-4: Abgrenzung zwischen Leistungen und Erträgen**

Quelle: Schweitzer/Küpper (1995)

In der Leistungsrechnung dürfen die betriebsfremden Erträge nicht und die betrieblichen periodenfremden und außerordentlichen Erträge erst nach einer geeigneten zeitlichen Verteilung eingehen. Alle übrigen Erträge, die betrieblich, ordentlich und periodenecht sind, können unverändert in die Leistungsrechnung übernommen werden.<sup>168</sup>

### 5.1.2 Kosten- und Leistungsstellenrechnung

Der zweite Schritt der Kosten- und Leistungsrechnung ist die Kosten- und Leistungsstellenrechnung. Kosten, die nicht direkt einzelnen Kostenträgern zugeordnet werden können, müssen den Umweg über die Kostenstellenrechnung gehen. Diese Kosten sind die Kostenträrgemeinkosten und/oder Kostenstellengemeinkosten.

Die Zwecke der Kostenstellenrechnung sind:<sup>169</sup>

<sup>168</sup> VDEW (1987), S.18.

<sup>169</sup> Wöhe (1990), S. 1305.

- die Vorbereitung einer möglichst genauen Zuordnung von Gemeinkosten auf Kostenträger,
- Überwachung und Kontrolle der Wirtschaftlichkeit der betrieblichen Tätigkeit,
- Lieferung von relevanten Daten für Planungsaufgaben.

Dazu sind die in jeder Kostenstelle anfallenden Kosten entsprechend der Belastung durch die Kostenträger über geeignete Maßgrößen (Bezugsgrößen, Verteilungsschlüssel) zu bestimmen.<sup>170</sup> Das ist im Netzbetrieb nicht ohne weiteres möglich, denn Netzbetreiber sind Mehrproduktunternehmen<sup>171</sup>, die eine Vielzahl von Produkten - bestimmt durch das Abnahmeprofil der Netznutzer - anbieten. Außerdem ist der Netzbetrieb ein mehrstufiges Geschäft, so dass die verschiedenen Produktarten einzelne Produktionsfaktoren unterschiedlich stark beanspruchen. So belastet z.B. die Netznutzung eines Haushaltskunden das Hochspannungsnetz in ganz anderer Weise als die eines Industriekunden.

Zunächst sind die Kostenstellen sinnvoll zu gliedern. Die gewählten Kostenstellen müssen klar gegeneinander abgegrenzt werden. In der Regel werden dabei räumliche, verantwortungsbereichsorientierte, funktionale und abrechnungstechnische Gesichtspunkte berücksichtigt.<sup>172</sup> Die folgende Tabelle 5-3 zählt beispielhaft die wichtigsten Kostenstellen eines Verteilungsnetzbetreibers auf.

---

<sup>170</sup> Zimmermann (2001), S. 68.

<sup>171</sup> Borrmann, Finsinger (1999) S. 26.

<sup>172</sup> Zimmermann (2001), S.68-70.

<b>Kostenstellen</b>	
Kostenstelle 1	Gemeinsame KST
Kostenstelle 2	Verwaltung allg.
Kostenstelle 3	Vertrieb allg.
Kostenstelle 4	HSP-Netz
Kostenstelle 5	Schalteinrichtung HSP-Netz
Kostenstelle 6	Umspann. HSP-MSP
Kostenstelle 7	MSP-Netz
Kostenstelle 8	Schalteinrichtung MSP-Netz
Kostenstelle 9	Umspann. MSP-NSP
Kostenstelle 10	NSP-Netz
Kostenstelle 11	Schalteinrichtung NSP-Netz
Kostenstelle 12	Hausanschlüsse
Kostenstelle 13	Messung, Zählerwesen
Kostenstelle 14	Vertrieb direkt
Kostenstelle 15	Konzessionsabgabe
Kostenstelle 16	Reparaturstelle
Kostenstelle 17	Aktivierete Eigenleistungen
Kostenstelle 18	Nebengeschäfte

**Tabelle 5-3: Kostenstellen eines Verteilungsnetzbetreibers**

Quelle: VDEW (1987)

### 5.1.2.1 Kostenschlüssel

Die Kostenverrechnung mit Hilfe von Verteilungsschlüsseln ist stets nur ein Näherungsverfahren, bei dem keine „richtigen“ Ergebnisse erzielt werden können. Daher sollten Schlüssel zum einen so verursachungsgerecht wie möglich und zum anderen soll die Vorgehensweise leicht nachvollziehbar sein. Als gebräuchlichste Kostenschlüssel können Mengen- und Wertschlüssel unterschieden werden.<sup>173</sup>

Mengenschlüssel sind:

---

<sup>173</sup> Coenenberg (1999), S. 84.

- Zählgrößen (Stückzahl, Personenzahl),
- Zeitgrößen (Tage, Stunden, Maschinenlaufzeiten in Stunden usw.),
- Längen- oder Flächenmaße, Rauminhalt,
- Gewichtsgroßen,
- Leistungsgrößen,
- sonstige technische Größen.

Wertschlüssel sind:

- Kostengrößen (Löhne, Materialkosten, Fertigungs- und Herstellkosten usw.),
  - Umsatz,
  - Einsatzwerte, Durchsatzwerte, Produktionswerte,
  - Vermögenswerte.
- Beispiele für Mengenschlüssel eines Netzbetreibers wären die Anzahl der Stromabnehmer, die Stromabgabemenge je Stromabnehmer oder die Anzahl der Zählerablesungen für die Verteilung der Vertriebskosten. Ebenso könnten die Vertriebskosten nach einem Wertschlüssel, wie dem Umsatz, umgelegt werden. Das folgende Rechenbeispiel zeigt, dass sich je nach Wahl des Verteilungsschlüssels ganz unterschiedliche Kostenbeträge ergeben können.

Schlüssel		Anteilige Kosten
<b>Durchgeleitete kWh</b>	150 MWh /200 MWh = 0.75 Haushaltskunden	2.25 Mio €
	50 MWh /200 MWh = 0.25 Sondervertragskunden	0.75 Mio €
<b>Anzahl Kunden</b>	40 Tsd. /45 Tsd. = 0.9 Haushaltskunden	2.70 Mio €
	5 Tsd. /45 Tsd. = 0.1 Sondervertragskunden	0.30 Mio €
<b>Anzahl der Ablesungen</b>	40 x 1 Ablesungen /100 Ablesungen Haushaltskunden	1.20 Mio €
	5 x 12 Ablesungen /100 Ablesungen Sondervertragskunden	1.80 Mio €

**Tabelle 5-4: Einfluss der Schlüssel auf die Verteilung der Gemeinkosten**

Quelle: Eigene Berechnungen

### 5.1.2.2 Leistungsstellen

Leistungsstellen sind die Orte im Unternehmen, wo die Leistungen entstehen. Prinzipiell ist jede Kostenstelle auch eine Leistungsstelle, da jeder betriebliche Werteverzehr schließlich



der Leistungserstellung dient. Man unterscheidet Hauptleistungen, die für den externen Absatz bestimmt sind und Hilfsleistungen für interne Zwecke.

Häufig werden mehrere Kostenstellen zu einer Leistungsstellengruppe oder einem Leistungsstellenbereich zusammengefasst. Bei den Leistungsstellen stehen nicht die abrechnungstechnischen Aufgaben im Vordergrund, sondern hier wird die funktionale Beziehung zwischen Werteverzehr und den entstandenen Leistungen hergestellt.<sup>174</sup> Im Netzbetrieb entsprechen die Leistungsstellen den in Tabelle 5-3 aufgelisteten Kostenstellen.

### 5.1.3 Kosten- und Leistungsträgerrechnung

Der letzte Schritt der Kosten- und Leistungsrechnung ist die Kosten- und Leistungsträgerrechnung. Sie „hat die Aufgabe, die Herstell- bzw. Selbstkosten, die bei der Erstellung von absatzfähigen oder innerbetrieblichen Leistungen entstanden sind, auf die Leistungseinheiten zu verrechnen“.<sup>175</sup> Dann erst können die Kosten pro Leistungseinheit ermittelt werden, um:<sup>176</sup>

- die betriebliche Leistung bewerten zu können,
- preispolitische Entscheidungen treffen zu können, bzw. um „Selbstkostenpreise“ zu bestimmen,
- die Kostenkontrolle einzelner erstellter Leistungen vornehmen zu können,
- Planungsgrundlagen zu schaffen.

Die Kostenträgerrechnung ist im Rahmen der Regulierung von Stromnetzbetrieben bei kostenorientierten Regulierungsverfahren und im Rahmen von Preisreviews erforderlich. Dann werden die Leistungseinheiten nach Kostenträgern unterteilt. Im Verteilnetzbetrieb sind das z.B. eine verteilte kWh Strom (=Leistungseinheit) an einen Haushaltskunden (= Kostenträger).

Die folgende Tabelle 5-5 zeigt beispielhaft die Kostenträger eines Verteilungsnetzbetriebs, auf die die oben genannten Kosten zu verteilen sind. Andere Aufteilungen, z.B. unterschieden verschiedenen Tageszeiten, wären ebenso möglich.

---

<sup>174</sup> VDEW (1987), S. 66.

<sup>175</sup> Wöhe (1990), S. 1321.

<sup>176</sup> Schweitzer, Küpper (1995) S. 162, Zimmermann (2001) S. 100-101.

- MSP-Kunden mit Lastmessung, Benutzungsdauer > 3000 h/a
- MSP-Kunden mit Lastmessung, Benutzungsdauer < 3000 h/a
- NSP-Kunden mit Lastmessung, Benutzungsdauer > 3000 h/a
- NSP-Kunden mit Lastmessung, Benutzungsdauer < 3000 h/a
- Nachtspeicherheizung
- NSP Haushalte
- NSP Gewerbe
- NSP Landwirtschaft

**Tabelle 5-5: Beispiel für die Kostenträger eines Verteilnetzbetriebs**

Quelle: VV II+ (2001)

Einige Kosten können direkt, andere erst nach Durchführung der Kostenstellenrechnung auf Kostenträger verteilt werden. Die folgende Tabelle 5-6 fasst zusammen, welche Kosten in einem Netzbetrieb direkt zugeordnet werden können, hierbei handelt es sich um die variablen Einzelkosten im Netzbetrieb, und welche Kosten erst über den Umweg der Kostenstellenrechnung und/oder einer Schlüsselung bei der Kostenträgerrechnung umgelegt werden können.

	Direkte Zurechnung auf Kostenträger	Zurechnung nach Kostenstellenrechnung	Zurechnung nach Kostenträgerrechnung
Kosten für den Netzanschluss	X		
Kosten für die Erschließung	X		
Kosten für die Zähler (Installation, Zählerwechsel)	X		
Messung, Ablesung, Verrechnung	X		
Lieferantenwechsel	X		
Kosten vorgelagerter Netzebenen			X
Netzkosten im engeren Sinne (Kapitalkosten, Wartung und Instandhaltung, Netzsteuerung)			X
Systemdienstleistungen			X
Netzverluste	X		
Versicherungen		X	X
Öffentliche Abgaben, Steuern		X	X
Konzessionsabgaben	X		
Overhead (Geschäftsleitung, Rechnungswesen, Personalverwaltung, EDV, Marketing etc.)		X	X

**Tabelle 5-6: Direkte und indirekte Zuordnung von Kosten auf Kostenträger**

Quelle: Wild et al. (2001) und eigene Ausarbeitung

Die Vorgehensweise bei der Kostenträgerrechnung ist vom Produktionsverfahren in einem Unternehmen abhängig. Man unterscheidet als Produktionsverfahren die homogene Fertigung, die heterogene Fertigung und die Kuppelproduktion, jeweils mit und ohne Lagerhaltung.

Die beiden Hauptformen für die Zurechnung der Kosten auf Kostenträger sind die Divisionskalkulation und die Zuschlagskalkulation. Die folgende Abbildung zeigt zunächst in einem Überblick, welche Varianten dieser Kalkulationsverfahren bei welchen Fertigungsarten sinnvoller Weise angewendet werden können.<sup>177</sup>

<sup>177</sup> Zimmermann (2001) S. 116 ff., Coenenberg (1999), S. 91-102.

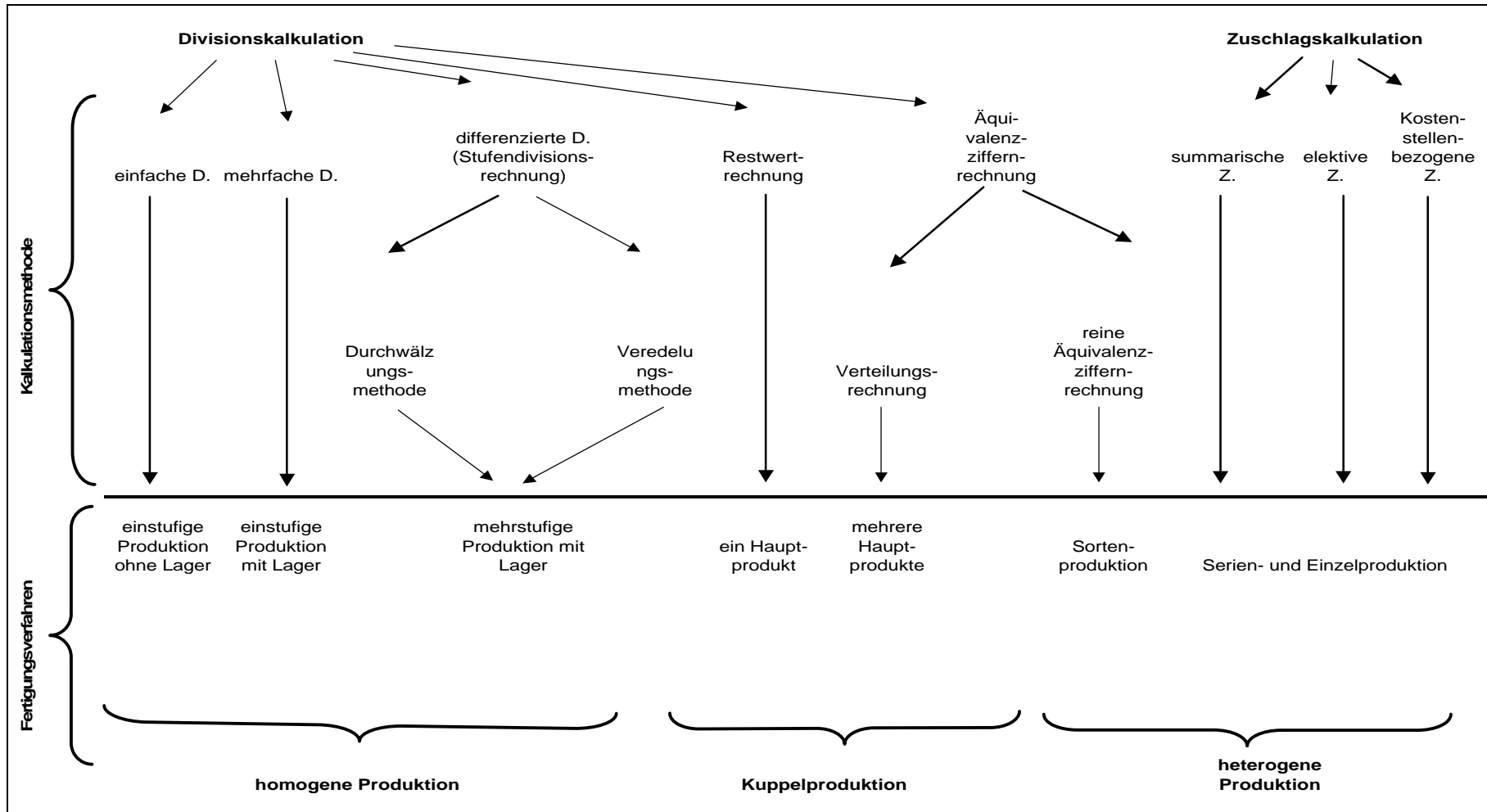


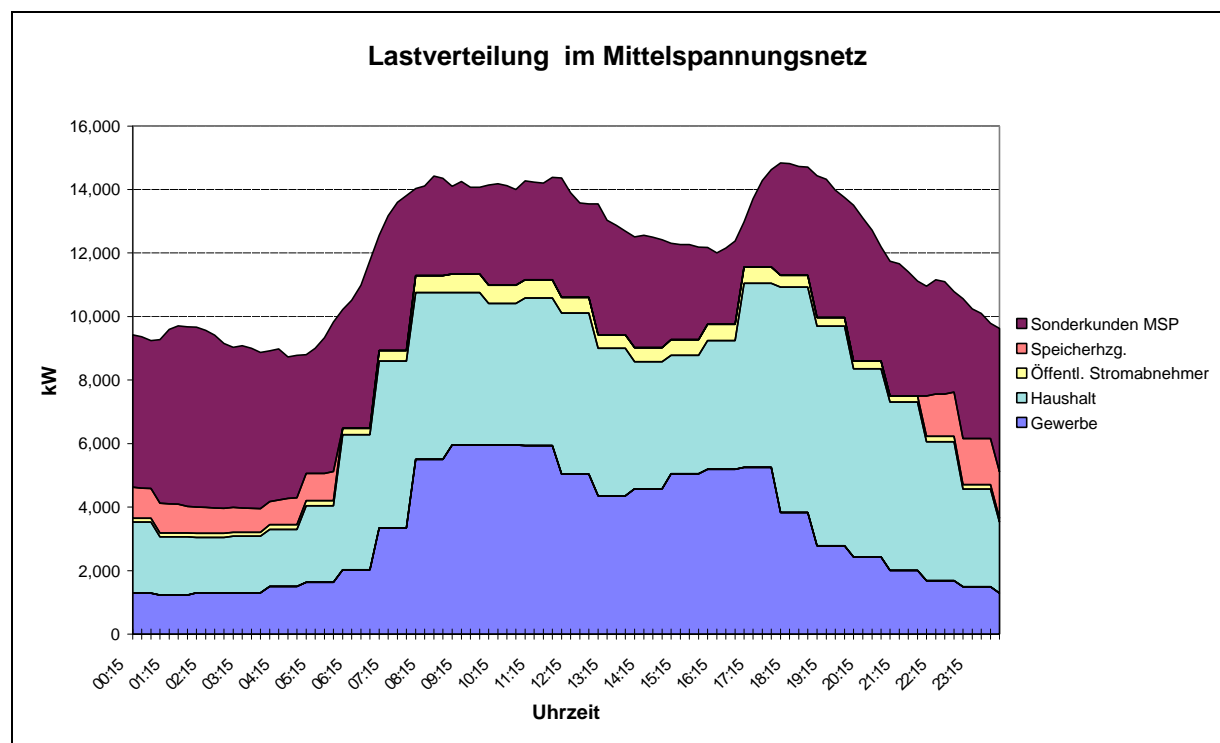
Abbildung 5-5: Beziehung zwischen Fertigungsverfahren und Kalkulation der Selbstkosten

Quelle: Zimmermann (2001)

Eine detaillierte Darstellung der einzelnen Verfahren ist in verschiedenen Standardwerken über die Kostenrechnung, wie zum Beispiel in Zimmermann (2001), S. 102-115, Coenenberg (1999) S. 91-111 zu finden. Besonderheiten von Energieversorgungsunternehmen werden in VDEW (1987), Axel Thomas (2001) berücksichtigt.

Das Produktionsverfahren eines Netzbetreibers kann als „Sortenproduktion“ ohne Lagerhaltung klassifiziert werden. Sortenproduktion bedeutet, dass ein „Unternehmen mehrere Produktarten, die produktionstechnisch verwandt und in ihrer Kostenstruktur ähnlich sind“ erzeugt. Die Produktarten eines Netzbetreibers sind die Verteilung von Strom eines Stromerzeugers oder einer definierten Stromlieferung, an verschiedene Kundengruppen.

Die Zurechnung der Kosten erfolgt bei der Sortenfertigung mit Hilfe der Äquivalenzziffernrechnung, die eine Unterart der Divisionskalkulation darstellt. Bei diesem Verfahren werden über Gewichtungsfaktoren, die sogenannten Äquivalenzziffern, die verschiedenen Produkte vergleichbar gemacht. Die Äquivalenzziffer gibt das Verhältnis an, in dem die Kosten einer Produktart, wie z. B. Schwachlaststrom oder Haushaltsstrom, zu den Kosten des rechnerischen Einheitsproduktes steht. Ist eine geeignete Äquivalenzziffer gefunden, können die Selbstkosten einer Produkteinheit berechnet werden.



**Abbildung 5-6: Lastverteilung im Mittelspannungsnetz**

Quelle: Eigene Ausarbeitung

Es geht darum, eine Äquivalenzziffer zu finden, mit deren Hilfe die Kosten der Leistungsvorhaltung des Netzes den verschiedenen Kundengruppen möglichst verursachergerecht angelastet werden können. Dazu gibt es verschiedene Verfahren<sup>178</sup>:

- Höchstlast- oder auch Spitzenlastanteilsverfahren,
- nach Zeiten differenziertes Höchstlastverfahren,
- zeitungleiches Höchstleistungsverfahren,
- Benutzungsdauerverfahren,
- Starklast-Benutzungsdauerverfahren,
- Energiequalitäten – Zeitrasterkalkulation.

#### 5.1.3.1 **Erlösträgerstückrechnung**<sup>179</sup>

Der letzte Schritt bei der Kosten- und Erlösrechnung ist die Erlösträgerstückrechnung. Hier werden die Erlöse, die aus dem Verkauf von Gütern oder Dienstleistungen den jeweiligen Gütern oder Dienstleistungen zugeordnet. Diese Rechnung ist sehr leicht durchzuführen. Die Stückerlöse werden unmittelbar aus der Erlösartenrechnung abgelesen. Der Gesamtbetrag ist dort nach den verschiedenen Produkten in einem Unternehmen erfasst und lässt sich für eine verkaufte Menge lässt sich proportional den jeweiligen Einheiten zurechnen. Aber auch hier kann es Gemeinerlöse geben, die für eine oder mehrere Produkte anfallen und für die sich dann ähnliche Verteilungs- und Schlüsselungsprobleme ergeben, wie bei der Kostenträgerrechnung. Ein Beispiel für Gemeinerlöse eines Netzbetreibers sind die Auflösungen der Baukostenzuschüsse, die im Allgemeinen genau wie die Netzkosten mit Hilfe von Schlüsseln den verschiedenen Kundengruppen zugeordnet werden.

#### 5.1.3.2 **Betriebsergebnisrechnung**

In der Betriebsergebnisrechnung können schließlich alle Kosten und Leistungen einer Periode einander gegenübergestellt werden, so dass der Erfolg einer Abrechnungsperiode ermittelt werden kann. In der Regel wird die Betriebsergebnisrechnung in monatlichen Abständen aufgestellt und daher auch kurzfristige Erfolgsrechnung genannt.<sup>180</sup>

Die Verfahren der Betriebsergebnisrechnung sind das Gesamtkostenverfahren und das Umsatzkostenverfahren. Beide Verfahren können in Abhängigkeit davon, ob sie die

---

<sup>178</sup> Ausführliche Erläuterung der verschiedenen Vorgehensweisen in VDEW (1987), Kapitel 5.4.

<sup>179</sup> Schweitzer, Küpper (1998), S. 191-192.

gesamten Kosten einer Periode oder nur Teile betrachten, auf Voll- oder Teilkostenbasis geführt werden.

Das Gesamtkostenverfahren ist ein **kostenartenorientiertes** Verfahren, weil zur Ermittlung des Betriebsergebnisses die Differenz zwischen den gesamten Leistungen und den gesamten Kosten, nur nach Kostenarten differenziert gegenübergestellt werden. Sie ist ähnlich wie die Gewinn- und Verlustrechnung aufgebaut, nur anstelle von Aufwendungen und Erträgen sind die Kosten und Leistungen, einschließlich Lagebestandsveränderungen, einander gegenübergestellt.

Das Umsatzkostenverfahren hingegen ist ein **kostenträgerorientiertes Verfahren**. Hier werden die Kosten und Erlöse einer Periode nach Kostenträgern getrennt gegenübergestellt. Hier lässt sich also erkennen, in welcher Weise einzelne Produkte zum Unternehmenserfolg einer gegebenen Periode beigetragen haben. Der Unterschied zwischen dem Umsatzkostenverfahren und dem Gesamtkostenverfahren liegt

Für eine Preisbeurteilung sind beide Verfahren geeignet, wenn auch beim Gesamtkostenverfahren die Kosten einzelnen Kundengruppen zugeordnet werden.

#### 5.1.4 Die Grenzkostenrechnung<sup>181 182</sup>

Im Rahmen der Wohlfahrtsökonomie und der Wettbewerbspolitik gilt, wie in Kapitel 2 dargestellt, dass die Bereitstellung des Angebots zu Grenzkostenpreisen die Wohlfahrt einer Gesellschaft maximiert. Im Folgenden soll nun die betriebswirtschaftliche Seite zum Thema Grenzkosten für einen Netzbetreiber dargestellt werden.

Die Grenzkostenrechnung stellt die zweite Hauptart möglicher Kostenrechnungssysteme dar. Die Grenzkostenrechnung leitet sich gedanklich aus einer Infinitesimal-Betrachtung ab: Man fragt danach, welche Kosten entstehen würden, wenn eine weitere marginale Einheit eines Produktes hergestellt würde. Die Grenzkostenrechnung ist eine Teilkostenrechnung<sup>183</sup>, da nur bestimmte Kosten den Kostenträgern zugeordnet werden.

---

<sup>180</sup> Zimmermann (2001), S. 118 ff..

<sup>181</sup> Eine sehr ausführliche Darstellung der Grenzplankostenrechnung, auch im Verhältnis zu anderen Kostenrechnungssystemen gibt z.B. Kilger et al. (2002).

<sup>182</sup> Die folgenden Ausführungen lehnen sich hauptsächlich an die Darstellung in Coenenberg, Kostenrechnung und Kostenanalyse, (1999), S.114-125 an.

<sup>183</sup> Andere Systeme der Teilkostenrechnung sind das Direct Costing, die stufenweise Fixkostenrechnung und Rechnung mit relativen Einzelkosten. Darstellung z.B. in Coenenberg (1999), S. 225-235, S. 240-251.

Normalerweise ist eine Grenzkostenrechnung für unternehmenspolitische Entscheidungen unabdingbar, da erst die Grenzkostenrechnung Informationen darüber liefert, ob die Herstellung eines bestimmten Produktes einen positiven Deckungsbeitrag liefern kann. Die Zwecke der Grenzkostenrechnung, die mit einer Vollkostenrechnung nicht erfüllt werden können, sind<sup>184</sup>:

- Produktprogrammentscheidungen im Rahmen vorgegebener Kapazitäten,
- Aussonderung unprofitabler Produkte,
- Preispolitik bei Mehrproduktunternehmen,
- Ermittlung kurzfristiger Preisuntergrenzen,
- Bestimmung von Verrechnungspreisen im Konzern,
- Make-or-buy-Entscheidungen,
- Break-even-Analysen sowie kostenorientierte Sensitivitätsanalysen,
- Differenzierte stufenweise Deckungsbeitragsanalysen.

Sind die Kostenverläufe für die Herstellung eines Produktes linear, so entsprechen die Grenzkosten den variablen Kosten. Bei progressiven und degressiven Kostenverläufen ist das nicht der Fall.

Sind die Eingangsdaten in der Grenzkostenrechnung vergangenheits- oder gegenwartsbezogen, so spricht man von einer Deckungsbeitragsrechnung, ansonsten von einer Grenzplankostenrechnung.<sup>185</sup> Ferner können kurzfristige und langfristige Grenzkosten unterschieden werden:<sup>186</sup> In der kurzen Frist sind gewisse Kostenparameter, wie z.B. der Anlagenbestand, gegeben. Langfristig sind alle Kosten variabel.

Zumindest die kurzfristige Grenzkostenrechnung kann im Netzbetrieb kaum wertvolle Informationen liefern, weil sie nur einen sehr geringen Anteil der gesamten Kosten umfassen. Hierzu gehören:

- Grenznetzverluste: Energieverluste, die sich beim Energietransport ergeben,
- sonstige Grenznetzkosten: Kosten für die Wartung, Systemsteuerung und andere Personal- und Verwaltungskosten,
- Netzlieferqualität: höhere Energiekosten, die sich auf Grund von Netzengpässen ergeben.

---

<sup>184</sup> Aufzählung aus Coenenberg (1999), S. 118.

<sup>185</sup> Zimmermann (2001), S. 126.

<sup>186</sup> Perner et al. (1997), S 103-108.



Bei der Berechnung langfristiger Grenzkosten sind sowohl die kurzfristigen Grenzkosten als auch die Investitionskosten relevant. Die Investitionskosten für eine weitere marginale/inkrementale Einheit durchgeleiteten Stroms kann ermittelt werden, indem zunächst alle zukünftigen Investitionen einmal mit und einmal ohne zusätzliche Durchleitung geschätzt werden. Anschließend wird die Differenz der Investitionskosten mit der Barwertmethode auf den Betrachtungshorizont verteilt. Existieren in einem Unternehmen Überkapazitäten, wie das derzeit bei vielen Netzbetreibern noch der Fall ist, so sind kurz- und langfristige Grenzkosten identisch.

Obwohl die Grenzkostenrechnung und die Vollkostenrechnung normalerweise einander ergänzen und daher nebeneinander durchgeführt werden, können sie für Preiskalkulationen im Stromverteilnetzbetrieb nicht herangezogen werden. Die kurzfristigen Grenzkosten sind nur ein Bruchteil der gesamten Kosten. Ein weiterer Nachteil ist, dass hier viele Schätzungen und unternehmensinterne Daten benötigt werden. Unternehmensexterne dürften es schwer haben diese Berechnungsgrundlagen nachzuvollziehen.

### **5.1.5 Plankostenrechnung<sup>187</sup>**

Wenn Kostenrechnungen auf der Basis von geschätzten Werten, z.B. über Absatz, Einkauf- und Verkaufspreise oder Personalkosten, für mindestens eine zukünftige Periode durchgeführt werden, so handelt es sich um Plankostenrechnungen. Plankostenrechnungen werden genau wie die Istkostenrechnung als Kostenarten-, Kostenstellen- und Kostenträgerrechnung durchgeführt. Sie kann ebenso auf Voll- oder Teilkostenbasis durchgeführt werden, wobei allerdings geschätzte Ansätze für alle relevanten Daten der Kalkulation zu Grunde gelegt werden müssen.

Die Schwierigkeiten bei der Plankostenrechnung bestehen in der Bestimmung der „richtigen“ Planwerte. Sie sind umso größer, je weiter in die Zukunft geplant wird und je langfristiger die Auswirkungen heutiger Entscheidungen sind. Das ist eines der besonderen Probleme, die ein Stromnetzbetreiber und die Regulierungsbehörden berücksichtigen müssen, weil die Nutzungsdauer der Versorgungsanlagen sehr lang und die Investitionen sehr hoch sind.

Plankostenrechnungen werden in der Regel durchgeführt um Preise zu bestimmen und Investitionsentscheidungen treffen zu können. Ferner können Vergleiche zwischen Ist- und Plankostenrechnung durchgeführt und analysiert werden, um die Gefahr von Fehlentscheidungen zu vermindern und notwendige Korrekturmaßnahmen zu erkennen. Es ist in jedem Unternehmen, neben der Istkostenrechnung auch eine Plankostenrechnung zu führen.

---

<sup>187</sup> Vgl. hierzu z.B. Coenenberg (1999), Kapitel 14.

## 5.2 Zusammenfassung

Für natürliche Monopole ist es notwendig, neben Vorgaben über Preise auch Vorschriften über die Kostenrechnung als Grundlage der Regulierung zu bestimmen. Ansonsten wäre eine Bewertung von Preisen in natürlichen Monopolen nicht möglich.

Die Kostenrechnung in Verteilnetzbetrieben muss einige Besonderheiten berücksichtigen. Das sind zum Beispiel die extrem hohen Fixkosten, die für die natürliche Monopoleigenschaft verantwortlich sind und eine verursachungsgerechte Kostenkalkulation schwierig machen. Hier können Unternehmensvergleiche die Kostenkalkulation absichern. Ferner müssen Verteilnetzbetreiber die Versorgungssicherheit in ihrem Netzgebiet sicherstellen. Daher muss eine Kostendeckung des Netzbetriebs garantiert sein. Hier zeigt sich als Ergebnis der theoretischen Analyse, dass die Vorschriften der VV II + aus kostentheoretischer Sicht zwar akzeptabel<sup>188</sup>, alternativ wäre aber auch die Kostenkalkulation nach dem Realkapitalprinzip richtig.

Bei der Regulierung von Stromnetzbetreibern müssen Plankostenrechnungen insbesondere in anreizorientierten Regulierungssystemen berücksichtigt werden, da hier die Regulierungsvorgaben mittelfristig festgelegt werden. Aber auch kostenorientierte Regulierungssysteme sollten Plankostenrechnungen als Entscheidungsgrundlage berücksichtigen. Die Kostentheorie fordert, dass Preiskalkulationen und Preisbewertungen auch der Grundlage von Plankosten aufbauen muss. Das ist z.B. in Deutschland bei der Regulierung der Stromtarife üblich, hier wird bei der Preisprüfung in einigen Bundesländern ein Zeitraum von 3 Jahren betrachtet.

---

<sup>188</sup> Vgl. auch Sieben, Maltry (2002) zu dieser Thematik.

## 6 Betriebswirtschaftliche Aspekte bei der Regulierung - Preise

### 6.1 Preise auf Wettbewerbsmärkten

Auf vollkommenen Wettbewerbsmärkten ergeben sich wohlfahrtsmaximierende Preise, wenn Angebot und Nachfrage nach einem Gut gleich sind. Die optimalen Preise werden von den Unternehmen als gegeben hingenommen. Diese volkswirtschaftlichen Aspekte wurden in Kapitel 2 bereits erläutert. In diesem Kapitel werden Preise aus betriebswirtschaftlicher Sicht betrachtet. Ein Preis definiert die monetäre Gegenleistung eines Käufers für eine bestimmte Menge eines Wirtschaftsgutes bestimmter Qualität. Preise besitzen einen Preiszähler, die monetäre Gegenleistung oder das Entgelt und einen Preisnenner, den Leistungsumfang.<sup>189</sup>

$$p = \frac{\text{monetäre Gegenleistung}}{\text{Leistungsumfang}}$$

In der Preistheorie<sup>190</sup> werden Beziehungen zwischen Preishöhe und relevanten Zielgrößen erörtert. D.h. die Preistheorie klärt die optimale Preissetzung bei gegebenen Umweltbedingungen. Die Umsetzung der Preistheorie in die Praxis bezeichnet man als Preispolitik.<sup>191</sup>

Das Hauptziel der Preispolitik eines Unternehmens ist die Maximierung seiner Gewinne, wenn dabei auch kurzfristig andere Ziele, wie zum Beispiel Umsatzmaximierung, Maximierung der Marktanteile oder auch ökologische Verbesserungen, in den Vordergrund treten können. Die Preissetzung kann dabei kunden- oder kostenorientiert sein. Erstere stellt den Kunden in den Vordergrund: Das Unternehmen maximiert seinen Gewinn bei einer gegebenen Nachfrage nach seinen Gütern. Dazu werden Nachfrage- und Gewinnfunktion geschätzt und aus der hieraus herzuleitenden Preis-Gewinn-Beziehung kann der gewinnmaximale Preis ermittelt werden. Das folgende einfache Beispiel zeigt die Vorgehensweise bei der kundenorientierten Preispolitik:

Angenommen sei die folgende einfache Kostenfunktion:

$$K(x) = 6000 + 50x$$

Auf der anderen Seite sei die Nachfragfunktion gegeben durch:

$$x = 1000 - 4p$$

---

<sup>189</sup> Diller (1991), S. 20.

<sup>190</sup> Diller (1991) gibt einen Überblick über die wichtigsten klassischen betriebswirtschaftlichen Preismodelle, S. 63-85.

dann maximiert ein Unternehmen seinen Gewinn in Abhängigkeit der Nachfrage:

$$G(x) = px - K \Rightarrow p = 150 \text{ und } x = 400$$

Die kostenorientierte Preispolitik<sup>192</sup> hingegen versucht, die in einer Kalkulation ermittelten Kosten als Preise an den Kunden durchzureichen. Dabei gilt, dass die Preise kurzfristig mindestens gleich den Grenzkosten und langfristig mindestens gleich den Durchschnittskosten sein müssen.<sup>193</sup>

Wenn die Preise beispielsweise auf der Grundlage der Durchschnittskosten kalkuliert werden, sieht die Preiskalkulation folgendermaßen aus: Gegeben sei wieder die Kostenfunktion:

$$K(x) = 6000 + 50x$$

sowie eine Nachfrage:  $x = 400$

dann ergeben sich kostenorientierte Preise:  $p^{AC} = 65$ .

Gleichgültig, ob ein Unternehmen seine Preise kunden- oder kostenorientiert kalkuliert, wenn es auf dem Wettbewerbsmarkt mit seinen Preisen nicht konkurrenzfähig ist, wird es aus dem Markt gedrängt. Dadurch wird das Ergebnis auf einem funktionierenden Wettbewerbsmarkt effizient.

## 6.2 Nichtlineare Tarife<sup>194</sup>

Nichtlineare Tarife sind Preisstrukturen, bei denen das Verhältnis Preisähler zu Preisnenner nicht über alle Mengen konstant ist. Hierzu zählen z.B. zweiteilige Tarife, Blocktarife oder Mengenrabatte. Nichtlineare Tarife sind unter betriebswirtschaftlichen Aspekten interessant, wenn mit einem einfachen Tarif das Gewinnmaximum eines Unternehmens nicht erreicht werden kann, wie das bei natürlichen Monopolen der Fall ist. Es kann gezeigt werden, dass mit zweiteiligen Tarifen und Blocktarifen die Wohlfahrt in natürlichen Monopolen im Vergleich zu linearen Tarifen gesteigert werden kann.<sup>195</sup> Mögliche nichtlineare Tarife sind:<sup>196</sup>

- Zweiteiliger Tarif,

---

<sup>191</sup> Tirole (1999) S. 15.

<sup>192</sup> Swoboda (1999), S. 123.

<sup>193</sup> Varian (1999), S. 366-369.

<sup>194</sup> Tirole (1999), S. 311-319, Tacke (1989), S. 25-31, Finsinger, Borrmann (1999), S. 200-237.

<sup>195</sup> Feldstein (1972), S. 86., Finsinger (1980), S. 136.

<sup>196</sup> Tacke (1989), S. 26.

- Blocktarif,
- Mengenrabatte,
- Kontinuierliche Preisstruktur,
- Güterbündelung,
- Kopplungsverkauf,
- Umsatzbonus.

Der folgende zweiteilige Tarif, bestehend aus einem mengenabhängigen Teil und einem fixen Teil, ist ein Beispiel für einen nichtlinearen Tarif. Der mengenabhängige Teil sei  $p_x$  und  $F$  sei der fixe Teil:

**Gleichung 6-1:**

$$p(x) = \begin{cases} p_x x + F / x, & \text{für } x > 0 \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}$$

Der Preis sinkt mit zunehmender Menge und nähert sich mit zunehmender Menge dem variablen Preisbestandteil an.

Für die Preissetzung im Bereich der Stromverteilung sind insbesondere Blocktarife interessant.<sup>197</sup> Blocktarife sind Tarife, bei denen sich der Preis für ein Gut beim Überschreiten festgelegter Konsumniveaus verändert. Blocktarife sind geeignet, wenn die Konsumenten nicht homogen sind, sondern unterschiedliche Konsumentengruppen mit deutlich unterschiedlichen Zahlungsbereitschaften existieren.

Ein Blocktarif bestehend aus n Blöcken hätte die folgende Gleichung:

**Gleichung 6-2:**

$$p(x) = \begin{cases} p_1 x + F / x, & x \leq x_1 \\ p_1 x + p_2 (x - x_1) + F / x, & x_1 < x \leq x_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ p_1 x + p_2 (x - x_1) + \dots + p_n (x - x_{n-1}) + F / x, & x_{n-1} < x \end{cases}$$

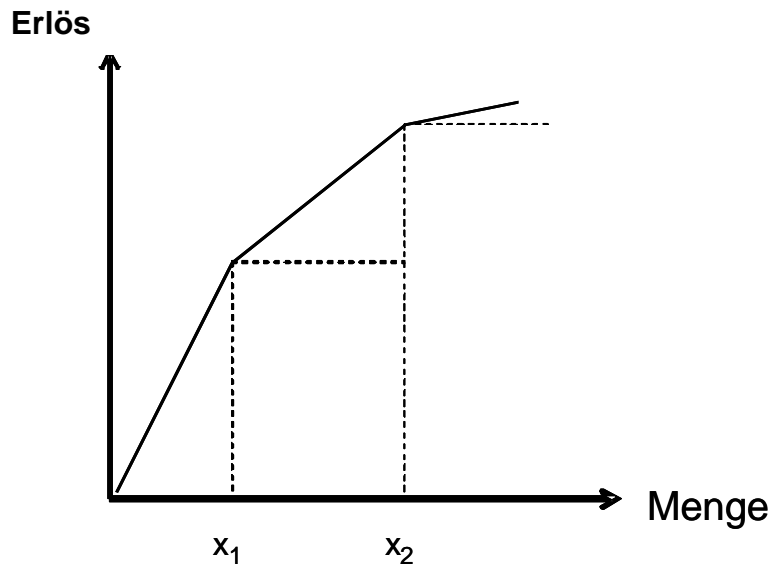
Für einen fallenden Blocktarif gilt, dass  $p_1 > p_2 > \dots > p_n$ . Das bedeutet, je größer die Menge desto günstiger wird eine weitere Einheit. Die einzelnen Preisabschnitte können kunden- oder kostenorientiert gebildet werden.

---

<sup>197</sup> Eine Darstellung der übrigen nichtlinearen Tarife ist z.B. in Tacke (1989), S.24-83.

Wenn  $F > 0$  ist, sind die einzelnen Teile wiederum zweiteilige Tarife.

Die folgende Abbildung 6-1 zeigt einen Blocktarif mit fallenden Durchschnittspreisen ohne Fixkostenanteil:



**Abbildung 6-1: Fallender Blocktarif**

Quelle: Borrmann, Finsinger (1999)

Wie ausführlich in den vorangegangenen Kapiteln erläutert, stehen die Stromverteiler nicht im Wettbewerb. Gewinnmaximierende Monopolisten können ineffiziente Preis-Mengen-Kombinationen wählen, ohne dafür aus dem Markt gedrängt zu werden. Daher müssen ihnen Vorgaben von anderer Seite gemacht werden. Prinzipiell sind bei der Regulierung von natürlichen Monopolen sowohl kunden- als auch kostenorientierte Preisvorgaben möglich. Die folgenden Ausführungen erläutern Preismodelle, die in der Praxis verwendet werden.

### 6.3 Preismodelle für die Netznutzung

In Kapitel 2 wurden die grundsätzlichen Regulierungskonzepte, die die Situation eines natürlichen Monopols zu lösen versuchen, aus volkswirtschaftlicher Sicht vorgestellt. Im Folgenden werden diese Aspekte aufgegriffen und in die praktische Ermittlung von Netznutzungspreisen übergeleitet.

Die preispolitischen Ziele der Regulierung, die bei der Preisbildung im monopolistischen Bereich der Stromversorgung verfolgt werden sind:<sup>198</sup>

1. Wettbewerb auf vor- und nachgelagerten Stufen ermöglichen,
2. Verhinderung einer monopolistischen Preissetzung, bzw. eine möglichst, Wohlfahrtsmaximierende Preissetzung,
3. Kostendeckung des Netzbetriebs.

Die Durchleitung von Strom ist, obwohl über ein Netz transportiert, kein homogenes Produkt. Verschiedene Abnehmer bzw. Abnehmergruppen beziehen zu unterschiedlichen Zeiten unterschiedliche Mengen an Strom. Aus theoretischer Sicht können zu unterschiedlichen Zeiten nachgefragte und produzierte Güter auch als unterschiedliche Güter behandelt werden. Die Besonderheit besteht hier darin, dass Verbundvorteile bei der Produktion dieser Güter realisiert werden können.<sup>199</sup>

Die verschiedenen Strombezüge mit Preisen zu belegen, die die oben genannten Regulierungsziele möglichst gut erfüllen, ist keine eindeutig lösbare Aufgabe. Es existiert eine große Vielfalt an Kalkulationsverfahren, die sich aus den folgenden Elementen zusammensetzen:<sup>200</sup>

- Preisbildung auf der Basis von Durchschnittskosten, Grenz- oder Zuwachskosten, Marktorientiert.
- Price-cap für einzelne Preise oder Preiskörbe,
- Umsatz-cap,
- Rate of return, Return on investment mit/ohne Preisstrukturvorgaben,
- Regulierung mit Faktoren für die Steigerung der Produktivität,
- Benchmarking, Yardstick-competition.

Die einzelnen Elemente könnten in allen denkbaren Kombinationen als Regulierungsgrundlage herangezogen werden. Im Folgenden Kapitel werden daher nur in der Praxis verwendete Modelle zur Netznutzung vorgestellt. Die Preise werden in der Regel

---

<sup>198</sup> Perner et al. (1997), S.80.

<sup>199</sup> Borrmann, Finsinger (1999), S.241.

<sup>200</sup> Die folgenden Ausführungen orientieren sich hauptsächlich an der Darstellung in Perner et al. (1997) Kapitel 4.5, S.137-167.

für die Netznutzung unabhängig von der Kalkulationsgrundlage in Form von Blocktarifen mit fallenden Durchschnittspreisen erhoben.<sup>201</sup>

### 6.3.1 Durchschnittskostenverfahren

Die Durchschnittskostenverfahren sind häufig angewendete Regulierungsverfahren, die im Idealfall zu den second-best Lösungen führen.<sup>202</sup> Durchschnittskostenverfahren sind Vollkostenrechnungen, bei denen die Kosten möglichst verursachungsgerecht mit Hilfe von Äquivalenzziffern, wie z.B. durchgeleitete kW oder kWh in Preise umgerechnet. Beispiele für Durchschnittskostenverfahren sind:<sup>203</sup>

- Briefmarkentarife,
- Leitungskostenmethode,
- Line-by-line Methode.

Bei den Briefmarkentarifen, die auch in Deutschland die Grundlage der Kalkulation der Netznutzungsentgelte bilden, werden alle Netznutzer an den Kosten des gesamten Netzsystems beteiligt. Alle am Netz angeschlossenen Stromerzeuger und Stromnachfrager profitieren davon, dass das Netz von einer Vielzahl von Netznutzern in Anspruch genommen werden kann. Die Briefmarkentarife sind weder von der Entfernung, noch von der Lastflussrichtung abhängig.

In Deutschland werden die spezifischen Kosten einer Netzebene durch Division der Vollkosten durch die Höchstlast ermittelt. Der Anteil einzelner Kunden an den Kosten ergibt sich wiederum aus seiner Leistungsabnahme zum Zeitpunkt der Spitzlast, multipliziert mit den spezifischen Kosten. Die Leistungsabnahme zum Zeitpunkt der Spitzenlast wird durch den so genannten „Gleichzeitigkeitsfaktor“ bestimmt.<sup>204</sup>

Bei der Leitungskostenmethode werden nicht die gesamten Kosten des Netzsystems allen Netznutzern zugeordnet, sondern für jeden Durchleitungsbegehrenden individuell die Netznutzungskosten bestimmt. Dazu wird der Weg vom Stromeinspeiser zum Stromkunden verfolgt und seine anteiligen Kosten der genutzten Netze bestimmt. Diese Philosophie lag

---

<sup>201</sup> Iten et al. (2001), S. 36 – 41.

<sup>202</sup> Vgl. hierzu die Ausführungen in Kapitel 2 dieser Arbeit.

<sup>203</sup> Perner et al. (1997), S. 117.

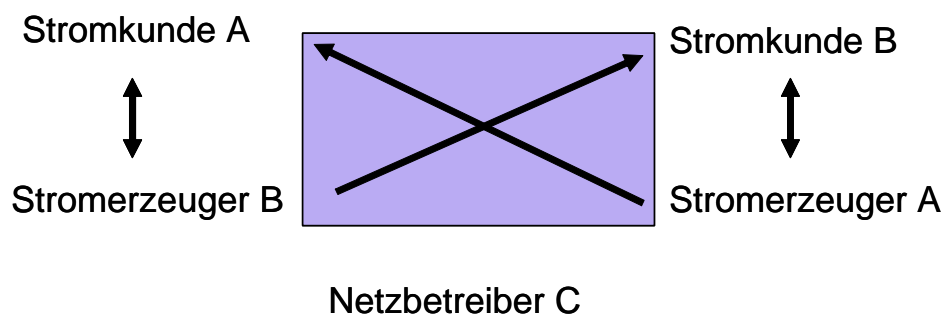
<sup>204</sup> Vgl. hierzu auch Kapitel 7.



der früheren Verbändevereinbarung in Deutschland zu Grunde und war weder sachgerecht noch praktikabel.<sup>205</sup>

Ein ähnliches Durchschnittskostenverfahren ist die Line-by-line Methode. Dabei werden die gesamten Netzkosten entsprechend der physikalischen Lastflussänderungen als Folge einer Durchleitung, einem Durchleitungsbegehrenden zugeordnet. Dazu werden Lastflusssimulationen mit und ohne die neue Durchleitung durchgeführt und die anteiligen Kosten tatsächlich genutzter Netze berechnet. Dieses Verfahren ist insbesondere bei einer Vielzahl von Netzbetreibern kaum praktikabel. Neben der Schwierigkeit geeignete Lastflusssimulationen anzustellen hat diese Methode aber noch einen weiteren entscheidenden Nachteil, der anhand des folgenden Beispiels skizziert werden soll:

Angenommen Stromerzeuger A liefert 100 MW an Stromkunde A und gleichzeitig liefert Stromerzeuger B liefert 100 MW an Stromkunde B. So findet ein physischer Lastfluss nicht statt, der Netzbetreiber C würde kein Netzentgelt erhalten (vgl. Abbildung 6-2). Physisch ist die Leitung überflüssig, ökonomisch jedoch keineswegs, weil die Verträge nur abgeschlossen werden konnten, da das Netz existiert.



**Abbildung 6-2: Line-by-line Methode und entgegengesetzte Lastflussrichtungen**

Quelle: Eigene Darstellung

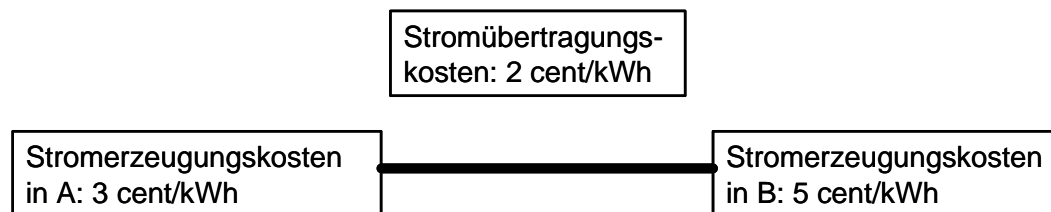
### 6.3.2 Grenz- und Zuwachskostenverfahren

Bei den Grenzkostenverfahren werden die Preise gleich den Kosten für eine weitere Produktionseinheit gesetzt.

Zu den Grenzkostenverfahren im Stromnetzbetrieb gehört z.B. das Nodal Pricing. Es basiert auf dem theoretischen Konzept, dass in einem Gleichgewicht die Grenzkosten der

<sup>205</sup> Lapuerta et al. (1999), S. 446-451. Rolf et. al (1999), S. 331.

Energiebereitstellung unter Berücksichtigung der Transportkosten an allen Punkten im Netz gleich hoch sind. Die Transportkosten entsprechen dann den Differenzen der Stromerzeugungskosten an zwei verschiedenen Punkten im Netz. Und diese wiederum den kurzfristigen Grenzkosten. (Vgl. Abbildung 6-3)



**Abbildung 6-3: Nodal-Pricing**

Quelle: Perner et al. (1999)

Damit das Nodal Pricing funktioniert, ist die Existenz von Spotmärkten an verschiedenen Punkten in einem Netzsystem erforderlich. In den USA wird dieses Preissystem, im Bereich der Gasfernleitung angewendet.<sup>206</sup>

Probleme dieses Verfahrens sind zum einen die in der Regel hohe Volatilität der Strompreise, die starke Schwankungen der Netzpreise zur Folge hätten und der Anreiz für die Netzbetreiber künstlich Knappheiten zu schaffen. Je knapper die Netzkapazitäten, desto geringer das Stromangebot in einem Netzgebiet und umso höher können die Netzpreise sein.

Zuwachs- oder auch Inkrementalkostenverfahren genannt, legen bei der Preisberechnung Inkrementalkosten zu Grunde. Der Unterschied zu den Grenzkosten besteht darin, dass die Grenzkosten sich nur auf die Steigung der Kostenkurve beziehen, während die Inkrementalkosten den gesamten Kostenanteil für die Produktion eines Gutes  $y_n$ , einschließlich der produktionsspezifischen Fixkosten, erfassen. Hier wird gefragt: gegeben das Outputniveau  $y^*$ , was spare ich, wenn ich die Produktion von dem Gut  $y_n$  einstelle (z.B. keine HH-Kunden mehr beliefere). Oder andersherum: gegeben das Outputniveau  $y^*$ , was kostet die Produktion von Gut  $y_n$  zusätzlich. Die Zuwachskostenmethode legt also bei der Preiskalkulation langfristige Grenzkosten zugrunde. Theoretisch ist die Zuwachskostenmethode als Grundlage für Preiskalkulationen sehr gut geeignet und sollte daher in Verteilnetzbetrieben für interne Zwecke durchgeführt werden. Eine Preisbewertung

<sup>206</sup> Gunn, Sharp (1999), S. 385-401.

auf der Basis der Zuwachskostenmethode scheitert jedoch an der Vielzahl der Annahmen und Schätzung die bei dieser Methode notwendig sind. Diese Rechnung wäre von einem externen Regulierer nicht objektiv zu überprüfen.

### 6.3.3 Price-cap und Umsatz-cap Verfahren<sup>207</sup>

Bei diesen Verfahren werden seitens der Regulierung eine oder mehrere Obergrenzen für die Preise oder den Umsatz für die Güter eines Monopolisten festgelegt. Die Kosten sind bei diesen Verfahren nur in denjenigen Perioden von Bedeutung, in denen die Preisgrenzen festgesetzt oder überprüft werden.

Hinter dem price-cap und auch dem revenue-cap Verfahren steht im Gegensatz zu den bisher erläuterten Verfahren eine kundenorientierte Preispolitik: Das theoretische Konzept ist so, dass die Preisschranken in Anlehnung an eine gegebene Konsumentenrente festgesetzt werden und das regulierte Unternehmen seinen Gewinn unter den vorgegebenen Preisschranken maximiert.

Bei der Regulierung im Bereich der Stromverteilung werden dynamische price- oder revenue-caps<sup>208</sup> für Mehrproduktunternehmen angewendet. Dabei wird die Entwicklung eines Bündels von Preisen, die ein Stromverteiler von verschiedenen Kundengruppen verlangt, an die Inflation und an eine Produktionsfortschrittsrate angebunden. Die Festlegung des Preispfades erfolgt im Voraus verbindlich für 3-5 Jahre. Die price oder revenue-caps enthalten außerdem einen Korrekturfaktor  $X$  für überhöhte oder zu niedrige Gewinne. Die Philosophie der price- und revenue-cap Verfahren sind ähnlich<sup>209</sup>, daher soll nur die price-cap Regulierung dargestellt werden.<sup>210</sup>

In der Praxis gibt es viele unterschiedliche Formen der price-cap Regulierung, von denen die wichtigste dem Laspeyres – Index folgt:

#### Gleichung 6-3:

$$\sum_{i=1}^n p_{i,t} q_{i,t-1} \leq \sum_{i=1}^n p_{i,t-1} q_{i,t-1} (1 + RPI - X) \quad \text{für } i=1,2,\dots,n$$

Dabei stehen die

$i=1,2,\dots,n$  für die verschiedenen Güter des regulierten Unternehmens

<sup>207</sup> Borrmann, Finsinger (1999), S. 415-430.

<sup>208</sup> Riechmann (1994), S. 157-167.

<sup>209</sup> Riechmann (1995) in Zeitschrift für Energiewirtschaft, S. 161.

<sup>210</sup> Die folgenden Ausführungen orientieren sich an Brunnekreeft (2000).

$t$  steht für ein bestimmtes Geschäftsjahr in einer Regulierungsperiode,

$RPI$  steht für retail price index, also die volkswirtschaftliche Inflationsrate,

$X$  ist die Steigerungsrate der Produktivität, die am Anfang der Regulierungsperiode festgelegt wird.

Aus der Ungleichung ist leicht ersichtlich, dass das um Inflationsrate und Produktivitätssteigerung korrigierte Preisniveau im Zeitverlauf nicht steigen darf.

Die Vorteile der price-cap Regulierung sind – wenn sie funktioniert – dass ein Unternehmen einen Anreiz hat seine Kosten zu minimieren. Es lohnt sich effizient zu produzieren, weil Gewinne einbehalten werden können. Ferner kann ein Unternehmen die Preise in Anlehnung an die Preiselastizitäten der Nachfrage optimal setzen, wenn nicht jeder einzelne Preis reguliert wird. Die nachvollziehbare Kostenzuordnung ist hier nur bei Preisprüfungen notwendig. Der Regulierungsaufwand sollte also geringer als bei kostenorientierten Verfahren sein, weil die Prüfungszyklen länger sind.

Die price-cap Regulierung wurde auch schon als kostenorientierte Regulierung im neuen Gewand bezeichnet, wobei die verlängerten regulatory-lags und die stetige Anpassung der Preise bei Einführung der price-caps neu waren. Kostenorientierte Verfahren und price-caps würden zu den gleichen Ergebnissen führen, wenn die price-caps auf Kostenbasis festgelegt werden und die regulatory-lags in beiden Verfahren gleich wären.

#### **6.3.4 Sonstige Verfahren<sup>211</sup>**

Ein mögliches marktorientiertes Verfahren ist die Versteigerung von freien Transportkapazitäten. Ein Durchleitungsbegehrender bietet für die benötigte Netzkapazität einen Preis der seine Zahlungsbereitschaft widerspiegelt, also seinen Nutzen aus der Durchleitung. Derjenige mit der höchsten Zahlungsbereitschaft unter mehreren Durchleitungsbegehrenden erhält den Zuschlag. Der Preis wird bei freien Kapazitäten den kurzfristigen Netzgrenzkosten entsprechen. Problematisch ist hier, dass ein starker Anreiz zur künstlichen Netzverknappung und somit zur Desinvestition besteht.

Eine weitere Möglichkeit wäre, Netznutzungsentgelte als Differenz der Stromendkundenpreise auf verschiedenen Netzebenen zu kalkulieren. Das Netznutzungsentgelt ergibt sich z.B. auf der Grundlage von Differenzen zwischen Strompreis in Niederspannung und Strompreis in Mittelspannung. Problematisch ist hier, dass überhöhte Strompreise zu überhöhten Netznutzungsentgelten führen. Außerdem unterscheiden sich die

---

<sup>211</sup> Perner et al. (1997), Kapitel 4.

Abnahmeprofile der Kunden in den unterschiedlichen Spannungsebenen stark voneinander, was sich in den Preisen niederschlägt, aber nicht Bestandteil der Netznutzung ist.

#### **6.4 Zusammenfassung**

Auf funktionierenden Märkten ist die Preiskalkulation Sache der Unternehmen, sie können ihre Preise kunden- oder kostenorientiert bilden und entsprechende Mengen anbieten. Der Markt wirft Unternehmen mit zu hohen Preisen aus dem Rennen, so dass das Marktergebnis „automatisch“ effizient ist.

Bei natürlichen Monopolen muss eine Regulierung den Markt ersetzen und den Unternehmen die Preiskalkulation entweder kundenorientiert (z.B. Erlös-cap-Regulierung) oder kostenorientiert vorschreiben. Dabei sollten die Vorgaben den Unternehmen einen gewissen Spielraum bei der Preissetzung lassen, weil die Unternehmen auf Grund ihres Informationsvorsprungs in der Lage sind, die Preise in Anlehnung an die Preiselastizität ihrer Kunden zu setzen. Die Preisstruktur der Netzentgelte wird dabei in der Regel in Form von Blocktarifen erhoben. Die in der Praxis am häufigsten angewandte Methode ist die Kalkulation der Preise auf der Grundlage von Durchschnittskosten. Die Kalkulation der Preise auf Grundlage von Zuwachskosten wäre die theoretisch die bessere Methode. Die praktische Anwendung ist hier jedoch problematisch, da die Preiskalkulation auf einer Vielzahl von Schätzung beruht, die von Unternehmensexternen nicht objektiv nachvollziehbar ist.

## 7 Kalkulation von Netzentgelten im Verteilungsbereich

Nachdem die theoretischen Grundlagen über die Regulierung natürlicher Monopole aus volks- und betriebswirtschaftlicher Sicht ausführlich diskutiert wurden, werden in diesem Kapitel die Auswirkungen verschiedener Kalkulationsansätze auf die Höhe von Netznutzungsentgelten untersucht. Das heißt, die Sensitivität der Netznutzungsentgelte gegenüber der Rechenmethode mit der die Entgelte kalkuliert werden, wird hier geprüft.

Diese Frage kann die Theorie nicht klären, daher wurde ein Rechenmodell konstruiert, mit dem verschiedene Kalkulationsansätze durchgerechnet werden können. Ziel der Berechnung ist, eine geeignete Vorgehensweise bei der Kalkulation und der Bewertung von Netzentgelten aufzuzeigen. Dazu wird zunächst ein typischer Netzbetreiber in Deutschland konstruiert und es werden entsprechend den Vorgaben der VV II+ die Netznutzungsentgelte für das Jahr 2001 für dieses Referenzunternehmen berechnet. Danach werden dann die einzelnen Parameter und die Kalkulationsmethode der Preisberechnung variiert, so dass die sensitiven Faktoren für die Netzpreiskalkulation bestimmt werden können.

Es ist zwar nicht möglich, reale Verteilerunternehmen zu analysieren, aber bei der Konstruktion typischer Netzbetreiber wurden reale Bedingungen so weit wie möglich berücksichtigt.

Mit dem Rechenmodell kann die Entgeltkalkulation in beliebigen Netzbetrieben simuliert werden. Dabei sind die Variablen veröffentlichte Daten, wie Anzahl der Einwohner, Leitungslängen, gesamte nutzbare Stromabgabe und Höchstlasten. Daneben gehen aber auch Angaben, wie Stromabgabe und Höchstlasten nach Spannungsebenen, Anzahl von Umspannstationen, Alterstruktur der Netze und Betriebskosten ein, die in sinnvoller Weise geschätzt werden müssen. Hierfür wurden Statistiken und ein ingenieurtechnisches Modell zu Hilfe genommen.

Den Berechnungen liegen die folgenden Annahmen zu Grunde:

- Es werden nur die reinen Netzkosten, die sich aus den Kapitalkosten und den Betriebs- und Wartungskosten zusammensetzen, betrachtet. Andere Kosten wie Mess- und Ablesegebühren werden nicht berücksichtigt, weil diese nicht Bestandteil des Monopols sind,<sup>212</sup>
- Konzessionsabgaben, sonstige Abgaben wie der KWK-Ausgleich sowie ein Ausgleich für regenerative Energien werden ebenfalls nicht berücksichtigt,

- Die Höchst- und Hochspannungsebene werden nicht modelliert. Bei der Kostenwälzung, die für die Kalkulation der Netznutzungsentgelte notwendig ist, wird ein Durchschnittswert für Deutschland in Höhe von 1 cent/kWh ab Hochspannungsebene berücksichtigt,<sup>213</sup>
- Der Lastverlauf der Mehrzahl der Niederspannungskunden wird nicht gemessen, sondern mit so genannten standardisierten Lastprofilen bei der Kalkulation und Abrechnung von Netznutzungsentgelten berücksichtigt.<sup>214</sup> Im Modell werden auf der Grundlage dieser Lastprofile die Höchstlasten im Niederspannungsnetz und die durchschnittlichen Netzentgelte bei Abnahme aus dem Niederspannungsnetz kalkuliert. Diese Lastprofile berücksichtigen, dass sich individuelle Lastganglinien in einer Gruppe ausgleichen. Das heißt, dass z.B. ein Haushalt nicht mit einem Anteil an der Höchstlast aller Haushalte entsprechend der Anzahl der Haushalte beteiligt ist, sondern dass sein Anteil an der Höchstlast kleiner ist,
- Es wird kein Netzentgelt für Kunden ohne Leistungsmessung kalkuliert. Damit wird unterstellt, dass das reine Netzentgelt für Haushalts-, Gewerbe und Landwirtschaftskunden dem Entgelt für Kunden mit Leistungsmessung im Niederspannungsnetz entspricht. Dabei wird nur anstatt des gemessenen Lastgangs der typisierte Lastgang zur Kalkulation verwendet.

Für einen Überblick werden im folgenden Kapitel zunächst die Netzstrukturen in Deutschland dargestellt. Anschließend wird die Vorgehensweise bei der Netzentgeltkalkulation des konstruierten Referenz-Verteilnetzbetreibers aufgezeigt.

## 7.1 Struktur der Verteilungsnetze in Deutschland

Ein Stromnetz für den Transport des Stroms von der Stromerzeugung zum Endverbraucher ist durch verschiedene Spannungsebenen gekennzeichnet. In Deutschland gibt es die folgenden Spannungsebenen:

- 380 kV, früher 220 kV als Höchstspannungsebene,
- 110 kV als Hochspannungsebene,
- 20 kV, bzw. 10 kV als Mittelspannungsebene,

---

<sup>212</sup> Bundeskartellamt (2002), S.19.

<sup>213</sup> Vgl. hierzu [www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Netznutzungsentgelte/Tab\\_NNE.pdf](http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Netznutzungsentgelte/Tab_NNE.pdf), Stand 30., April 2003.

<sup>214</sup> Eine ausführliche Darstellung der Herleitung der Lastganglinien fin VDEW Materialien M-8/99 und M-05/2000.

- 0,4 kV als Niederspannungsebene.

	<b>NS</b> [km]	<b>MS</b> [km]	<b>HS</b> [km]	<b>HöS</b> [km]	<b>Gesamt</b> [km]
<b>Stromkreislänge gesamt</b>	<b>945.600</b>	<b>472.300</b>	<b>74.400</b>	<b>38.600</b>	<b>1.530.900</b>
<b>davon Freileitung</b>	184.900	164.500	69.900	38.500	<b>457.800</b>
<b>davon Kabel</b>	760.700	307.800	4.500	100	<b>1.073.100</b>

**Tabelle 7-1: Netzlängen in Deutschland**

Quelle: VDEW 2001

Zwischen den verschiedenen Netzebenen dienen Transformatoren der Umspannung in jeweils niedrigere Netzebenen. In Deutschland gibt es insgesamt:

	<b>MS/NS</b>	<b>HS/MS</b>	<b>HöS/HS</b>	<b>Gesamt</b>
<b>Anzahl der Transformatoren</b>	557.300	7.300	1.100	<b>565.700</b>
<b>Nennleistung der Transformatoren [MVA]</b>	267.800	256.100	311.200	

**Tabelle 7-2: Anzahl der Transformatoren in Deutschland**

Quelle: VDEW 2001

Das 380 kV Netz wird für Verbund- und Übertragungsaufgaben über weitere Entfernungen genutzt, Richtwerte sind 60 – 100 km. Das Verbund- oder Übertragungsnetz übernimmt keine Verteilungsaufgaben.

Das 110 kV Netz übernimmt hauptsächlich Übertragungsaufgaben und in wenigen Ausnahmen auch Verteilungsaufgaben, z.B. in Versorgungsgebieten mit lokal hoher oder weiträumig niedriger Lastdichte.

Diese Netze werden nicht weiter betrachtet, da der Schwerpunkt dieser Arbeit auf der Analyse der Stromverteilung liegt. Hierzu zählen das Mittelspannungsnetz mit 10 kV, bzw. 20



kV und das Niederspannungsnetz mit 0,4 kV. In den Ortsnetzstationen wird die Spannung von 10 kV bzw. 20 kV auf die Endverbraucherspannung von 0,4 kV heruntergespannt und dann wird der Strom über das Niederspannungsnetz zum Endverbraucher verteilt.

Neben der Nennspannung sind Netze auch durch ihre charakteristische Netzform gekennzeichnet:

- Maschennetz für die Höchst- und Hochspannungsebene,
- Ringnetz oder Strangnetz für die Mittelspannungsebene,
- Strahlennetz für die Niederspannungsebene.

Ein Kalkulationsmodell, das die Kosten der Stromnetzverteilung, also Mittel- und Niederspannungsnetz, sinnvoll abbildet, muss alle Betriebsmittel eines Netzbetreibers erfassen und mit Kosten belegen. Dazu werden Betriebsmittel zu Funktionseinheiten zusammengefasst. Diese Funktionseinheiten können als Vorkostenstellen eines Verteilnetzbetreibers gewählt werden:

- **Transformatoren Hochspannung zu Mittelspannung mit Schalteinrichtungen,**
- **Mittelspannungsfreileitungen und -kabel,**
- **Transformatoren Mittelspannung zu Niederspannung mit Schalteinrichtungen und Verteilungsanlagen,**
- **Niederspannungsfreileitungen und -kabel,**
- **Hausanschlüsse.**

Für die Kostenrechnung werden diese Funktionseinheiten weiter zu den folgenden Endkostenstellen zusammengefasst:

- **Umspannung Hochspannung/Mittelspannung,**
- **Mittelspannung,**
- **Umspannung Mittelspannung/Niederspannung,**
- **Niederspannung.**

Mit dem Modell werden die Funktionseinheiten mit einer Mengenstruktur für ein Referenzunternehmen belegt und auf dieser Grundlage die gesamten Kosten für den Netzbetrieb getrennt nach Kostenstellen errechnet. Die Mess- und Fernwirktechnik wird durch einen prozentualen Aufschlag auf die Kosten berücksichtigt werden.

Die Funktionseinheiten der Verteilungsnetze in Mittel- und Niederspannung können, unter Berücksichtigung von Versorgungsstrukturen, relativ gut geschätzt werden.<sup>215</sup> Daher waren dort, wo veröffentlichte Statistiken keine Mengenangaben über bestimmte Funktionseinheiten enthalten, geeignete Schätzungen möglich.

## **7.2 Berechnung der Kosten für ein Referenzunternehmen**

### **7.2.1 Mengenstruktur**

Zunächst wurde mit Hilfe von Statistiken sowie einem ingenieurtechnischen Netzbetreibermodell<sup>216</sup> ein typischer, mittelgroßer<sup>217</sup> Netzbetreiber als Referenzunternehmen konstruiert. Als „mittelgroßer Netzbetreiber“ wurden in Anlehnung an die Konzessionsabgabenverordnung, die verschiedene Größenklassen von Stromversorgungsunternehmen unterscheidet, Netzbetreiber mit 25 – 100 Tsd. Einwohnern definiert. In diese Klasse fallen über 150 EVU des VDEW, von denen 122 ausgewertet werden konnten. Die folgenden Parameter, die die Struktur und die Kosten eines Netzbetriebs bestimmen, wurden als Mittelwert der Angaben in der VDEW-Statistik gebildet:

---

<sup>215</sup> Haubrich (1994), S. 55.

<sup>216</sup> Die ausführliche Darstellung des ingenieurtechnischen Ansatzes in Haubrich et al. (1994).

<sup>217</sup> KAV §2 (2) 1.b) (1999).

Parameter	Menge
Einwohner	48 Tsd.
Anzahl der Einwohner je Wohneinheit <sup>218</sup>	2,15
Höchstlast	66 MW
Gesamte nutzbare Abgabe (= Netto Stromdurchleitung)	355 GWh
Anzahl und Abgabe an Weiterverteiler	1, 65 GWh
Anzahl und Abgabe an Industriekunden	42 Industriekunden, 80 GWh
Anzahl und Abgabe an Sondervertragskunden	170 Sondervertragskunden, 115 GWh
Anzahl und Abgabe an Tarifkunden	25 Tsd. Tarifkunden, 95 GWh
Netzlänge Mittelspannungsfreileitung und -kabel	20 km und 152 km
Netzlänge Niederspannungsfreileitung und -kabel	57 km und 357 km

**Tabelle 7-3: Parameter eines mittleren Netzbetreibers**

Quelle: VDEW – Statistik (1998), VDEW – Statistik (2001), Statistisches Bundesamt (2002)

Über die Anzahl und Größe von Transformatoren sowie die Anzahl der Hausanschlüsse gibt es nur einzelne Veröffentlichungen von Netzbetreibern auf ihren Internetseiten<sup>219</sup>, in einer umfassenden Statistik werden diese Daten nicht gesammelt. Daher wurden die Anzahl der Transformatoren mit Hilfe eines ingenieurtechnischen Modells ermittelt. Die folgende Tabelle zeigt zunächst die Vorgehensweise für die Berechnung der Ortsnetzstationen und der Hausanschlüsse.

<sup>218</sup> Statistisches Jahrbuch (2002), S. 63.

<sup>219</sup> Hierunter die mittelgroßen Netzbetreiber Verden, Halberstadt, Riesa, Albstadt, Neumünster, Lindenberg, Nürtingen und Bad Honnef.

<b>Vorgaben des ingenieurtechnischen Modells (hier Mittelwerte mittlere Stadt<sup>220</sup>):</b>	
Anzahl der Niederspannungsstrahle je Ortsnetzstation	5 Stück
Bemessungsleistung	400 kVA <sup>221</sup>
Anzahl der Hausanschlüsse je Niederspannungsstrahl	7,5 Stück
Anzahl der Wohneinheiten je Hausanschluss	3 Stück
10 kV Sicherungslasttrennschalter	1 Stück
10 kV Lasttrennschalter	2 Stück
Stationsgehäuse	1 Stück
<b>Berechnete Anzahl der Wohneinheiten und Hausanschlüsse:</b>	
Durchschnittliche Anzahl der Einwohner <sup>222</sup>	48 Tsd.
Durchschnittliche Anzahl der Einwohner je Wohneinheit <sup>223</sup>	2,15 Stück
Durchschnittliche Anzahl der Wohneinheiten	22,6 Tsd.
Durchschnittliche Anzahl der Wohneinheiten je Ortsnetzstation	112,5Tsd.
<b>Berechnete Funktionseinheiten:</b>	
Anzahl der Wohneinheiten dividiert durch Anzahl der Wohneinheiten je Ortsnetzstation = <b>Anzahl der Ortsnetzstationen</b>	22,6 Tsd. Stück/112,5 Stück = <b>200 Stück</b>
<b>Ortsnetztransformatoren</b>	<b>200 Stück</b>
<b>10 KV Sicherungslasttrenner</b>	<b>400 Stück</b>
<b>10 kV Lasttrennschalter</b>	<b>200 Stück</b>
<b>Stationsgehäuse</b>	<b>200 Stück</b>

**Tabelle 7-4: Berechnung der Funktionseinheiten eines Niederspannungsnetzes**

Quelle: Eigene Berechnungen, Haubrich (1994), VDEW-Statistik (1998)

Die Anzahl der Ortsnetzstationen, die von einzelnen mittelgroßen Unternehmen veröffentlicht ist, liegen im Mittel bei 250 Stationen, so dass 200 Ortsnetzstationen eine plausible Schätzung ist.<sup>224</sup>

<sup>220</sup> Haubrich (1994), S. 89 und S.91.

<sup>221</sup> Die Auslegung der Ortsnetzstation orientiert sich nicht an der gleichzeitigen Höchstlast von allen Haushalten im Niederspannungsnetz, sondern muss aus Sicherheitsgründen größer sein.

<sup>222</sup> Mittelwert aus der VDEW Statistik 1998.

<sup>223</sup> Statistisches Jahrbuch 2002, S. 63.

In der folgenden Tabelle 7-5 wird die Vorgehensweise bei der Berechnung der Anzahl der Umspannstationen HSP/MSP aufgezeigt:

Auch hier wurden wiederum die Veröffentlichungen der eben genannten Unternehmen zur Plausibilisierung herangezogen. Im Mittel haben mittelgroße Netzbetreiber 2 Umspannstationen HS/MS, daher ist die Schätzung für ein Referenzunternehmen geeignet.

---

<sup>224</sup> Veröffentlichung der Netzbetreiber in Verden, Linden, Halberstadt, Riesa, Zittau und Heidenheim.

<b>Vorgaben des ingenieurtechnischen Modells (hier Mittelwerte mittlere Stadt<sup>225</sup>):</b>	
Anzahl der Mittelspannungsstrahlen je Umspannstation HSP/MSP	12 Stück
Anzahl der Mittelspannungslasten (= Direktabnehmer und Ortsnetzstationen) je Mittelspannungsstrahl	7 Stück
Bemessungsleistung des Umspanntransformators	32 MVA
110 kV Schaltfelder je Umspannstation HSP/MSP	5 Stück
Umspanntransformatoren je Umspannstation HSP/MSP	2 Stück
10 kV Transformatorenschaltfeld je Umspannstation HSP/MSP	2 Stück
10 kV Erdschlusslöschspule je Umspannstation HSP/MSP	2 Stück
10 kV Leistungsschaltfelder je Umspannstation HSP/MSP	12 Stück
<b>Geschätzte Anzahl der Direktabnehmer aus dem Mittelspannungsnetz:</b>	
Durchschnittliche Anzahl der Direktabnehmer (=Industriekunden, Weiterverteiler und Ortsnetzstationen) einer Stadt mit mehr als 48 Tsd. Einwohnern <sup>226</sup>	243 Stück.
<b>Berechnete Funktionseinheiten:</b>	
Anzahl der Ortsnetzstationen (siehe unten)	200 Stück
Anzahl der Mittelspannungslasten je Umspannstation	7 x 12 = 84 Stück
Anzahl der Mittelspannungslasten (= Direktabnehmer und Ortsnetzstationen) dividiert durch Anzahl der Mittelspannungslasten je Umspannstation <b>= Anzahl der Umspannstation HSP/MSP</b>	243 Stück / 84 Stück <b>= 3 Stück</b>
110 kV Schaltfelder	15 Stück
Umspanntransformatoren	6 Stück
10 kV Transformatorenschaltfeld	6 Stück
Erdschlusslöschspule 138 A	6 Stück
10 kV Leistungsschaltfelder je Umspannstation HSP/MSP	36 Stück

**Tabelle 7-5: Berechnung der Funktionseinheiten eines Mittelspannungsnetzes**

Quelle: Eigene Berechnungen, Haubrich 1994, VDEW-Statistik 1998

## 7.2.2 Anschaffungspreise

Die im vorangegangenen Kapitel errechneten Betriebsmittel, die zur Stromverteilung eines gegebenen Versorgungsgebietes vorzuhalten sind, werden dann mit Anschaffungspreisen

<sup>225</sup> Haubrich (1994), S. 77 und S.81.

<sup>226</sup> VDEW – Statistik 1998.

sowie mit prozentualen Betriebskosten belegt, so dass die gesamten Kosten eines Netzbetriebes ermittelt werden können. Die folgende Tabelle 7-6 zeigen die gewählten spezifischen Kosten für das Jahr 1994, die mit Preisindizes<sup>227</sup> multipliziert werden müssen um die historischen Anschaffungspreise bestimmen zu können.

<b>Spezifische Investitionen (hier Mittelwerte<sup>228</sup>) im Mittelspannungsnetz:</b>	
Mittelspannungskabel je km	80 Tsd. €
Mittelspannungsfreileitung je km	30 Tsd. €
Umspanntransformatoren HSP/MSP 31,5 MVA	525 Tsd. €
110 kV Schaltfelder	450 Tsd. €
10 kV oder 20 kV Transformatorenschaltfelder mit Leistungsschalter"	35 Tsd. €
20 kV Leitungsschaltfelder mit Leistungs- und Lasttrennschalter	40 Tsd. €
Erdschlusslöschspule 138 A	65 Tsd. €
Hausanschlüsse	2 Tsd. €
<b>Spezifische Investitionen (hier Mittelwerte<sup>229</sup>) im Niederspannungsnetz:</b>	
Niederspannungskabel je km	45 Tsd. €
Niederspannungsfreileitung je km	20 Tsd. €
Transformatoren MSP/NSP, 400 kVA	5 Tsd. €
Stationsgehäuse je Stück	20 Tsd. €
10kV Sicherungslasttrenner	2,5 Tsd. €
10 kV Lasttrennschalter	2,25 Tsd. €
Verteilerschränke	2,25 T €
Hausanschlüsse	1 T €

**Tabelle 7-6: Spezifische Investitionen im Nieder- und Mittelspannungsnetz in 1994**

Quelle: Eigene Berechnungen, Haubrich (1994), Anhang Technologiedatenblätter

<sup>227</sup> Veröffentlichungen des statistischen Bundesamtes: Preise und Preisindizes, Fachserie 16 und 17, verschiedene Jahrgänge bis 2001.

<sup>228</sup> Haubrich (1994), Anhang Technologiedatenblätter.

<sup>229</sup> Ebenda.

### **7.2.3 Preisindizes**

Damit die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten bestimmt werden können, müssen die verschiedenen o.g. Anschaffungs- und Herstellungskosten des Jahres 1994 mit Preisindizes belegt werden. Dabei wurden die Zeitreihen des statistischen Bundesamtes herangezogen. Daraus wurden sodann Mischpreisindizes für die verschiedenen Anlagegüter gebildet. Das ist notwendig, weil die verschiedenen Anlagegüter sich aus mehreren Faktoren zusammensetzen. Das Anlagegut Niederspannungskabel umfasst z.B. das Kabel selber, die Verlegung des Kabel und auch die Oberflächenversiegelung. Die folgende Tabelle 7-7 zeigt die wichtigsten Preisindizes.



	Zähler, Messapp., Prüfamtsein.	USP- einrichtungen	Einrichtungen Ortsnetzstationen	Freileitung 10-30 kV	Kabel 10-30 kV	Frltg. 0.4 kV	Kabel 0.4 kV	Trans- formatoren
1950	25,7	24,4	23,5	19,6	31,8	19,4	28,2	39,3
1951	30,5	28,6	27,6	22,2	36,7	21,8	32,3	45,6
1952	31,2	29,3	28,3	23,0	37,9	23,2	33,3	46,6
1953	30,5	28,8	27,8	22,8	37,3	23,2	33,0	45,5
1954	29,9	28,2	27,3	22,5	36,7	22,9	32,5	44,7
1955	30,5	28,9	27,9	23,0	37,7	23,6	33,3	45,6
1956	30,9	29,4	28,4	23,6	38,5	24,4	34,1	46,1
1957	31,6	30,0	29,0	24,4	39,5	25,3	35,1	47,2
1958	31,3	30,0	29,0	24,8	39,8	25,9	35,4	46,8
1959	31,7	30,0	28,8	25,4	40,5	26,3	36,1	46,5
1960	32,6	30,4	28,9	26,6	41,3	27,4	36,9	47,8
1961	33,4	31,3	29,7	27,1	39,9	27,9	35,9	49,8
1962	34,1	32,4	30,6	27,6	40,4	28,4	36,4	50,1
1963	34,5	33,0	31,1	27,8	40,6	28,3	36,7	49,8
1964	34,8	33,8	31,8	29,6	45,4	29,9	40,9	49,6
1965	36,1	34,7	32,6	31,9	50,3	32,4	45,3	49,5
1966	37,0	35,4	33,1	34,9	55,1	35,4	49,6	49,5
1967	37,4	36,0	33,4	33,0	50,5	33,4	45,7	48,3
1968	37,6	36,2	33,5	32,7	50,1	32,9	45,5	47,0
1969	38,8	37,0	34,5	35,0	52,8	35,7	48,1	46,9
1970	41,6	40,0	37,4	37,6	55,2	38,8	50,5	51,9
1971	44,2	43,6	40,9	39,3	53,8	40,2	50,0	53,9
1972	46,2	45,9	43,1	41,6	55,4	42,1	51,9	54,4
1973	48,1	47,8	45,1	45,5	60,2	46,1	56,7	53,5
1974	51,7	50,6	48,5	50,2	65,2	51,1	61,6	58,4
1975	55,8	54,4	52,5	49,9	63,3	51,0	60,6	64,2
1976	58,5	56,8	54,7	51,9	65,4	53,3	62,7	67,9
1977	61,2	59,5	57,4	53,1	66,4	54,8	63,9	70,4
1978	63,5	61,2	59,3	54,5	67,5	56,1	65,2	71,8
1979	65,6	62,2	60,5	57,5	71,7	59,1	69,1	74,6
1980	68,2	45,1	50,9	62,2	76,6	63,8	73,8	76,9
1981	71,6	65,7	64,7	65,9	80,0	66,9	77,1	79,7
1982	75,2	69,5	68,1	68,2	82,4	69,5	79,5	84,0
1983	78,4	72,1	70,7	70,0	86,4	71,1	83,2	86,3
1984	80,7	73,6	72,2	70,9	88,6	72,0	85,2	84,6
1985	82,6	75,5	74,2	72,9	91,2	73,9	87,8	84,8
1986	84,1	78,0	76,5	74,3	90,4	75,6	87,5	87,0
1987	85,7	79,7	78,4	76,5	92,4	78,0	89,6	88,0
1988	86,4	81,3	80,2	78,7	96,9	80,2	93,7	88,6
1989	88,1	83,7	82,6	81,7	100,2	83,2	97,0	90,0
1990	90,2	86,8	85,8	85,3	99,3	86,8	96,8	92,5
1991	93,1	90,4	89,5	89,7	101,2	90,7	99,2	95,9
1992	96,4	93,0	92,6	92,7	101,7	93,4	100,1	98,8
1993	98,7	96,7	96,4	95,9	102,0	96,4	101,1	100,4
1994	99,2	99,0	98,6	97,5	100,4	97,5	100,0	100,0
1995	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
1996	98,5	100,5	100,5	97,1	99,6	100,3	99,8	98,5
1997	97,0	100,9	101,0	97,9	99,1	100,4	99,4	97,0
1998	95,5	101,4	101,6	99,8	98,4	101,1	99,1	95,5
1999	94,2	101,5	101,5	100,7	98,9	102,1	99,7	94,2
2000	91,2	99,9	101,0	102,6	101,4	104,0	102,1	91,2
2001	90,5	100,5	101,1	104,4	102,5	105,2	103,3	90,5

**Tabelle 7-7: Preisindizes für die Anlagegüter eines Stromverteilnetzbetreibers**

Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

#### **7.2.4 Altersstruktur der Netze**

Neben dem Mengengerüst des Anlagevermögens bestimmt dessen Altersstruktur den Wert des betriebsnotwendigen Vermögens eines Unternehmens und damit auch die Höhe der Fremd- und Eigenkapitalzinsen.<sup>230</sup> Im Referenzmodell wurden die Investitionen in Westdeutschland (vgl. Abbildung 7-1) bei dem Ansatz der Altersstruktur des Anlagevermögens zu Grunde gelegt. Für Ostdeutschland wird eine Sensitivitätsrechnung mit einer neueren Netzstruktur gemacht. Daneben wird auch eine gleichmäßige Altersstruktur, entsprechend der Nutzungsdauer der verschiedenen Anlagegüter in einer Sensitivitätsrechnung angesetzt. Die folgende Tabelle 7-8 zeigt die verschiedenen Altersstrukturen des Anlagevermögens:

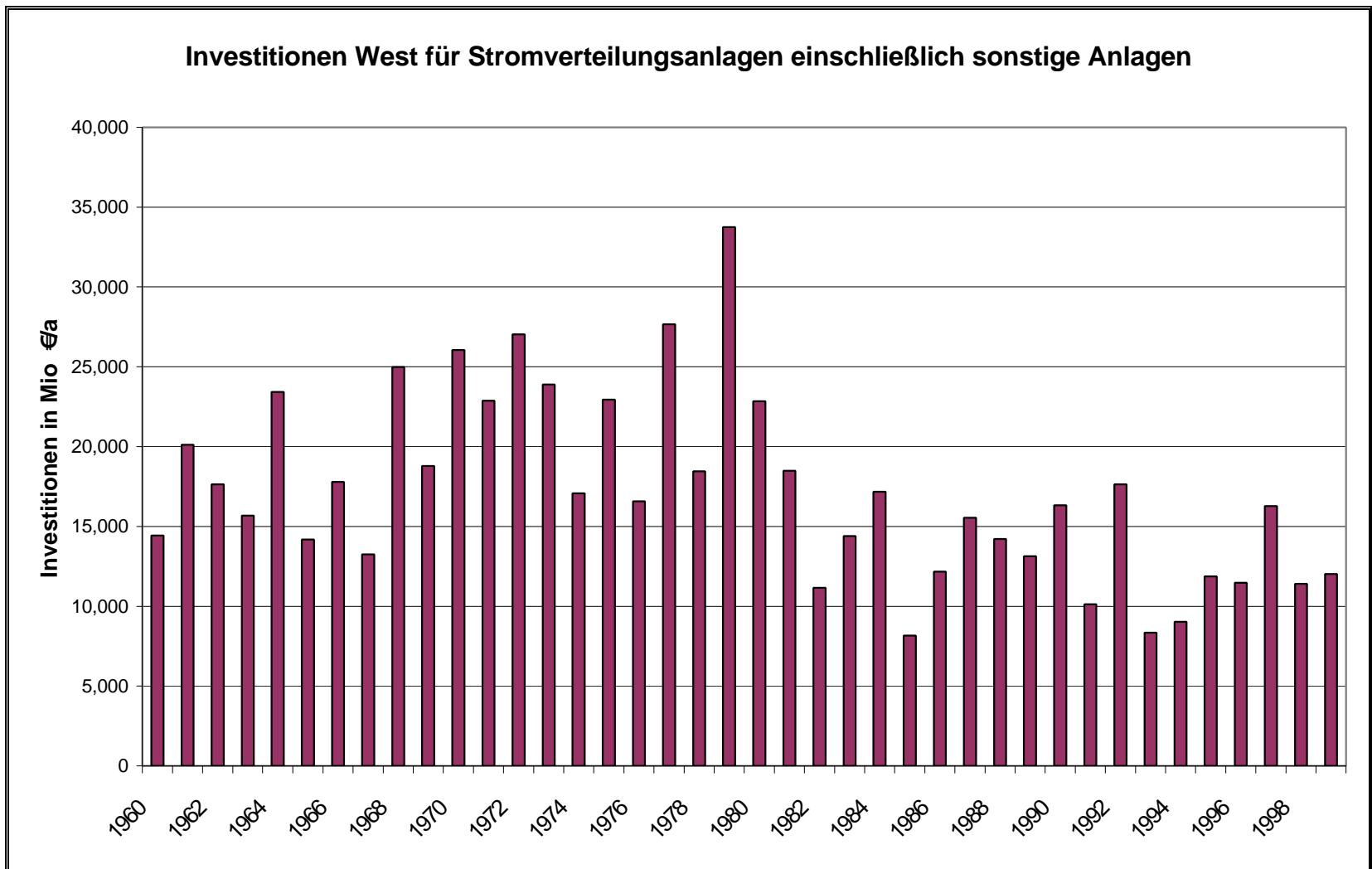
---

<sup>230</sup> Vergleiche hierzu Kapitel 4.1.1 Kosten und Leistungsartenrechnung.

<b>Anteil des Anlagevermögens nach Anschaffungsjahren</b>							
	<b>West</b>	<b>Ost</b>	<b>Gleichmäßig</b>		<b>West</b>	<b>Ost</b>	<b>Gleichmäßig</b>
<b>1950</b>	1.9%	0.0%	0.0%	<b>1976</b>	1.9%	0.5%	3.3%
<b>1951</b>	1.9%	0.0%	0.0%	<b>1977</b>	3.2%	0.5%	3.3%
<b>1952</b>	1.9%	0.0%	0.0%	<b>1978</b>	2.1%	0.5%	3.3%
<b>1953</b>	1.9%	0.0%	0.0%	<b>1979</b>	3.9%	0.5%	3.3%
<b>1954</b>	3.1%	0.0%	0.0%	<b>1980</b>	2.6%	0.5%	3.3%
<b>1955</b>	2.0%	0.0%	0.0%	<b>1981</b>	2.1%	0.5%	3.3%
<b>1956</b>	0.4%	0.0%	0.0%	<b>1982</b>	1.3%	0.5%	3.3%
<b>1957</b>	2.0%	0.0%	0.0%	<b>1983</b>	1.7%	0.5%	3.3%
<b>1958</b>	1.6%	0.0%	0.0%	<b>1984</b>	2.0%	0.5%	3.3%
<b>1959</b>	2.6%	0.0%	0.0%	<b>1985</b>	0.9%	0.5%	3.3%
<b>1960</b>	1.7%	0.5%	0.0%	<b>1986</b>	1.4%	0.5%	3.3%
<b>1961</b>	2.3%	0.5%	0.0%	<b>1987</b>	1.8%	0.5%	3.3%
<b>1962</b>	2.0%	0.5%	0.0%	<b>1988</b>	1.6%	0.5%	3.3%
<b>1963</b>	1.8%	0.5%	0.0%	<b>1989</b>	1.5%	0.5%	3.3%
<b>1964</b>	2.7%	0.5%	0.0%	<b>1990</b>	1.9%	10.0%	3.3%
<b>1965</b>	1.6%	0.5%	0.0%	<b>1991</b>	1.2%	10.0%	3.3%
<b>1966</b>	2.0%	0.5%	0.0%	<b>1992</b>	2.0%	10.0%	3.3%
<b>1967</b>	1.5%	0.5%	0.0%	<b>1993</b>	1.0%	10.0%	3.3%
<b>1968</b>	2.9%	0.5%	0.0%	<b>1994</b>	1.0%	10.0%	3.3%
<b>1969</b>	2.2%	0.5%	0.0%	<b>1995</b>	1.4%	10.0%	3.3%
<b>1970</b>	3.0%	0.5%	0.0%	<b>1996</b>	1.3%	5.0%	3.3%
<b>1971</b>	2.6%	0.5%	0.0%	<b>1997</b>	1.9%	5.0%	3.3%
<b>1972</b>	3.1%	0.5%	3.3%	<b>1998</b>	1.3%	5.0%	3.3%
<b>1973</b>	2.7%	0.5%	3.3%	<b>1999</b>	1.4%	5.0%	3.3%
<b>1974</b>	2.0%	0.5%	3.3%	<b>2000</b>	1.4%	5.0%	3.3%
<b>1975</b>	2.6%	0.5%	3.3%	<b>2001</b>	2.6%	0.5%	3.3%

**Tabelle 7-8: Anteil des Anlagevermögens eines bestimmten Anschaffungsjahres in Prozent des gesamten Anlagevermögens**

Quelle: VDEW-Statistik (verschiedene Jahrgänge), eigene Berechnung



**Abbildung 7-1: Investitionen in das Stromnetz seit 1960 (ab 1995 anteilig für Westdeutschland geschätzt)**

Quelle: Bundeswirtschaftsministerium, Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik, verschiedene Jahrgänge

## 7.2.5 Vermögenswerte

Die Kombination aus Mengenstruktur, Altersstruktur und Preisen der Betriebsmittel eines Netzbetreibers ermöglicht die Berechnung des betriebsnotwendigen Vermögens als Grundlage für kalkulatorische Abschreibungen und kalkulatorische Zinsen. Der Berechnung der Netznutzungsentgelte werden historische Anschaffungs- und Herstellkosten und Wiederbeschaffungswerte in 2001 zu Grunde gelegt. Die folgende Tabelle zeigt die Mengen und Vermögensstruktur für das Referenzunternehmen.

Betriebsmittel	Menge		Bilanzielle Restbuchwerte in Tsd. €	modifizierte Restbuchwerte in Tsd. €	Tagesneuwerte in Tsd. €
MS Netz Freileitungen	20	km	241	276	330
MS Netz Kabel	152	km	5549	8000	9215
MS Hausanschlüsse	43	Stück	33	42	49
NS Netz Freileitungen	57	km	432	494	591
NS Netz Kabel	357	km	10265	14799	17046
NS Hausanschlüsse	215	Stück	2570	3339	3815
Transformator HS/MS	6	Stück	752	917	892
110 kV Schaltfelder	15	Stück	2437	3331	3800
10 kV Transformatorenschaltfelder mit Leistungsschalter	6	Stück	76	104	118
Erdlußlöschspulen 138 A	6	Stück	141	192	220
10 kV Leitungsschaltfelder mit Leistungs- und Lasttrennschalter	36	Stück	520	711	811
Stationsgehäuse	200	Stück	1284	1740	2044
ON Transformator	200	Stück	289	410	409
10 kV Sicherungslasttrenner	400	Stück	163	222	255
10 kV Lasttrennschalter	200	Stück	293	399	460
Verteilerschränke	200	Stück	146	199	230

**Tabelle 7-9: Anteil des Anlagevermögens eines bestimmten Anschaffungsjahres in Prozent des gesamten Anlagevermögens**

Quelle: Eigene Berechnung

## 7.2.6 Kalkulatorische Kosten

Im Referenzfall wurden die Abschreibungen und Zinsen entsprechend dem Nettosubstanzerhaltungskonzept<sup>231</sup> kalkuliert. Dazu sind für den fremdfinanzierten Teil des Anlagevermögens die Abschreibungen auf der Basis von Anschaffungs- und Herstellungskosten folgendermaßen zu berechnen:

Mit N: Anlagegüter,

<sup>231</sup> Vergleiche hierzu Kapitel 4.

A: Anschaffungsjahr eines Anlagegutes,

$M_{i,j}$ : Menge eines Anlagegutes i, das zum Zeitpunkt j angeschafft wurde, wobei gelten muss, dass  $2001 - ND_i > j$ ,

$ND_i$ : Nutzungsdauer eines Anlagegutes ij,

$P_{i,j}$ : Preis des Anlagegutes i zum Zeitpunkt j,

$$Afa_{AK/HK,2001} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=A}^{2001} (P_{i,j} \cdot M_{i,j}) \cdot \frac{1}{ND_i}, \quad \forall i \in (1 \dots N), j \in (A \dots 2001)$$

Die Abschreibungen auf der Basis von Wiederbeschaffungswerten sind folgendermaßen zu berechnen:

$$Afa_{TNW,2001} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=A}^{2001} (P_{i,2001} \cdot M_{i,j}) \cdot \frac{1}{ND_i}, \quad \forall i \in (1 \dots N), j \in (A \dots 2001)$$

Die gesamten kalkulatorischen Abschreibungen ergeben sich dann aus:

$$Afa_{AK/HK,2001} \cdot \text{Fremdkapitalquote} + Afa_{TNW,2001} \cdot \text{Eigenkapitalquote}$$

Im Modell wird ferner als Grundlage für die Fremdkapitalverzinsung das Vermögen auf Basis der Anschaffungswerte und bilanzieller Abschreibungen kalkuliert, das sind die so genannten Restbuchwerte:

$$RBW_{2001} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=A}^{2001} (P_{i,j} \cdot M_{i,j} - Afa_{bil.,kum.}), \quad \forall i \in (1 \dots N), j \in (A \dots 2001)$$

Dabei sind  $Afa_{bil.,kum.}$  die kumulierten, bilanziellen Abschreibung seit dem Anschaffungsjahr einer Anlage oder formal:

$$Afa_{bil.,kum.} = \sum_{l=2001-ND_i}^{2001} Afa_{bil.,l} \quad \forall i \in (1 \dots N), l \in (A \dots 2001)$$

Dabei wird  $Afa_{bil}$  genauso gebildet, wie  $Afa_{AK/HK}$ , nur dass hier nicht die betriebsübliche, sondern entsprechend den Vorschriften des HGB, die steuerliche Nutzungsdauer für die Anlagegüter berücksichtigt wird. Hier wurden die kürzeren steuerlichen Nutzungsdauern angenommen, weil die Laufzeit von Krediten kürzer einzuschätzen ist als die betriebsübliche Nutzungsdauer.

Für die Verzinsung des Eigenkapitals wird die ähnliche Rechnung auf Tagesneuwertbasis durchgeführt:

$$TNW_{2001} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=A}^{2001} (P_{i,2001} \cdot M_{i,j}) - Afa_{TNW}, \quad \forall i \in (1 \dots N), j \in (A \dots 2001)$$

Dabei sind  $Afa_{TNW}$  die kumulierten Abschreibungen auf Tagesneuwertbasis:

$$Afa_{TNW} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=A}^k (p_{i,2001} \cdot M_{i,j}) \cdot \frac{1}{ND_i}, \forall i \in (1 \dots N), j \in (A \dots 2001), k = (A \dots 2001)$$

Bevor die Zinsen ausgerechnet werden können muss noch das Abzugskapital, bei dem es sich hauptsächlich um den Bestand an Baukostenzuschüssen handelt, subtrahiert werden.

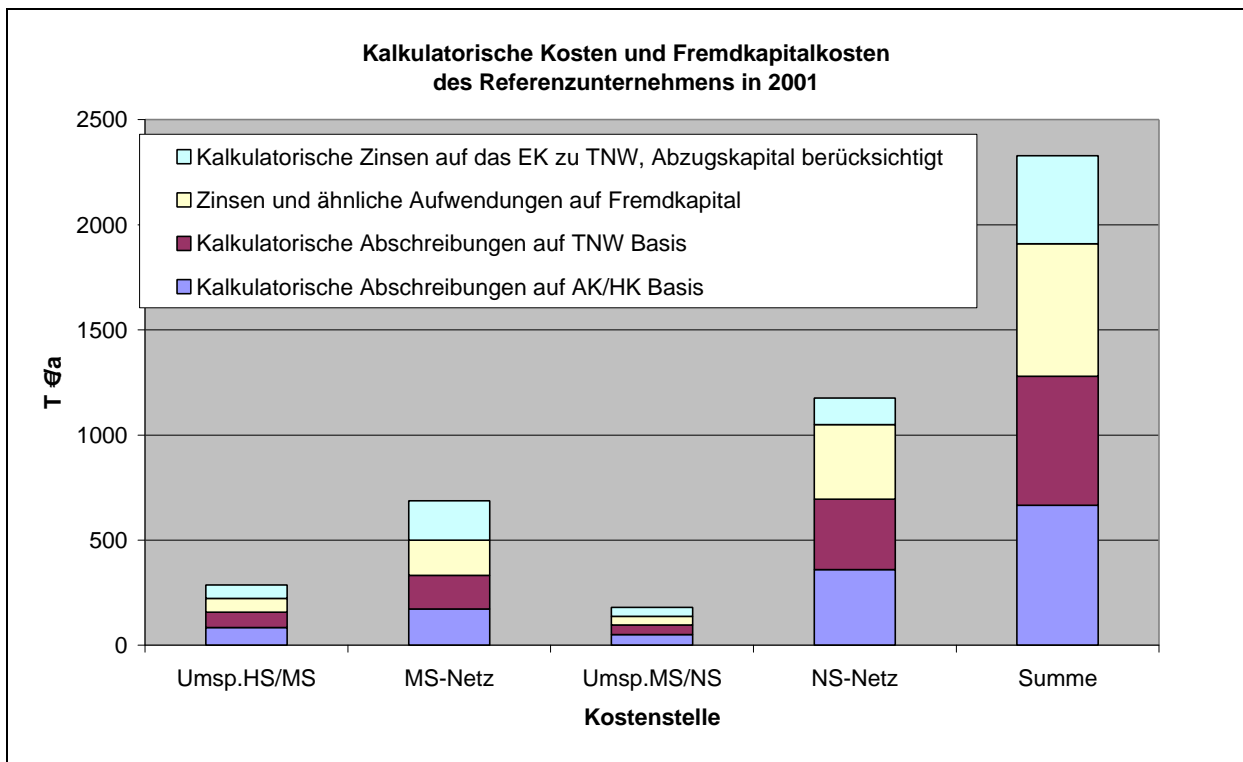
Die Fremdkapitalverzinsung im Modell ist dann:

$$\text{Fremdkapitalzinsen} = (\text{RBW} - \text{Abzugskapital}) \cdot \text{Fremdkapitalquote} \cdot \text{Fremdkapitalzinssatz}$$

Die Eigenkapitalverzinsung:

$$\text{Eigenkapitalverzinsung} = (\text{TNW} - \text{Abzugskapital}) \cdot \text{Eigenkapitalquote} \cdot \text{Eigenkapitalzinssatz}$$

Für das Referenzunternehmen ergeben sich entsprechend diesen Berechnungen die in der folgenden Abbildung aufgezeigten kalkulatorischen Kosten nach Spannungsebenen, wobei eine Eigenkapitalverzinsung in Höhe von 6,5% und eine Fremdkapitalverzinsung in Höhe von 7,2% als angesetzt wurde.



**Abbildung 7-2: Kalkulatorische Kosten und Fremdkapitalkosten für das Referenzunternehmen**

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Abbildung 7-6 zeigt, dass die kalkulatorischen Zinsen und die Fremdkapitalzinsen sich nicht stark unterscheiden. Das ergibt sich, weil ein 40% tiger Eigenkapitalanteil im Referenzunternehmen gewählt wurde. Des weiteren wurde vor Eigenkapitalverzinsung im Niederspannungsnetz das aus den Baukostenzuschüssen bestehende Abzugskapital berücksichtigt. Daraus folgt, dass die Eigenkapitalverzinsung im Niederspannungsnetz deutlich unter der Fremdkapitalverzinsung liegt.

Der Vergleich zwischen kalkulatorischen Abschreibungen auf Tagesneuwertbasis und Anschaffungs- / Herstellungskosten lässt ebenfalls den 40% tigen Eigenkapitalanteil erkennen, da beide Beträge sich in allen Netzebenen gleichen.

### 7.2.7 Betriebskosten

Die Betriebs und Unterhaltungskosten des Netzbetriebs sind im Modell, einschließlich Gemeinkostenanteil, mit einem Prozentsatz auf die Investitionen angesetzt.<sup>232</sup>

Mit  $bk_i$ : Betriebskosten für eine Anlage  $i$  in Prozent der Investitionen der Anlage  $i$

$$BeKo_{2001} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=A}^{2001} (p_{i,2001} \cdot M_{i,j} \cdot bk_i), \forall i \in (1 \dots N), j \in (A \dots 2001)$$

Das kann selbstverständlich nur ein grober Näherungswert sein, der in Bandbreiten (vgl. Tabelle 7-10) angegeben werden muss. Diese Vereinfachung ist notwendig, weil es auf der einen Seite keine Veröffentlichungen über die Betriebskosten in deutschen Netzbetrieben gibt. Auf der anderen Seite gilt, wie bei den Abschreibungen, dass die Höhe der Betriebskosten von der Bilanzpolitik stark geprägt sein kann. Kleinere Investitionen können oft wahlweise als Investitionen aktiviert und abgeschrieben oder als Betriebskosten geführt werden, so dass die Höhe veröffentlichter Betriebskosten nicht unbedingt die Realität widerspiegelt.<sup>233</sup>

<sup>232</sup> Haubrich (1994), Technologieblätter im Anhang des Gutachtens.

<sup>233</sup> Auer 2002, S. 112-123, EWI, frontier economics (2001) S. 19.

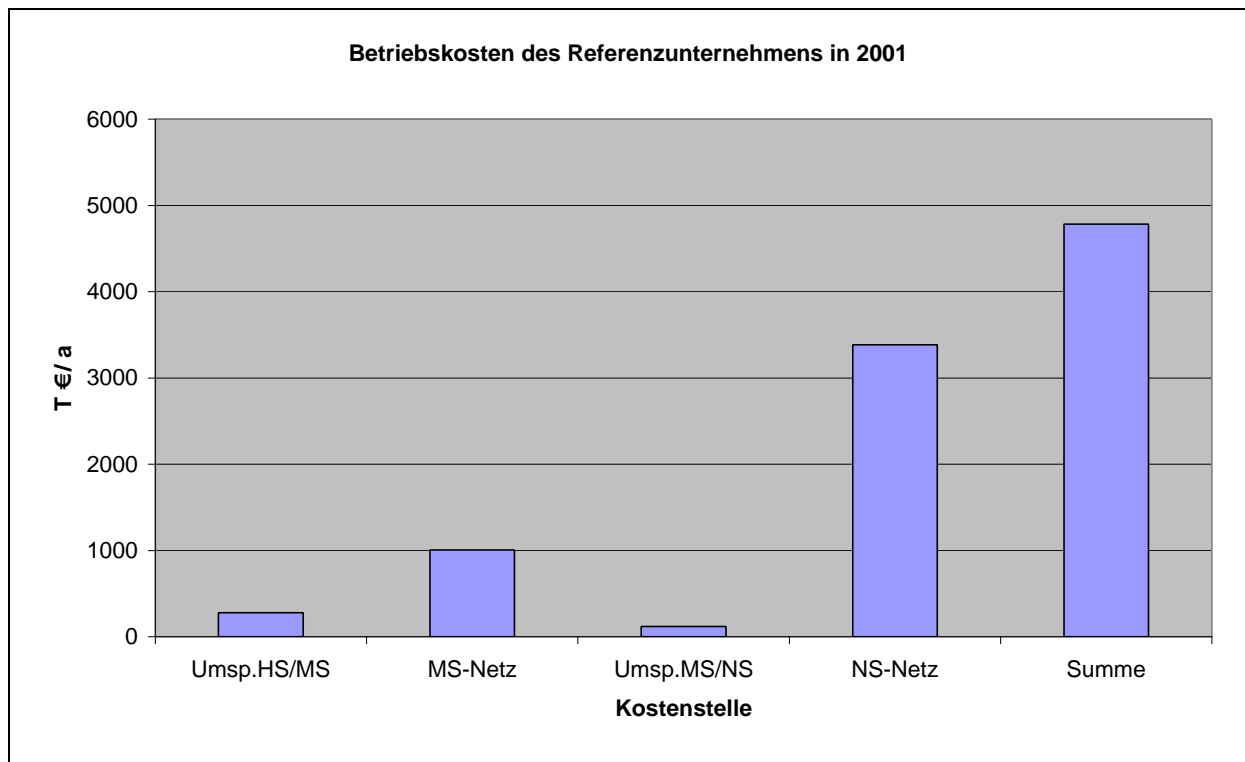


	<b>Min in % der Investitionen</b>	<b>Max in % der Investitionen</b>
MS Netz Freileitungen	4	6
MS Netz Kabel	3	5
MS Hausanschlüsse	3	5
NS Netz Freileitungen	6	8
NS Netz Kabel %	6	8
NS Hausanschlüsse %	6	8
Transformator HS/MS	2	4
110 kV Schaltfelder	0.5	2.5
20 kV Transformatorenschaltfelder mit Leistungsschalter	2	4
Erdschlusslöschspulen 138 A	2	4
20 kV Leitungsschaltfelder mit Leistungs- und Lasttrennschalter	2	4
ON Transformator (abh. von der Bemessungsleistung)	6	8
10 kV Sicherungslasttrenner	2	4
10 kV Lasttrennschalter	2	4
Verteilerschränke	6	8

**Tabelle 7-10: Bandbreiten der Betriebs- und Geschäftskosten einschließlich Gemeinkostenanteil in Prozent der Investitionen**

Quelle: Haubrich (1994)

Die Betriebskosten haben an den gesamten Netzkosten den höchsten Anteil, wie die folgende Abbildung zeigt, die die kalkulierten Betriebskosten darstellt. Hier wurde die obere Grenze möglicher Betriebskosten zu Grunde gelegt. Im Vergleich zu den Kapitalkosten machen die Betriebskosten, die hier die Wartung und Instandhaltung der Netze, die Personalkosten sowie die Verwaltungs- und Vertriebskosten eines Netzbetreibers umfassen, fast den doppelten Betrag aus.



**Abbildung 7-3: Betriebskosten für das Referenzunternehmen**

Quelle: Eigene Berechnungen

## 7.2.8 Steuern

Entsprechend den Vorschriften der VV II + wurden hier die Steuern auf Scheingewinne und die Gewerbeertragsteuern angesetzt. Formal sieht die Berechnung der Steuer folgendermaßen aus:

Mit  $t$ : typisierter Gewinnsteuersatz

$g$ : Gewerbeertragsteuersatz

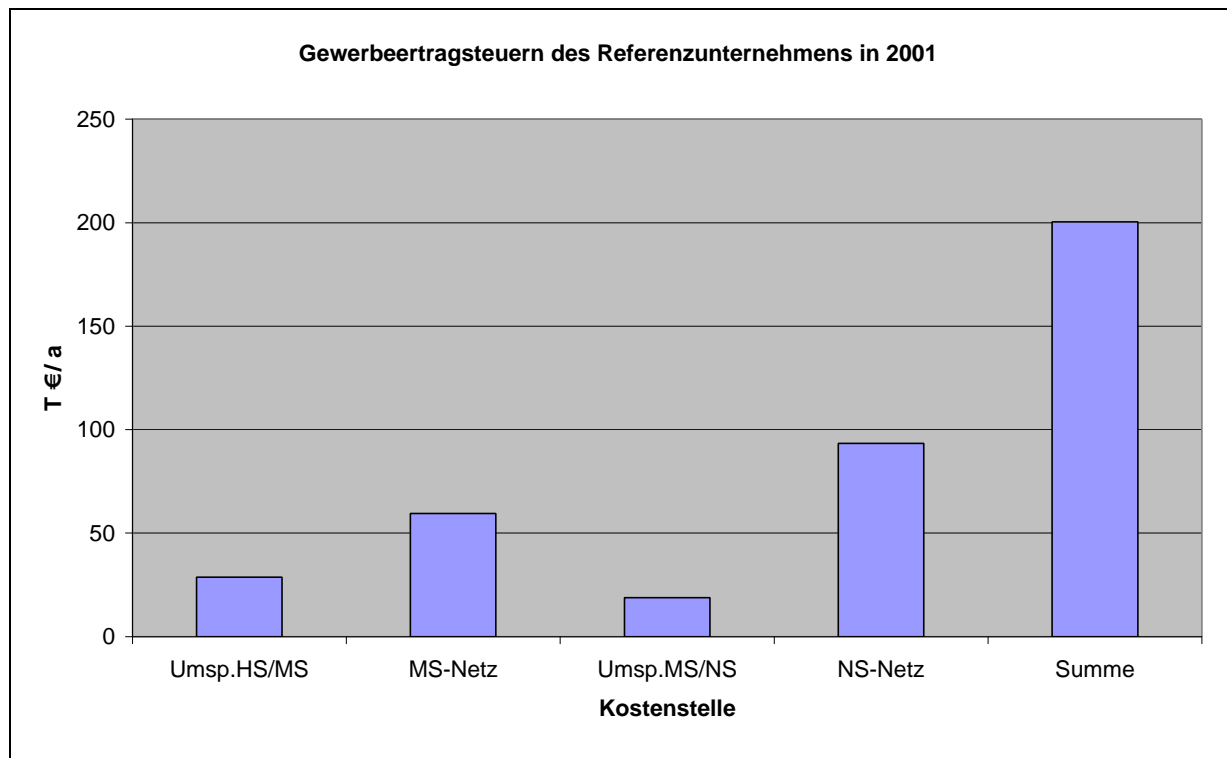
$Afa_{bil}$ : bilanzielle Abschreibungen, d.h. Abschreibungen zu AK/HK mit steuerlichen Nutzungsdauern

$$Steuer_{2001} = (Afa_{AK/HK,2001} \cdot Fremdkapitalanteil + Afa_{TNW,2001} \cdot Eigenkapitalanteil - Afa_{bil,2001}) \cdot t + (Eigenkapitalverzinsung + 0,5 \cdot Fremdkapitalzinsen) \cdot g$$

Die Gewerbeertragsteuer wurde mit einem durchschnittlichen Hebesatz von 389% in Deutschland angesetzt, so dass sich ein Gewerbesteuersatz von 16% auf den Gewerbeertrag ergibt.<sup>234</sup> Die Steuern auf Scheingewinne wurden auf die Differenz der

<sup>234</sup> Statistisches Jahrbuch (2002), S. 534.

kalkulatorischen Abschreibungen zu den bilanziellen Abschreibungen mit 35% als typisierter Ertragsteuer angesetzt. Die folgende Abbildung 7-4 zeigt die Höhe der Gewerbeertragsteuer im Referenzunternehmen.



**Abbildung 7-4: Gewerbeertragsteuer und Steuern auf Scheingewinne für das Referenzunternehmen**

Quelle: Eigene Berechnungen

### 7.2.9 Abzugsfähige Erlöse und Abzugskapital

Bevor auf der Grundlage der Kosten, die beim Netzbetrieb anfallen, die Preise berechnet werden können, müssen hiervon die so genannten abzugsfähigen Erlöse abgezogen werden.<sup>235</sup> Im Modell wurde zur Vereinfachung nur die bedeutendste Position, die Baukostenzuschüsse, berücksichtigt. Die Baukostenzuschüsse sind in der AVBEIt<sup>236</sup> vorgegeben. Ein Netzbetreiber kann für Erweiterungsinvestitionen ins Verteilungsnetz 70% und für Hausanschlüsse 100% des Investitionsbetrages erheben. Die Baukostenzuschüsse

<sup>235</sup> Die hierzu zählenden Positionen in einem Netzbetrieb wurden in Kapitel 5.1.1 umfassend erläutert.

<sup>236</sup> Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEItV) vom 29. Juni 1979, BGBl. I S. 684 (BGBl. III 752-1-8).

werden in der Regel als Rückstellung im Unternehmen gehalten und über einen Zeitraum von 20 Jahren erfolgswirksam aufgelöst. Die Rückstellungen müssen als Bestand an Baukostenzuschüssen von dem Eigenkapital bei der Berechnung der Eigenkapitalzinsen abgezogen werden. Die Auflösung wiederum mindert die jährlichen Netzkosten. Die Kalkulation entsprechend den Vorgaben der VV II+ ist folgendermaßen:

Mit  $N_B$ : Anlagegüter für die ein Netzbetreiber Baukostenzuschüsse erheben kann

A: Anschaffungsjahr eines Anlagegutes,

$M_{i,j}$ : Menge eines Anlagegutes  $i$  zum Zeitpunkt  $j$  angeschafft wurde, wobei gelten muss, dass  $2001 - 20_j > j$ ,

$m_i$ : Baukostenzuschusssatz für ein gegebenes Anlagegut,

$P_{i,j}$ : Preis des Anlagegutes  $i$  zum Zeitpunkt  $j$ .

$$BKZ_{gesamt,2001} = BKZ_{AK/HK,j} \cdot Fremdkapitalanteil + BKZ_{TNW,j} \cdot Eigenkapitalanteil,$$

$$\forall i \in (1 \dots N), j \in (A \dots 2001)$$

Mit

$$BKZ_{AK/HK,2001} = \frac{1}{20} \cdot \sum_{i=1}^{N_B} \sum_{j=A}^{2001} m_i \cdot (P_{i,j} \cdot M_{i,j}), \forall i \in (1 \dots N), j \in (A \dots 2001)$$

und

$$BKZ_{TNW,2001} = \frac{1}{20} \sum_{i=1}^{N_B} \sum_{j=A}^{2001} m_i \cdot (P_{i,2001} \cdot M_{i,j}), \forall i \in (1 \dots N), j \in (A \dots 2001)$$

Es ist anzumerken, dass das die VV II+ hier die Wahl zwischen entsprechend den kalkulatorischen Abschreibungen berechneten Baukostenzuschüssen und den Ist-Baukostenzuschüssen lässt. Dadurch können sowohl Abzugskapital und Auflösung der Baukostenzuschüsse zu niedrig ausfallen.

Da im Referenzfall die Verbändevereinbarung abgebildet wird, wurden für das Referenzunternehmen die Baukostenzuschüsse auf Basis von Anschaffungswerten kalkuliert, wobei sich im Mittelspannungsnetz 2 Tsd. € und im Niederspannungsnetz rund 738 Tsd. € an jährlichen Auflösungsbeträgen ergeben.

Das Abzugskapital, dass bei der Verzinsung des Kapitals berücksichtigt werden muss, wird auf Anschaffungs- bzw. Herstellungskostenbasis folgendermaßen berechnet:

$$Abz.K_{gesamt,2001} = Abz.K_{AK/HK,2001} \cdot Fremdkapitalanteil + Abz.K_{TNW,2001} \cdot Eigenkapitalanteil$$

$$\forall i = (1 \dots N_B), j = (A \dots 2001)$$

Mit

$$Abz.K_{AK/HK,2001} = \sum_{i=1}^{N_B} \sum_{j=A}^{2001} m_i \cdot (p_{i,j} \cdot M_{i,j}) - BKZ_{AK/HK}, \forall i \in (1 \dots N), j \in (A \dots 2001)$$

$$BKZ_{AK/HK} = \frac{1}{20} \cdot \sum_{i=1}^{N_B} \sum_{j=A}^k m_i \cdot (p_{i,j} \cdot M_{i,j}), \forall i \in (1 \dots N), j \in (A \dots 2001), k = (A \dots 2001)$$

und

$$Abz.K_{TNW,2001} = \sum_{i=1}^{N_B} \sum_{j=A}^{2001} m_i \cdot (p_{i,2001} \cdot M_{i,j}) - BKZ_{TNW}, \forall i \in (1 \dots N), j \in (A \dots 2001)$$

$$BKZ_{AK/HK} = \frac{1}{20} \cdot \sum_{i=1}^{N_B} \sum_{j=A}^k m_i \cdot (p_{i,2001} \cdot M_{i,j}), \forall i \in (1 \dots N), j \in (A \dots 2001), k = (A \dots 2001)$$

### 7.2.10 Zusammenfassung der Kostenpositionen

Die Kosten, die in den vorangegangenen Kapiteln ermittelt wurden ergeben bei einer kostenorientierten Preiskalkulation zusammengefasst die Kalkulationsgrundlage für die Netznutzungsentgelte.

Mit Hilfe des Excel-Modells wurden die gesamten Kosten und Auflösung der BKZ im Jahre 2001 für das Referenzunternehmen kalkuliert. Dabei wurden die Anlagen den verschiedenen Netzebenen – also den Endkostenstellen – zugeordnet. Die folgende Tabelle 7-11 zeigt das Ergebnis:

<b>Kostenstellen:</b>	<b>Umsp.HS/MS</b>	<b>MS-Netz</b>	<b>Umsp.MS/NS</b>	<b>NS-Netz</b>	<b>Summe</b>
<b>Kostenarten:</b>	<b>T €a</b>	<b>T €a</b>	<b>T €a</b>	<b>T €a</b>	<b>T €a</b>
Kalkulatorische Kosten	286	688	179	1176	2329
Betriebskosten	279	1005	119	3381	4784
Kalkulatorische Steuern	27	57	18	100	201
Auflösung BKZ		1		451	452
<b>Summe</b>	<b>592</b>	<b>1748</b>	<b>315</b>	<b>4207</b>	<b>6863</b>

**Tabelle 7-11: Gesamte Kosten für das Referenzunternehmen**

Quelle: Eigene Berechnungen

### **7.3 Von den Kosten zu den Preisen im Referenzunternehmen entsprechend den Vorschriften der VV II+**

Ausschlaggebend für Beurteilung von Netzentgelten sind jedoch nicht die absoluten Kosten, sondern vielmehr die Kosten, die den einzelnen Kostenträgern zugeordnet werden und welche spezifischen Kosten die Kunden zu tragen haben. Daher schließt sich nun die Berechnung der Preise an die Kostenbetrachtung an, bevor die Vorgehensweise in Deutschland beurteilt werden kann.

#### **7.3.1 Berechnung der Briefmarken**

Entsprechend den Vorgaben der VV II+ sind als Vorbereitung für die Kostenträgerrechnung und die Preiskalkulation zunächst die gesamten Kosten in Briefmarken<sup>237</sup> je kW umzuwandeln. Da es keine öffentlichen Statistiken über die die Höchstlasten einzelner Spannungsebenen gibt, müssen diese geschätzt werden. Für das Referenzunternehmen wurde angenommen, dass die Höchstlast ab Umspannung HSP/MSP und im Mittelspannungsnetz und die Höchstlast ab Umspannung MSP/NSP und im Niederspannungsnetz jeweils übereinstimmen. In den Statistiken und in den Veröffentlichungen der Netzbetreiber wird die gesamte Höchstlast der Unternehmen

<sup>237</sup> Vgl. hierzu Kapitel 6.3.1 und VV II + (2002) Anlage 5.

veröffentlicht, die Höchstlast im Niederspannungsnetz musste kalkuliert werden. Die Vorgehensweise bei der Berechnung der Höchstlasten für das Referenzunternehmen teilt sich in folgende Schritte:

- Berechnung der durchgeleiteten Strommenge nach Kundengruppen als Grundlage für die Berechnung der kundenspezifischen Lastganglinien,
- Berechnung der kundenspezifischen Lastganglinien,
- Kalkulation der Höchstlasten im Niederspannungsnetz.

In der VDEW-Statistik 1998 wird die Stromabgabe an die folgenden Kundengruppen unterschieden:

- Weiterverteiler (im Referenzunternehmen 65 GWh)
- Industriekunden (im Referenzunternehmen 80 GWh),
- Sondervertragskunden (im Referenzunternehmen 115 GWh),
- Tarifkunde (im Referenzunternehmen 95 GWh).

Es ist sinnvoll, die 98er Statistik zu nehmen, weil hier angenommen werden kann, dass die Angaben der Unternehmen über ihre nutzbare Abgabe die Abgabe in ihrem Versorgungsgebiet entspricht, da bis zum Beginn der Strommarktliberalisierung die Stromversorger über abgeschlossene Versorgungsgebiete verfügten. Somit sollten die in der VDEW-Statistik veröffentlichten Abgabemenge der durchgeleiteten Strommenge eines abgeschlossenen Netzgebietes entsprechen, die sich im Zeitverlauf in der Regel nicht grundlegend ändert. In 2001 werden die Angaben der Unternehmen in vielen Fällen nicht mehr der durchgeleiteten Strommenge ihres ehemals abgeschlossenen Versorgungsgebietes entsprechen.

Bei der Schätzung der Stromabgabe an die verschiedenen Kundengruppen, die es in einem Versorgungsunternehmen gibt, wurde angenommen, dass die Industriekunden und die Weiterverteiler aus der Mittelspannungsebene Strom abnehmen. Deshalb wird eine eher zu hohe Abgabemenge aus dem Mittelspannungsnetz geschätzt, da große Industriekunden zum Teil aus dem Hochspannungsnetz Strom abnehmen. Netznutzungsentgelte im Mittelspannungsnetz werden etwas unterschätzt. Da es hierzu aber keine Veröffentlichungen gibt wurde dieser Weg gewählt.

Des weiteren war noch die Stromabgabe an Haushaltskunden, Gewerbekunden, Speicherheizungskunden und Landwirtschaftskunden zu schätzen.

Die Abgabe kann aus der VDEW-Statistik 2001, die hierzu erstmalig Angaben enthält entnommen werden. Höchstens 5% der Haushaltskunden haben seit Beginn der

Liberalisierung ihren Stromversorger gewechselt<sup>238</sup>, daher entspricht die Stromabgabe an Haushaltskunden der VDEW-Statistik 2001 der durchgeleiteten Strommenge an Haushaltskunden in einem abgeschlossenen Versorgungsgebiet. Im Mittel ergab sich für die betrachteten Unternehmen ein Wert von 70 GWh.

Die Abgabe an Speicherheizungskunden wurde mit 3% der Haushaltsabgabe geschätzt.<sup>239</sup> Daraus ergibt sich in dem Referenzunternehmen eine Stromabgabe an Speicherheizungskunden in einer Höhe von 2 GWh.

Die Abgabe an Landwirte wurde mit 1,7%<sup>240</sup> der gesamten Stromabgabe im Versorgungsgebiet des Netzbetreibers angenommen, die rund 3 GWh betragen.

Der Rest der Tarifkundenabgabe beträgt dann 20 GWh, die ebenso wie die Stromabgabe an Sondervertragskunden den Gewerbekunden zugeordnet wird. So beträgt die Abgabe an Gewerbekunden 134 GWh.

Mit Hilfe von standardisierten Lastganglinien kann nun die Höchstlast im Niederspannungsnetz geschätzt werden. Die folgende Abbildung zeigt den Lastgang bei dem die errechnete Höchstlast im Niederspannungsnetz rund 40 MW beträgt.<sup>241</sup>

---

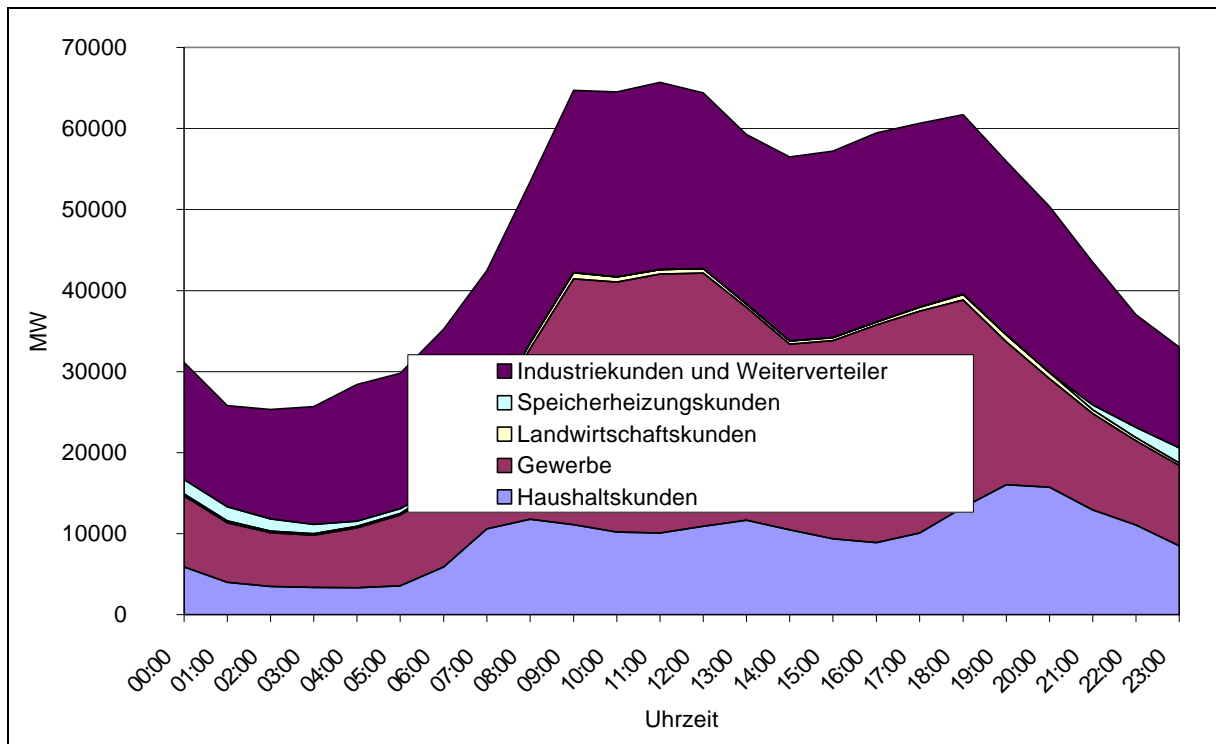
<sup>238</sup> EU-Benchmarkingbericht (2003), S. 16.

<sup>239</sup> <http://www.destatis.de/basis/d/bauwo/wositab5.htm>.

<sup>240</sup> RWE Energieflussbild der Bundesrepublik Deutschland nach Sektoren (1998).

<sup>241</sup> Standardisierte Lastganglinien des VDEW herausgegeben im excel-Dateiformat unter: AP 4 VDEW LP 2001 Beschreibung und Verlauf.xls





**Abbildung 7-5: Lastganglinie am Tag der Höchstlast im Referenzunternehmen**

Quelle: Eigene Berechnungen, VDEW (1998), Quaschnik (1996)

Setzt man Kosten und Höchstlasten in Beziehung ergeben sich dann die folgenden Briefmarken und daraus die kumulierten Kosten als Basis für die Preisberechnung im Referenzunternehmen:

	Umsp.HS/MS	MS-Netz	Umsp.MS/NS	NS-Netz
Gesamte Kosten abzügl. Auflösungsbeträge in Tsd. €	592	1748	315	4207
Höchstlast in MW	66	66	42	42
<b>Briefmarke in €/kW</b>	<b>9</b>	<b>26</b>	<b>8</b>	<b>100</b>
<b>Kumulierte Kosten in €/kW<sup>242</sup></b>	<b>50</b>	<b>76</b>	<b>84</b>	<b>184</b>

**Tabelle 7-12: Berechnung der Briefmarken und der kumulierten Kosten**

Quelle: Eigene Berechnungen

Dabei werden die Briefmarken durch das Dividieren der gesamten Kosten je Spannungsebene und die kumulierten Kosten auf die folgende Weise berechnet:

Mit  $B_i$ : Briefmarke der Spannungsebene  $i$  in €/kW

$i$ : Spannungsebene,  $i \in (1, \dots, 7) = (\text{Höchstspannungsebene, Umsp. HS/HS}, \dots, \text{NSP})$

$g_i$ : Gleichzeitigkeitsfaktor der Höchstlast in Netzebene  $i$  für die Netzebene  $i-1$

$$KumKo_i = \sum_{i=1}^7 B_i + B_{i-1} \cdot g_i$$

### 7.3.2 Arbeits- und Leistungsabhängige Netznutzungsentgelte<sup>243</sup>

Nach den Vorgaben der Verbändevereinbarung fließt das Abnahmeprofil der verschiedenen Kundengruppen bei der Kalkulation der Netznutzungsentgelte ein, indem Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt werden. Gleichzeitigkeitsfaktoren geben an, mit welchem Anteil seiner installierten Leistung ein Kunde an der Spitzenlast beteiligt ist. Mit Ansatz einer Gleichzeitigkeitsgeraden wird davon ausgegangen, dass die Zahl der Benutzungsstunden eines Stromkunden und die Höhe seines Anteils an der Höchstlast zusammenhängen. Die Verteilungsfunktion der Gleichzeitigkeitsfaktoren wird durch zwei Geraden angenähert. Für diese Geraden muss gelten, dass die Netzhöchstlast und die Summe der Einzelhöchstlasten multipliziert mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor gleich sind:

<sup>242</sup> Dabei wurde für das Hochspannungsnetz entsprechend dem Durchschnitt in Deutschland und der Durchleitungsmenge für das Referenzunternehmen eine Briefmarke von 40 €/kW angenommen.

<sup>243</sup> VV II +, Anlage 4.

Mit  $P_i^{\max}$  : gesamte Höchstlast in der Spannungsebene i

$j$ : Höchstlast des individuellen Kunden j,

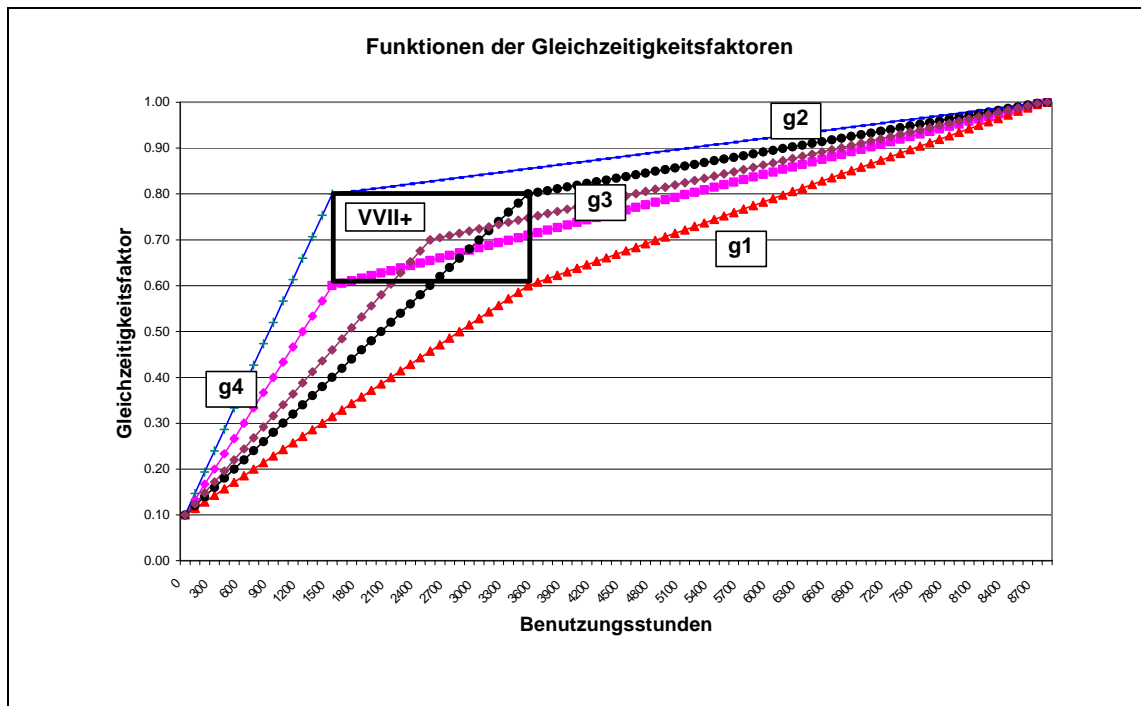
$g_j$ : Anteil der Höchstlast des Kunden j an der gesamten Höchstlast in der Spannungsebene i.

$$P_i^{\max} = \sum_j P_j^{\max} \cdot g_j$$

Die Schnittpunkte der Näherungsgerade sollen stets durch die folgenden, diametralen Eckpunkte gehen

$$P_1: (g;T) = (0,8;1500); P_2: (g;T) = (0,6;3500)$$

Die folgende Abbildung 7-6 zeigt Verteilungsfunktionen mit Gleichzeitfaktoren, die nach Vorgaben der VV II+ möglich sind.



**Abbildung 7-6: Beispiele für Gleichzeitigkeitsfaktoren**

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Zusammenfügung von Gleichzeitigkeitsfaktoren und kumulierten Kosten ergeben dann die Netznutzungsentgelte.<sup>244</sup>

Wurden die Gleichzeitigkeitsfaktoren in geeigneter Weise gewählt, dann führen die Netznutzungsentgelte zu Erlösen, die die Kosten im Verteilnetzbetrieb abdecken.

<sup>244</sup> Die genaue Vorgehensweise wird in der VV II+ (2001), Anlage 5 ausführlich erläutert.

Dazu wurde Schnittpunkt mit der y-Achse 0,1 und der Knickpunkt  $(g,T)=(0,6;3.500)$  gewählt. Das heißt, dass in dem betrachteten Referenzunternehmen die Gerade  $g_1$ , die Lastgänge der Kunden am besten widerspiegelt. Die folgende Tabelle 7-13 zeigt die Netznutzungsentgelte, die sich im Referenzunternehmen diesen Gleichzeitigkeitsfaktoren ergeben.

	< 3.500 Benutzungsstunden		> 3.500 Benutzungsstunden	
	LP in €/kW	AP in cent/kWh	LP in €/kW	AP in cent/kWh
Umsp.HS/MS	5,00	0,71	21,99	0,32
MS-Netz	7,64	1,09	33,65	0,49
Umsp.MS/NS	57,35	1,09	41,15	0,49
NS-Netz	18,41	2,63	81,06	1,18

**Tabelle 7-13: Netznutzungsentgelte im Referenzunternehmen**

Quelle: Eigene Berechnungen

Vergleicht man Netzbetreiber in der Realität miteinander, so ist es erforderlich die Netzentgelte vergleichbar zu machen.<sup>245</sup> Daher wurden aus den leistungs- und arbeitsabhängigen Netznutzungsentgelten abschließend bestimmte Abnahmefälle mittlere Netznutzungsentgelte berechnet. In der VV II+ wird vorgeschrieben, dass für den Vergleich zwischen Netzbetreibern die Abnahmefälle 1500, 2.500 und 4000 für das Niederspannungsnetz und 1.500, 2500 und 5000 Benutzungsstunden für das Mittelspannungsnetz zu berechnen.<sup>246</sup> Im Referenzunternehmen ergeben sich für die Beispiele die folgenden Netzentgelte nach Spannungsebenen:

<sup>245</sup> Bundeskartellamt (2002) bemerkte in einem Diskussionspapier, dass ein Vergleich typischer Abnahmefälle für die Beurteilung von Netzentgelten nicht ausreicht. S.23.

<sup>246</sup> Kommentarband zur VV II+ (2002), S. 69.

	< 3.000 Ben.std.	= 3.000 Ben.std.	> 3.000 Ben.std.
Umsp.HS/MS (Abnehmer mit 1.500, 2.500 bzw. 5.000 Benutzungsstunden)	1,17	1,13	0,74
MS-Netz MS (Abnehmer mit 1.500, 2.500 bzw. 5.000 Benutzungsstunden)	1,78	1,73	1,13
Umsp.MS/NS (Abnehmer mit 1.500 bzw. 2.500, 4000 Benutzungsstunden)	5,10	2,03	1,47
NS-Netz (Abnehmer mit 1.500 bzw. 2.500, 4000 Benutzungsstunden)	4,30	4,16	3,08

**Tabelle 7-14: Durchschnittliche Netznutzungsentgelte für das Referenzunternehmen**

Quelle: Eigene Berechnungen

## 8 Sensitivitätsanalyse

In Kapitel 5 und Kapitel 6 konnte aufgezeigt werden, dass die Kalkulationsvorschriften in Deutschland den theoretischen Grundsätzen einer Kostenrechnung zwar genügen, dass sie aber eine vergleichsweise aufwendige Vorgehensweise vorgeben. Zudem gibt es einige Faktoren in dem Kalkulationsleitfaden, wie z.B. die Höhe des Eigenkapitalzinssatzes oder die Besteuerung, die in der Praxis strittig sind. Mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse wird in diesem Kapitel quantifiziert, welche Auswirkungen verschiedenen Kalkulationskonzepte auf die Höhe der Netzentgelte in einem typischen Netzbetrieb haben. Damit kann geklärt werden, auf welche Vorgaben in den Kalkulationsvorschriften die Netznutzungsentgelte sensitiv reagieren und welche kaum einen Einfluss auf die Höhe der Entgelte haben.

Im Rahmen der Regulierung werden, neben den Kalkulationsvorgaben für Kosten und Preise, regelmäßig Vergleichsmarktkonzepte eingeführt um eine Art Wettbewerb zwischen den Monopolen zu erzeugen.<sup>247</sup> Bei den Vergleichsmarktkonzepten besteht die Schwierigkeit darin, tatsächlich vergleichbare Unternehmen zu identifizieren.<sup>248</sup> Hier wird die Sensitivitätsanalyse einen Überblick geben, inwiefern sich strukturelle Eigenschaften in unterschiedlichen Kosten und Preisen niederschlagen.

Zunächst werden bei der Sensitivitätsanalyse die so genannten Briefmarken und kumulierten Kosten betrachtet, die die Grundlage für eine kostenorientierte Preiskalkulation in

<sup>247</sup> Vgl. hierzu die Darstellung in Kapitel 2.3.1.

<sup>248</sup> VdN-Fachaufsatz (2003), Riechmann in Zeitschrift für Energiewirtschaft (1999), S. 293-296.

Deutschland bilden.<sup>249</sup> Da die anschließende Preiskalkulationsmethode auch einen großen Einfluss auf die Höhe der Netznutzungsentgelte hat, wird die Berechnung der Netznutzungspreise in einer separaten Sensitivitätsrechnung analysiert.

Es werden die folgenden Einflussfaktoren unterschieden:

1. **Betriebswirtschaftliche Größen**, wie z.B. kalkulatorische Abschreibungen, Kapitalbasis, Zinssätze, Anschaffungspreise oder Betriebskosten,
2. **strukturelle Versorgungsbedingungen**, wie z. B. Größe des Versorgungsgebietes, Besiedlungsdichte, Abnahmecharakteristika oder Altersstruktur der Versorgungsanlagen.

Die aufgelisteten Faktoren lassen sich in objektive und subjektive Faktoren einteilen. Auf die Objektivten, wie z.B. die Größe des Versorgungsgebietes oder die Einwohnerdichte, hat ein Netzbetreiber keinen Einfluss, sie liefern daher begründete Unterschiede der Netznutzungsentgelte. Die betriebswirtschaftlichen Faktoren sind subjektiv, da sie entweder vom Unternehmen oder auch vom Gesetzgeber bzw. der Regulierungsbehörde beeinflussbar sind.

## 8.1 Betriebswirtschaftliche Größen

Die Sensitivitätsanalyse der betriebswirtschaftlichen Größen umfasst kostenseitig die Betrachtung der kalkulatorischen Kosten, Betriebskosten unter Berücksichtigung des Overheadanteils sowie die Anschaffungspreise.

Bei funktionierendem Wettbewerb würden Unternehmen, die die betriebswirtschaftlichen Faktoren nicht im Zuge der Kostenminimierung optimiert haben, automatisch aus dem Markt gedrängt werden. Daher sind Kontrolle oder Kalkulationsvorgaben auf Wettbewerbsmärkten überflüssig.<sup>250</sup>

In natürlichen Monopolen hingegen müssen Rahmenbedingungen geschaffen werden, um das ineffiziente Ausnutzen von Wettbewerbsvorteilen zu verhindern. Dabei stellt sich die Frage, auf welche Faktoren die Netznutzungsentgelte besonders sensibel reagieren. Sind das die umstrittenen Eigenkapitalzinsen, Gewerbeertragssteuern, Scheingewinnbesteuerung und Kapitalerhaltungskonzepte, oder spielen hier wenig beachtete Größen, wie Betriebskosten oder Anschaffungswerte eine viel größere Rolle? Die folgenden

---

<sup>249</sup> Vgl. hierzu die Beschreibung der Verbändevereinbarung in Kapitel 3 und die Kalkulation der Netznutzungsentgelte für ein Referenzunternehmen in Kapitel 8.

<sup>250</sup> Vgl. hierzu Kapitel 2 dieser Arbeit.

Ausführungen werden das klären. Die Berechnungen werden für das in Kapitel 8 vorgestellte Referenzunternehmens durchgeführt.

### 8.1.1 Kalkulatorische Kosten

Der häufigste Streitpunkt bei der Bewertung von Kostenkalkulationskonzepten sind die kalkulatorischen Kosten<sup>251</sup>, daher steht dieses Thema am Anfang der Sensitivitätsanalyse.

Die kalkulatorischen Kosten umfassen, wie in Kapitel 5 aufgezeigt, in einem Verteilnetzbetrieb:

- Kalkulatorischen Abschreibungen,
- Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, einschließlich Wagniszuschlag für das allgemeine Unternehmerwagnis.

Bei der Analyse wird als Kapitalerhaltungskonzept zunächst das Nettosubstanzerhaltungskonzept unterstellt und unter dieser Prämisse werden die Nutzungsdauern, die Höhe der Eigenkapitalzinsen sowie die Eigenkapitalbasis variiert.

Die kalkulatorischen Abschreibungen hängen von der Menge des Anlagevermögens, dessen Bewertung und der Nutzungsdauer ab. Im Referenzfall<sup>252</sup> wurden das Anlagevermögen einer mittleren Stadt als Mengengröße, das Nettosubstanzerhaltungskonzept als Bewertungsgrundlage und die minimalen Nutzungsdauern für die verschiedenen Anlagegüter aus der Vorgabe der VV II+ angesetzt.<sup>253</sup> In der Sensitivitätsanalyse wurden zunächst die Nutzungsdauern variiert. Zum Vergleich wurde die maximale Nutzungsdauer der VV II+ Vorgabe sowie eine einheitliche Nutzungsdauer<sup>254</sup> angenommen, was in anderen Ländern auch üblich ist. Auch diese Variante wurde für das Referenzunternehmen berechnet. Die folgende Tabelle 8-1 zeigt das Ergebnis der Berechnungen:

---

<sup>251</sup> Vgl. hierzu die Darstellung in Kapitel 5.1.1 dieser Arbeit..

<sup>252</sup> Um die Darstellung in dieser Sensitivitätsanalyse zu vereinfachen wird der Referenzfall in allen Tabellen blau markiert.

<sup>253</sup> VV II+, Hauptteil S. 8.

<sup>254</sup> In England und den Niederlanden werden 30 Jahre Nutzungsdauer einheitlich für alle Anlagegüter unterstellt.

	Mittlere Stadt ND 30 Jahre		Mittlere Stadt ND min		Mittlere Stadt ND max	
	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz
Abnahme ab Umspannung oder Netz	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz
Briefmarke MSP in €/kW	9	26	9	26	9	27
Briefmarke NSP in €/kW	8	97	8	100	8	102

**Tabelle 8-1: Briefmarken für unterschiedliche Nutzungsdauern des Anlagevermögens**

Quelle: Eigene Berechnungen

Der Unterschied der Briefmarken bei Ansatz unterschiedlicher Nutzungsdauer ist gering. Bei Ansatz der maximalen Nutzungsdauern sind die Nutzungsentgelte im Referenzunternehmen etwas höher. Der Unterschied zu einer einheitlichen Nutzungsdauer ist, mit bis zu 3% Abweichung unter die Referenzpreise, kaum deutlicher. Allerdings ist anzumerken, dass die in Tabelle 8-1 aufgezeigten Einflüsse der Nutzungsdauern auf die Netzentgelte bei einem neueren Versorgungsnetz ausgeprägter oder in umgekehrter Weise wirken können. (vgl. Tabelle 8-2)

	Mittlere Stadt ND 30 Jahre		Mittlere Stadt ND min		Mittlere Stadt ND max	
	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz
Abnahme ab Umspannung oder Netz	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz
Briefmarke MSP in €/kW	15	39	15	37	14	36
Briefmarke NSP in €/kW	13	104	13	100	12	97

**Tabelle 8-2: Briefmarken für unterschiedliche Nutzungsdauern des Anlagevermögens bei einem neuen Stromverteilungsnetz (Altersstruktur Ost)<sup>255</sup>**

Quelle: Eigene Berechnungen

Als Fazit ist festzuhalten, dass die Wahlmöglichkeit zwischen der vorgegebenen maximalen und minimalen Nutzungsdauer in der VV II+ nur einen geringen Einfluss auf die Briefmarken hat. Daher könnte hier auch eine einheitliche Nutzungsdauer für jede Anlage vorgegeben werden. Eine einheitliche Nutzungsdauer für **alle** Anlagegüter ist hingegen nicht sachgerecht und führt zu Verzerrungen bei der Entgeltkalkulation. Sie ist abzulehnen.

<sup>255</sup> Vgl. zur Altersstruktur die Tabelle 8-17.



Die Briefmarken bei Variation des **Eigenkapitalzinses** zeigt die folgende Tabelle 8-3. Hier wurde folgende Varianten betrachtet:

- als Referenzfall 6,5 %, wie in der VV II+ gefordert,
- Eigenkapital ohne Wagniszuschlag wie vom BKartA gefordert 4,7%<sup>256</sup>,
- 9,89 % als Eigenkapitalzins, wie in einem Gutachten über die geeignete Zinsvorgabe als maximaler Eigenkapitalzins errechnet.<sup>257</sup>

Die Auswirkungen auf die Briefmarken liegen bei einer Kürzung des Wagniszuschlages bei durchschnittlich 5% je Briefmarke im Vergleich zum Referenzunternehmen. Wird berücksichtigt, dass die kumulierten Kosten bei der Preisberechnung<sup>258</sup> zu Grunde gelegt werden, würden die ansetzbaren Kosten bei einer Absenkung der Zinsen auf 4,7% um rund 2,5% im Mittelspannungsnetz (von 76 auf 74 €/kW) und 3,5% im Niederspannungsnetz (von 184 auf 178 €/kW) sinken.

Bei einer Erhöhung des Zinssatzes auf 9,89% hingen würden die ansetzbaren Kosten um 5% im Mittelspannungsnetz (von 76 auf 81 €/kW) und um 6% im Niederspannungsnetz (von 184 auf 196 €/kW) ansteigen.

	Mittlere Stadt Zins 4,7%		Mittlere Stadt Zins 6,5%		Mittlere Stadt Zins 9,89%	
Briefmarke in €/kW MSP	8	25	9	26	10	30
<b>Kumulierte Kosten in €/kW MSP<sup>259</sup></b>	49	74	<b>50</b>	<b>76</b>	51	81
Briefmarke in €/kW NSP	7	97	8	100	9	106
<b>Kumulierte Kosten in €/kW NSP</b>	81	178	<b>83</b>	<b>184</b>	89	196

**Tabelle 8-3: Briefmarken bei Variation des Eigenkapitalzinses**

Quelle: Eigene Berechnungen

<sup>256</sup> Beschluss der 11. Beschlussabteilung des BkartA (2003), S. 23-26.

<sup>257</sup> Gerke (2003), S. 6.

<sup>258</sup> Vgl. hierzu die Vorgehensweise bei der Preisberechnung entsprechend den Vorgaben der VVII+ im vorangegangenen Kapitel.

<sup>259</sup> Als Briefmarke im Hochspannungsnetz wurde 40 €/kWh angesetzt, was einem mittleren Wert in Deutschland entspricht. Vgl. VdN, Netznutzungsentgelte der deutschen Netzbetreiber, Vergleich der Netzentgelte März 2003. [http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Netznutzungsentgelte/Tab\\_NNE.pdf](http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Netznutzungsentgelte/Tab_NNE.pdf), Stand 26. Juni 2003.

Das Fazit aus dieser Betrachtung ist, dass die Diskussionen um die „richtige“ Höhe des Eigenkapitalzinssatzes durchaus ihre Berechtigung haben und der Zins sorgfältig gewählt werden muss. Der Eigenkapitalzins, der die Zinsforderung eines Kapitalgebers ausdrückt kann z.B. mit der WACC-Methode errechnet werden.<sup>260</sup> In anderen europäischen Ländern liegt der Eigenkapitalzins, in der Regel als WACC kalkuliert, eher über 6%.<sup>261</sup>

Die Auswirkungen des Eigenkapitalanteils, der seit 2003 in VV II+ beschränkt ist, ist schwach, wie die folgenden Ergebnisse zeigen. Im Referenzfall wurde 40% Eigenkapitalbasis angenommen. Bei der Sensitivitätsrechnung wurde die Kapitalbasis auf 50% erhöht, die bis Ende 2003 in Deutschland angenommen werden dürfen. (Vgl. Tabelle 8-4).

	Mittlere Stadt Eigenkapitalbasis 50%		Mittlere Stadt Eigenkapitalbasis 40%	
	Usp	Netz	Usp	Netz
Abnahme ab Usp oder Netz	Usp	Netz	Usp	Netz
Briefmarke in €/kW MSP	9,17	27,11	8,97	26,49
Briefmarke in €/kW NSP	7,73	100,39	7,50	100,18

**Tabelle 8-4: Briefmarken bei Variation der Eigenkapitalbasis**

Quelle: Eigene Berechnungen

Um diesen Abschnitt über die kalkulatorischen Kosten abzuschließen, werden im folgenden noch verschiedene Kalkulationskonzepte verglichen. Zunächst werden die Briefmarken nach Real- bzw. Netto- bzw. Bruttosubstanzerhaltungskonzept kalkuliert, einander gegenübergestellt. Die Tabelle 8-5 zeigt das Ergebnis der Berechnung:

<sup>260</sup> Vgl. das Gutachten Gerke (2002).

<sup>261</sup> EWI/frontier economics (2001), S.22; 25; Auer (2002), S. 100.

	Mittlere Stadt Nominalkapitaler- haltungskonzept		Mittlere Stadt Realkapitalerhal- tungskonzept		Mittlere Stadt Nettosubstanzer- haltungskonzept		Mittlere Stadt Bruttosubstanzer- haltungskonzept	
	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz
Abnahme ab Usp oder Netz	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz
Briefmarke in €/kW MSP	8	25	8	25	9	26	10	28
<b>Kumulierte Kosten in €/kW MSP<sup>262</sup></b>	<b>49</b>	<b>74</b>	<b>50</b>	<b>75</b>	<b>50</b>	<b>76</b>	<b>51</b>	<b>79</b>
Briefmarke in €/kW NSP	7	101	7	103	8	100	8	105
<b>Kumulierte Kosten in €/kW NSP</b>	<b>81</b>	<b>182</b>	<b>82</b>	<b>185</b>	<b>84</b>	<b>184</b>	<b>87</b>	<b>192</b>

**Tabelle 8-5: Briefmarken für verschiedene Kapitalerhaltungskonzepte**

Quelle: Eigene Berechnungen

Wie in Kapitel 4 ausführlich beschrieben, werden bei dem Realkapitalerhaltungskonzept die Abschreibungen auf Anschaffungs- und Herstellungskostenbasis berechnet und das Eigenkapital zu einem Nominalzins verzinst. Bei dem Nettosubstanzerhaltungskonzept werden die Abschreibungen für den Eigenkapitalanteil auf Tagesneuwertbasis berechnet und das Eigenkapital zu einem Realzins verzinst. Beide Verfahren würden einander entsprechen, wenn der allgemeine Preisindex und die Anlagenspezifischen Preisindizes stets gleich wären. Da diese Indizes in Deutschland wenig voneinander abweichen, sind die Briefmarken bei beiden Konzepten ähnlich. Im Ergebnis zeigt sich, dass das Bruttosubstanzerhaltungskonzept zu sehr hohen Briefmarken führt. Würde die Bruttosubstanzerhaltung als Kalkulationskonzept zu Grunde gelegt, so würden im Referenzunternehmen die kumulierten Kosten um 5% steigen. Das Nominalerhaltungskonzept liegt den Vorschriften zu Grunde, nach denen Unternehmen ihren Jahresabschluss erstellen müssen.

Bemerkenswert ist noch, dass bei den Niederspannungsnetzen der die Preisindizes als Folge des Zusammenbruchs des Kabelkartells gegenwärtig deutlich niedriger sind als die

<sup>262</sup> Als Briefmarke im Hochspannungsnetz wurde 40 €/kWh angesetzt, was einem mittleren Wert in Deutschland entspricht. Vgl. VDN, Netznutzungsentgelte der deutschen Netzbetreiber, Vergleich der Netzentgelte März 2003. [http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Netznutzungsentgelte/Tab\\_NNE.pdf](http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Netznutzungsentgelte/Tab_NNE.pdf), Stand 26. Juni 2003.

allgemeine Inflationsrate. Das schlägt sich in den leicht höheren Briefmarken bei Ansatz der Allgemeinen Inflation bei dem Nominal- und Realkapitalerhaltungskonzept nieder.

Das die verschiedenen Bewertungsmethoden sich viel deutlicher in unterschiedlichen Briefmarken niederschlagen, wenn allgemeine Inflation und anlagespezifische Preisindizes sich stärker unterscheiden, zeigt die folgende Tabelle 8-6. Hier wurde die allgemeine Inflationsrate von 1% zu 5% geändert:

	Mittlere Stadt Nominalkapitaler- haltungskonzept		Mittlere Stadt Realkapitalerhal- tungskonzept		Mittlere Stadt Nettosubstanzer- haltungskonzept		Mittlere Stadt Bruttosubstanzer- haltungskonzept	
	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz
Abnahme ab Usp oder Netz	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz
Briefmarke in €/kW MSP	8	25	9	29	10	28	10	30
<b>Kumulierte Kosten in €/kW MSP<sup>263</sup></b>	<b>49</b>	<b>74</b>	<b>51</b>	<b>80</b>	<b>51</b>	<b>79</b>	<b>51</b>	<b>81</b>
Briefmarke in €/kW NSP	7	101	8	116	8	106	9	111
<b>Kumulierte Kosten in €/kW NSP</b>	<b>81</b>	<b>182</b>	<b>88</b>	<b>204</b>	<b>87</b>	<b>193</b>	<b>90</b>	<b>201</b>

**Tabelle 8-6: Briefmarken für verschiedene Kapitalerhaltungskonzepte bei einer Inflationsrate von 5%**

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Verteilnetzbetreiber müssen der Entgeltkalkulation das Nettosubstanzerhaltungskonzept oder das Realkapitalerhaltungskonzept zu Grunde legen, damit jederzeit Ersatzinvestitionen für abgenutzte Anlagen möglich sind und die Versorgungssicherheit nicht gefährdet wird. Dafür müssen Rückstellungen gebildet werden, die sich aus der Differenz zwischen der handelsrechtlichen und der kalkulatorischen Kostenrechnung ergeben.

Tabelle 8-7 zeigt die Briefmarken und kumulierten Kosten, wenn die Bewertung der Eigenkapitalbasis auf Basis der Anschaffungswerte durchgeführt wird, wie vom Bundeskartellamt gefordert.<sup>264</sup> Zum Vergleich wird wieder der Referenzfall dargestellt.

<sup>263</sup> Als Briefmarke im Hochspannungsnetz wurde 40 €/kWh angesetzt, was einem mittleren Wert in Deutschland entspricht. Vgl. VdN, Netznutzungsentgelte der deutschen Netzbetreiber, Vergleich der Netzentgelte März 2003. [http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Netznutzungsentgelte/Tab\\_NNE.pdf](http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Netznutzungsentgelte/Tab_NNE.pdf), Stand 26. Juni 2003.

	Mittlere Stadt AHK		Mittlere Stadt gemischt	
	Usp	Netz	Usp	Netz
Abnahme ab Usp oder Netz	Usp	Netz	Usp	Netz
Briefmarke in €/kW MSP	8	24	9	26
<b>Kumulierte Kosten in €/kW MSP<sup>265</sup></b>	<b>49</b>	<b>73</b>	<b>50</b>	<b>76</b>
Briefmarke in €/kW NSP	7	100	8	100
<b>Kumulierte Kosten in €/kW NSP</b>	<b>80</b>	<b>180</b>	<b>84</b>	<b>184</b>

**Tabelle 8-7: Briefmarken bei unterschiedlich bewerteter Kapitalbasis**

Quelle: Eigene Berechnungen

Der Unterschied zwischen der Bewertung auf Anschaffungskostenbasis<sup>266</sup> und gemischter Bewertung beträgt über 2%. Da der theoretisch richtige Ansatz beim Nettokapitalerhaltungskonzept die gemischte Bewertung ist, ist ihr unbedingt der Vorzug vor der Bewertung zu Anschaffungs- und Herstellungskosten zu geben.

Eine andere Bewertungsfrage betrifft die Baukostenzuschüsse, die zum Abzugskapital zählen:<sup>267</sup> Hier haben die Unternehmen entsprechend den Vorgaben der Verbändevereinbarung die Wahl zwischen einer Bewertung und Auflösung der Baukostenzuschüsse entsprechend der Anlagenbewertung oder sie dürfen die Ist-Werte zur Vereinfachung ansetzen. Da die Ist-Werte zu niedrigeren Anschaffungskosten bewertet sind sinkt bei dieser Wahl das Abzugskapital und damit steigt die Eigenkapitalbasis und damit die Kalkulationsbasis. (Vgl. Tabelle 8-8)

<sup>264</sup> Beschluss der 11. Beschlussabteilung des BkartA (2003), S. 2.

<sup>265</sup> Als Briefmarke im Hochspannungsnetz wurde 40 €/kWh angesetzt, was einem mittleren Wert in Deutschland entspricht. Vgl. VdN, Netznutzungsentgelte der deutschen Netzbetreiber, Vergleich der Netzentgelte März 2003. [http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Netznutzungsentgelte/Tab\\_NNE.pdf](http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Netznutzungsentgelte/Tab_NNE.pdf), Stand 26. Juni 2003.

<sup>266</sup> Diesen Ansatz forderte das Bundeskartellamt. Beschluss des Bundeskartellamtes vom 14.02.2003, S. 2.

<sup>267</sup> Darstellung des Abzugskapitals in Kapitel 5.1.1.2

	Mittlere Stadt BKZ TNW		Mittlere Stadt BKZ AHK	
	Usp	Netz	Usp	Netz
Abnahme ab Umspannung oder Netz	Usp	Netz	Usp	Netz
<b>Briefmarke in €/kW NSP</b>	<b>7,5</b>	<b>99,89</b>	<b>7,5</b>	<b>100,18</b>

**Tabelle 8-8: Briefmarken bei einem unterschiedlichen Bewertungsansatz der Baukostenzuschüsse**

Quelle: Eigenen Berechnungen

Der erste Ansatz ist korrekt und zu bevorzugen, allerdings haben Berechnungen gezeigt, dass der Ansatz der Höheren Tagesneuwerte kaum zu Änderungen bei der Kalkulationsgrundlage führt. Beachtet werden muss allerdings bei unterschiedlicher Kapitalbewertung, dass sie auch von der Altersstruktur des Anlagevermögens abhängt.

### 8.1.2 Betriebskosten

Die **Betriebskosten** können von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unterschiedlich sein, das kann zum Beispiel an der Alterstruktur oder den Umweltbedingungen eines Versorgungsgebietes begründet sein. In den Modellrechnungen wurden die Betriebskosten in Abhängigkeit des Anlagentyps mit 2-4% des Wiederbeschaffungswertes für das Referenzunternehmen angesetzt.<sup>268</sup> Ein Overheadanteil ist bei diesem Ansatz schon enthalten. Den Einfluss einer Änderung aller Betriebskosten um -1% bzw. -2% auf die Briefmarken zeigt die folgende Tabelle 8-9:

<sup>268</sup> Haubrich (1994), Anhang Technologiedatenblätter.

	Mittlere Stadt Min für BuG (Max BuG-2%)		Mittlere Stadt MW für BuG (Max BuG-1%)		Mittlere Max für BuG	
	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz
Abnahme ab Usp oder Netz	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz
Briefmarke in €/kW MSP	6	20	7	23	9	26
<b>Kumulierte Kosten in €/kW MSP<sup>269</sup></b>	<b>47</b>	<b>67</b>	<b>48</b>	<b>71</b>	<b>50</b>	<b>76</b>
Briefmarke in €/kW NSP	6	80	7	90	8	100
<b>Kumulierte Kosten in €/kW NSP</b>	<b>74</b>	<b>154</b>	<b>78</b>	<b>168</b>	<b>84</b>	<b>184</b>

**Tabelle 8-9: Briefmarken bei unterschiedlichen Betriebskosten**

Quelle: Eigene Berechnungen

Da die Betriebskosten einen sehr hohen Anteil an der Kalkulationsgrundlage haben, sind die Auswirkungen einer Änderung der Prozentsätze erheblich: Im Mittelspannungsnetz vermindern sich die kumulierten Kosten um rund 7% und im Niederspannungsnetz um rund 10% bei einer Verminderung der Betriebs- und Geschäftskosten um 1%.<sup>270</sup> Das heißt, dass auf die Kalkulation der Betriebs- und Geschäftskosten ein besonderes Augenmerk geworfen werden muss. Das gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass es in diesem Bereich häufig Schlüsselungen vorgenommen werden müssen.

### 8.1.3 Steuern

Entsprechend den Bestimmungen der VV II+ können Steuern auf Scheingewinne und Gewerbeertragsteuern bei der Berechnung in den Kostenbasis für die Netznutzungsentgelte berücksichtigt werden. Würden diese Kosten entfallen, so ergäben sich in dem Referenzunternehmen die in der folgenden Tabelle 8-10 dargestellten im Vergleich zum Referenzfall kaum geänderten Briefmarken, da der Anteil der Steuern an der gesamten Kalkulationsgrundlage für die Briefmarken klein ist:

<sup>269</sup> Als Briefmarke im Hochspannungsnetz wurde 40 €/kWh angesetzt, was einem mittleren Wert in Deutschland entspricht. Vgl. VdN, Netznutzungsentgelte der deutschen Netzbetreiber, Vergleich der Netzentgelte März 2003. [http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Netznutzungsentgelte/Tab\\_NNE.pdf](http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Netznutzungsentgelte/Tab_NNE.pdf), Stand 26. Juni 2003.

	Mittlere Stadt Ohne Steuern		Mittlere Stadt	
	Usp	Netz	Usp	Netz
Abnahme ab Umspannung oder Netz	Usp	Netz	Usp	Netz
<b>Briefmarke MSP in €/kW</b>	<b>9</b>	<b>26</b>	<b>9</b>	<b>26</b>
<b>Briefmarke MSP in €/kW</b>	<b>7</b>	<b>98</b>	<b>8</b>	<b>100</b>

**Tabelle 8-10: Briefmarken ohne Ansatz von Gewerbeertragsteuern und Scheingewinnsteuern**

Quelle: Eigene Berechnungen

Theoretisch lässt sich nachweisen, dass Gewerbeertragsteuern für den Substanzerhalt eines Unternehmens bei den Kosten berücksichtigt werden müssen.<sup>271</sup>

Scheingewinnsteuern hingegen bewirken nur eine Steuerverschiebung, wenn sie nicht angesetzt werden. Scheingewinnsteuern sind theoretisch vertretbar, wenn auch negative Scheingewinnsteuern berücksichtigt werden.<sup>272</sup>

#### 8.1.4 Zusammenfassung

Die optimale Wahl der betriebswirtschaftlichen Größen liegt in regulierten natürlichen Monopolen in der Hand von Unternehmen und/oder Regulator. Hier ist es wichtig, diejenigen Größen, die einen großen Einfluss auf die Netznutzungsentgelte haben, sorgfältig zu kalkulieren. Dazu gehören der Zinssatz und die Betriebskosten. Die anderen dargestellten Kostenelemente, haben einen geringeren Einfluss auf die Netznutzungsentgelte. Aber auch die Faktoren, die sich weniger deutlich in der Höhe der Briefmarken niederschlagen, sollten möglichst einheitlich für die Stromverteilnetzbetreiber vorgegeben werden. Hier ist beispielsweise an die Preisindizes für die Bewertung des Anlagevermögens oder die Nutzungsdauer für die Anlagegüter zu denken. Der Ansatz des Nettosubstanzerhaltungskonzeptes und des Realkapitalerhaltungskonzeptes schlagen sich kaum in unterschiedlichen Briefmarken nieder, weil sich in Deutschland die allgemeine Inflationsrate und die anlagenspezifischen Preisindizes nicht stark unterscheiden.

<sup>270</sup> Vgl. Tabelle in Kapitel 7.

<sup>271</sup> Sieben/Maltry (2002), S. 73.

<sup>272</sup> Vgl. Kapitel 7 dieser Arbeit.



Gleichgültig , welches Konzept angewendet wird, ist es geboten die höheren Gewinne, die durch Ansatz kalkulatorischer Kosten bei der Preiskalkulation erwirtschaftet werden können, als Rückstellungen im Unternehmen zu halten. Damit sind die Mittel für Ersatzinvestitionen vorhanden, so dass die Aufgabe der Versorgungssicherheit regelmäßig erfüllt werden kann.

## 8.2 Strukturelle Versorgungsbedingungen

Die strukturellen Versorgungsbedingungen liegen als objektive Randbedingungen nicht im Einflussbereich eines Netzbetreibers und können erhebliche Auswirkungen auf die Höhe von Netzentgelten haben.<sup>273</sup> Zu den Versorgungsstrukturen zählen die Größe eines Versorgungsgebietes, die Besiedlungsdichte, die Bodenbeschaffenheit, die Kundenstruktur und die Altersstruktur. Mit Hilfe des Rechenmodells werden diese Faktoren variiert und die Auswirkungen auf die kumulierten Kosten der verschiedenen Verteilnetzebenen aufgezeigt.

Die Größe eines Versorgungsgebietes sowie Anzahl und Struktur der Stromabnehmer sind ausschlaggebend für die Mengenstruktur und die Investitionskosten des Anlagevermögens. Die Größe und die Besiedlungsdichte eines Versorgungsgebietes bedingen Netzlänge und Anzahl sowie Größe von Umspannanlagen. Die Anzahl und Struktur der Stromabnehmer bestimmen die durchgeleitete Strommenge.

### 8.2.1 Vergleich mittlerer Netzbetreibertypen „Land-mittlere Stadt-Großstadt-Regionalversorger“

Neben der mittleren Stadt als Referenzunternehmen wurden die folgenden typischen Versorgungsgebiete beispielhaft betrachtet:

- ein ländliches Versorgungsgebiet (weniger als 25 Tsd. Einwohner),
- eine Großstadt (mehr als 100 Tsd. Einwohner),
- und ein Regionalversorger dargestellt.

Der Regionalversorger wurde neben den Einwohnerabhängigen Klassen betrachtet, weil er sich durch vergleichsweise ungünstige Versorgungsstrukturen auszeichnet.

Die Vorgehensweise bei der Konzeption der Netzbetreiber ist analog zu der Berechnung des Referenzunternehmens, auch hier wurden die Werte soweit möglich aus verschiedenen Statistiken genommen.<sup>274</sup> Das Mengengerüst für die verschiedenen Netzbetreibertypen zeigt die folgende Tabelle 8-11:

---

<sup>273</sup> IAWW / Consetec (2002), S. 8.

<sup>274</sup> VDEW-Statistik 1998 und 2001, VdN-Netznutzungsentgelte, Statistisches Jahrbuch 2002. Die Daten sind im Detail im Anhang aufgeführt.

Parameter	Einheit	Land	Mittlere Stadt	Großstadt	Regional
Einwohner	Tsd.	12	48	365	388
Einwohner je Wohneinheit <sup>275</sup>	Anzahl	2,3	2,15	1,92	2,15
Höchstlast	MW	17	66	500	663
Gesamte nutzbare Abgabe	GWh	90	354	2638	3608
Anzahl und Abgabe an Weiterverteiler	Anzahl/G Wh	1 / 11	1 / 65	2 / 178	9 / 799
Anzahl und Abgabe an Industriekunden	Anzahl/GWh	17 / 23	42 / 78	369 / 589	630 / 837
Anzahl und Abgabe an Sondervertragskunden	Anzahl/GWh	50 / 30	169 / 114	1514 / 1164	1598 / 1070
Anzahl und Abgabe an Tarifikunden	Anzahl/GWh	6407 / 25	25351 / 95	235421 / 753	199668 / 890
Netzlänge MSP-freileitung und -kabel	km/km	8 / 45	19 / 153	36 / 1311	1256 / 1841
Netzlänge NSP-freileitung und -kabel	km/km	20 / 102	57 / 358	144 / 1994	1086 / 4967
Berechnete Anzahl der Umsp.HSP/MSP und Leistung <sup>276</sup> gesamt	Anzahl/M VA	1 / 19	3 / 94	11 / 693	34 / 688
Berechnete Anzahl der Umsp.MSP/NSP und Leistung gesamt	Anzahl/M VA	96 / 15	198 / 80	862 / 543	3212 / 514

**Tabelle 8-11: Strukturelle Parameter und Mengengerüst für die verschiedenen Verteilnetzbetreiber**

Quelle: VDEW-Statistik (1998,2001), Statistisches Jahrbuch (2002)

<sup>275</sup> Statistisches Jahrbuch (2002), S. 63.

<sup>276</sup> Kundeneigene Umspannstationen sind hier nicht berücksichtigt, da sie in die Kostenberechnung nicht einfließen dürfen.

Bei den Investitionen wurden größtenteils dieselben spezifischen Werte, wie bei dem Referenzunternehmen (vgl. Tabelle 7-6 und Tabelle 7-7) angenommen. Die Anschaffungspreise der Kabelnetze und die Transformatoren wurden jedoch variiert, weil sie sich in den verschiedenen Gebietstypen unterscheiden<sup>277</sup>:

Variation der spezifischen Investitionen	Einheit	Land	Mittlere Stadt	Großstadt	Regional
Mittelspannungskabel je km	Tsd. €	66	118	118	66
Niederspannungskabel je km	Tsd. €	47	93	93	47
Umspanntransformator HSP/MSP	Tsd. €	413	578	825	413
Umspanntransformator MSP/NSP	Tsd. €	4	6,5	7,5	6,5

**Tabelle 8-12: Spezifische Investitionen der verschiedenen Netzbetreiber**

Quelle: Haubrich (1994), Haubrich, Consentec (2002), Bundeskartellamt (2003)

Der stärkste Kostentreiber eines Verteilnetzbetriebes ist die Netzlänge<sup>278</sup> und es gilt, je größer die abgegebene Strommenge in kW oder kWh je m Verteilnetz, desto niedriger sind die Netznutzungsentgelte. Die folgende Tabelle 8-13 zeigt die spezifischen Strommengen für die betrachteten Netzbetreibertypen.

Parameter	Einheit	Land	Mittlere Stadt	Großstadt	Regional
Gesamte Nutzbare Stromabgabe	GWh	57	215	1938	2623
Länge Stromverteilnetz	km	175	588	3580	9415
<b>Spez. Stromverteilungsmenge im MSP-Netz<sup>279</sup></b>	<b>kWh/m</b>	<b>327</b>	<b>366</b>	<b>541</b>	<b>279</b>

**Tabelle 8-13: Spezifische Stromverteilungsmenge in kWh/m**

Quelle: Eigene Berechnungen

<sup>277</sup> Haubrich (1994), Anhang Technologieblätter für die Investitionen der Transformatoren, Consentec, Expertengespräche zu Pfaffenberger et al. (2001).

<sup>278</sup> Consentec (2002), S. 85. Beschluss der BKartA vom 21. März 2003, S. 46.

<sup>279</sup> Annahme, dass Industriekunden und Weiterverteilern aus dem Mittelspannungsnetz abnehmen. Für den Fall, dass diese Menge zu großzügig ist, werden die Nutzungsentgelte im Mittelspannungsnetz etwas unterschätzt. Diese Annahme ist notwendig, da es hierzu keine allgemeinen Veröffentlichungen gibt..

In der typischen Großstadt liegt die spezifische Strommenge deutlich über denen in den anderen Versorgungsgebieten. Das schlechteste Verhältnis zeigt der typische Regionalversorger, der durch große, eher dünn besiedelte Versorgungsgebiete gekennzeichnet ist. Die folgende Tabelle 8-14, zeigt die Werte für Versorgungsfläche je Einwohner und besiedelte Fläche je Einwohner:

Parameter	Einheit	Land	Mittlere Stadt	Großstadt	Regional
Einwohnerdichte im gesamten Versorgungsgebiet	EW/km <sup>2</sup>	336	645	1868	153
Einwohnerdichte auf der besiedelten Fläche	EW/km <sup>2</sup>	2501	3264	4942	2756

**Tabelle 8-14: Einwohnerdichte für verschiedene Netzbetreibertypen**

Quelle: VDEW (1998), VdN (2003)

Auf der Grundlage der strukturellen Parameter, des Mengengerüsts und der spezifischen Investitionen wurden die Briefmarken und kumulierten Kosten nach den Vorgaben der VV II+ kalkuliert. Die folgende Tabelle 8-15 zeigt das Ergebnis der Berechnungen.

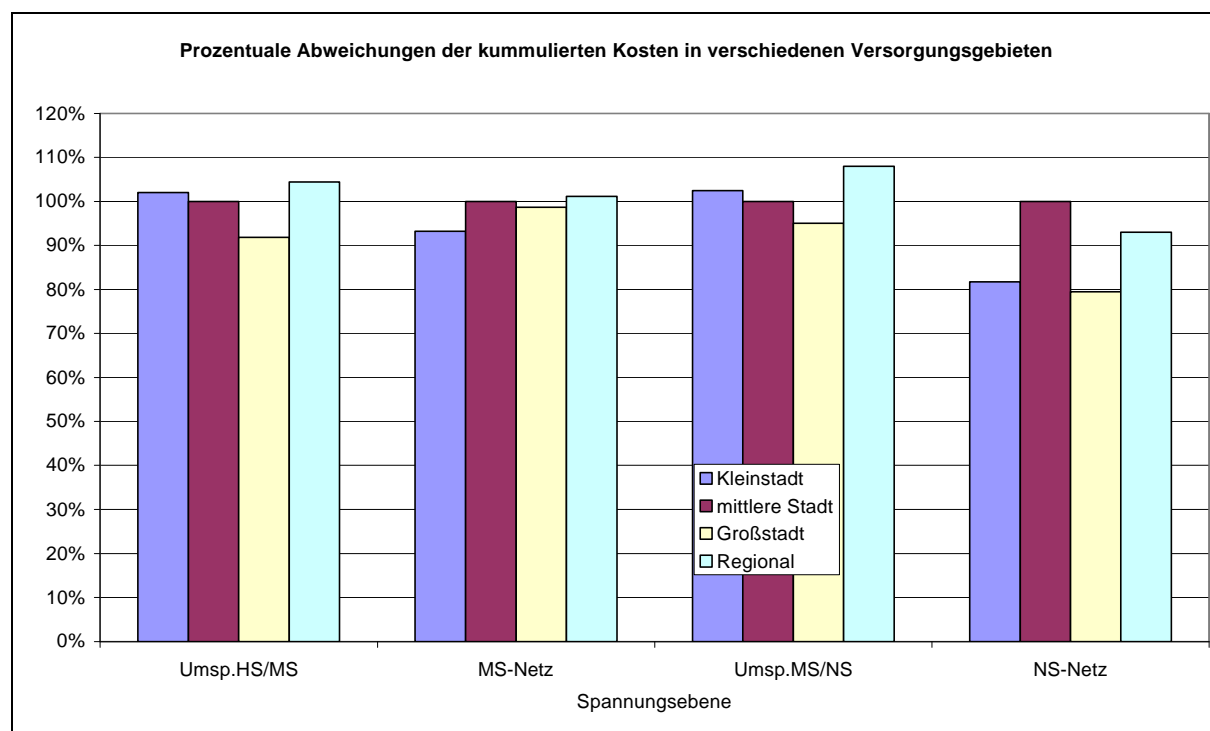
	Land		Mittlere Stadt		Großstadt		Regional	
	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz
Abnahme ab Usp. oder Netz								
Gesamte Kosten /Kostenstelle Mittelspannungsnetz Tsd. €	178	322	592	1748	2389	14047	6439	15848
Höchstlast MSP-Netz in MW	17	17	66	66	500	500	663	663
<b>Briefmarke in €/kW MSP</b>	10	19	9	26	5	28	10	24
<b>Kumulierte Kosten MSP</b>	51	70	50	75	45	73	51	75
Gesamte Kosten /Kostenstelle Niederspannungsnetz Tsd. €	153	716	315	4207	1719	25090	5116	32074
Höchstlast NSP-Netz in MW	11	11	42	42	376	376	397	397
<b>Briefmarke in €/kW NSP</b>	14	65	8	100	5	67	13	81
<b>Kumulierte Kosten NSP</b>	84	149	84	184	78	145	88	169

**Tabelle 8-15: Briefmarken für die verschiedenen Netzbetreibertypen**

Quelle: Eigene Berechnungen

Entgegen den Erwartungen, die sich aus der Stromabgabe in kWh je m Leitungsnetz im Mittelspannungsnetz ergeben, sind jedoch nicht die Briefmarken und kumulierten Kosten für den typischen Regionalversorger am höchsten, sondern das in der mittleren Stadt, in der Investitionskosten für ein städtisches Gebiet angesetzt wurden. In der Umspannung ist die Großstadt mit Abstand am günstigsten, die Briefmarke liegt sowohl in der Umspannung Hoch- zu Mittelspannung als auch in der Umspannung Mittel- zu Niederspannung mit 4 bzw. 5 €/kW weit unter den Briefmarken der anderen für die Umspannung. Das begründet sich darin, dass in einer Großstadt eine viel größere Anzahl von Kunden an einer Umspannstation hängen, als in den anderen Gebieten.<sup>280</sup>

Die kumulierten Kosten schwanken in den unterschiedlichen Versorgungsgebieten um bis über 20%. Die folgende Abbildung 8-1 zeigt die prozentualen Abweichungen vom mittleren Unternehmen:



**Abbildung 8-1: Prozentuale Abweichungen der kumulierten Kosten in verschiedenen Versorgungsgebieten**

Quelle: Eigene Berechnungen

<sup>280</sup> Haubrich (1994), S. 89.

Abschließend zeigt die folgende Tabelle, dass bei Ansatz gleicher Investitionskosten die erwartete Reihenfolge der Netzentgelte, Großstadt - Mittlere Stadt - ländlicher Versorger – Regionalversorger, einstellt:

	Land		Mittlere Stadt		Großstadt		Regional	
	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz
Abnahme ab Umspannung oder Netz								
Gesamte Kosten /Kostenstelle Mittelspannungsnetz Tsd. €	186	519	592	1748	2157	13904	6741	23908
Höchstlast MSP-Netz in MW	17	17	66	66	500	500	663	663
<b>Briefmarke in €/kW MSP</b>	<b>11</b>	<b>31</b>	<b>9</b>	<b>26</b>	<b>4</b>	<b>28</b>	<b>10</b>	<b>36</b>
<b>Kumulierte Kosten MSP</b>	<b>52</b>	<b>82</b>	<b>50</b>	<b>75</b>	45	72	52	88
Gesamte Kosten /Kostenstelle Niederspannungsnetz Tsd. €	151	1179	315	4207	1347	24811	5020	54555
Höchstlast NSP-Netz in MW	11	11	42	42	376	376	397	397
<b>Briefmarke in €/kW NSP</b>	<b>14</b>	<b>107</b>	<b>8</b>	<b>100</b>	<b>4</b>	<b>66</b>	<b>13</b>	<b>137</b>
<b>Kumulierte Kosten NSP</b>	<b>96</b>	<b>203</b>	<b>84</b>	<b>184</b>	76	142	101	238

**Tabelle 8-16: Briefmarken für verschiedene Netzbetreibertypen bei fixen spezifischen Investitionskosten**

Quelle: Eigene Berechnungen

Es muss noch angemerkt werden, dass die dargestellten Beispiele keine unter allen Umständen gültigen Aussagen zulassen, an denen alle Netzbetreiber gemessen werden können. Sie können nur realitätsnahe Beispiele für die verschiedenen Netzbetreibertypen darstellen. Ein Regionalversorger kann z.B. mehrere größere Städte in seinem Versorgungsgebiet haben, so dass er eher die spezifischen Netzkosten einer Stadt hat, als die eines ländlichen Versorgers.

Als Fazit aus dem Vergleich der typischer Netzbetreiber unterschiedlicher Versorgungsstrukturen kann festgehalten werden, dass ein trade off zwischen günstigen Versorgungsstrukturen und spezifischen Investitionen ins Verteilnetz besteht, der Prognosen über Netzkosten eines gegebenen Netzbetreibers erschwert. Dennoch sollten Großstädte, ebenso wie ländliche Versorgungsgebiete, vergleichsweise günstig sein. Mittlere Städte und Regionalversorger sind eher teurer, weil ungünstige Investitionskosten bzw. Versorgungsstrukturen die Entgelte in die Höhe treiben.

### 8.2.2 Variation einzelner Parameter

Mit dem Vergleich der Netzbereibertypen Land, mittlere Stadt, Großstadt und Regionalversorgern wurden die strukturellen Versorgungsbedingungen in einer realitätsnahen Parameterkonstellation bereits umfassend berücksichtigt. Was noch fehlt ist die Betrachtung unterschiedlicher Alterstrukturen, die sich in der Regel auf Grund der Bevölkerungsentwicklung und / oder der wirtschaftlichen Entwicklung in einem Versorgungsgebiet ergibt.

Die Altersstruktur bestimmt die Höhe der Abschreibungen und der Kapitalkosten, von höheren Betriebskosten wurde hier vereinfachend abgesehen.<sup>281</sup>

Hier soll in einem Vergleich zwischen altem, neuem, mittleren Netz zeigen, dass der Einfluss erheblich sein kann. Dabei wurden ein stetiger Investitionszyklus, ein West- und ein Ostinvestitionszyklus verglichen. Die folgende Tabelle 8-17 zeigt die verschiedenen Alterstrukturen des Anlagevermögens des Netzbetreibers: (Für den stetigen Investitionszyklus, der in Abhängigkeit der Nutzungsdauern gebildet wird ist das Beispiel 30 Jahre Nutzungsdauer dargestellt.)

---

<sup>281</sup> Riechmann (1999), S. 294.



	West	Ost	stetig		West	Ost	stetig
<b>Vor 1953</b>	1.9%	0%	0.0%	<b>1977</b>	3.2%	1%	3.3%
<b>1954</b>	3.1%	0%	0.0%	<b>1978</b>	2.1%	1%	3.3%
<b>1955</b>	2.0%	0%	0.0%	<b>1979</b>	3.9%	1%	3.3%
<b>1956</b>	0.4%	0%	0.0%	<b>1980</b>	2.6%	1%	3.3%
<b>1957</b>	2.0%	0%	0.0%	<b>1981</b>	2.1%	1%	3.3%
<b>1958</b>	1.6%	0%	0.0%	<b>1982</b>	1.3%	1%	3.3%
<b>1959</b>	2.6%	0%	0.0%	<b>1983</b>	1.7%	1%	3.3%
<b>1960</b>	1.7%	0.5%	0.0%	<b>1984</b>	2.0%	1%	3.3%
<b>1961</b>	2.3%	0.5%	0.0%	<b>1985</b>	0.9%	1%	3.3%
<b>1962</b>	2.0%	0.5%	0.0%	<b>1986</b>	1.4%	1%	3.3%
<b>1963</b>	1.8%	0.5%	0.0%	<b>1987</b>	1.8%	1%	3.3%
<b>1964</b>	2.7%	0.5%	0.0%	<b>1988</b>	1.6%	1%	3.3%
<b>1965</b>	1.6%	1%	0.0%	<b>1989</b>	1.5%	1%	3.3%
<b>1966</b>	2.0%	1%	0.0%	<b>1990</b>	1.9%	10%	3.3%
<b>1967</b>	1.5%	1%	0.0%	<b>1991</b>	1.2%	10%	3.3%
<b>1968</b>	2.9%	1%	0.0%	<b>1992</b>	2.0%	10%	3.3%
<b>1969</b>	2.2%	1%	0.0%	<b>1993</b>	1.0%	10%	3.3%
<b>1970</b>	3.0%	1%	0.0%	<b>1994</b>	1.0%	10%	3.3%
<b>1971</b>	2.6%	1%	0.0%	<b>1995</b>	1.4%	10%	3.3%
<b>1972</b>	3.1%	1%	3.3%	<b>1996</b>	1.3%	5%	3.3%
<b>1973</b>	2.7%	1%	3.3%	<b>1997</b>	1.9%	5%	3.3%
<b>1974</b>	2.0%	1%	3.3%	<b>1998</b>	1.3%	5%	3.3%
<b>1975</b>	2.6%	1%	3.3%	<b>1999</b>	1.4%	5%	3.3%
<b>1976</b>	1.9%	1%	3.3%	<b>2000</b>	1.4%	5%	3.3%

**Tabelle 8-17: Alterstruktur des Anlagevermögens eines Netzbetreibers**

Quelle: VDEW-Statistik<sup>282</sup> (1954-1997), eigene Berechnungen

<sup>282</sup>

Bei dem Investitionszyklus West wurde in den Jahren 1950-1953 sowie 1998-2000 ein Mittelwert der vorigen 5 Jahrgänge angesetzt, da hierzu keine Daten vorlagen.

Es zeigt sich, dass die Altersstruktur eine große Rolle spielt, wie die zuvor aufgezeigten Versorgungsstrukturen (vgl. Tabelle 8-16).

Als Fazit aus der Betrachtung der Alterstruktur folgt, dass der Einfluss der Altersstruktur einen großen Einfluss auf die Höhe der Netzentgelte hat, auch wenn zu beachten ist, dass die dargestellten Altersstrukturen Eckpunkte darstellen. Die Altersstrukturen des Anlagevermögens der Netzbetreiber werden tatsächlich innerhalb der dargestellten Werte liegen. Des weiteren gleichen unterschiedliche Betriebskosten, die in Abhängigkeit der Alterstruktur eines Netzes entstehen, die Unterschiede etwas aus.

	Mittlere Stadt Netzentwicklung Deutschland West		Mittlere Stadt Netzentwicklung stetig		Mittlere Stadt Netzentwicklung Deutschland Ost	
	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz
Abnahme ab Umspannung oder Netz	Usp	Netz	Usp	Netz	Usp	Netz
Briefmarke in €/kW MSP	9	26	13	30	15	37
<b>Kumulierte Kosten in €/kW MSP<sup>283</sup></b>	<b>50</b>	<b>76</b>	<b>54</b>	<b>84</b>	<b>56</b>	<b>93</b>
Briefmarke in €/kW NSP	8	100	12	98	14	98
<b>Kumulierte Kosten in €/kW NSP</b>	<b>84</b>	<b>184</b>	<b>96</b>	<b>204</b>	<b>107</b>	<b>205</b>

**Tabelle 8-18: Briefmarken für unterschiedliche Investitionszyklen**

Quelle: Eigene Berechnungen

Der Verkabelungsgrad ist das am häufigsten kritisierte Strukturmerkmal aus dem Vergleichsmarktprinzip der VV II+.<sup>284</sup> Aus der VDEW-Statistik wird ersichtlich, dass der Verkabelungsgrad der Netzbetreiber zwischen 50% und 100% liegt. Die Tabelle 8-19 zeigt die Briefmarken des Referenzunternehmens bei einem Verkabelungsgrad minimalen Verkabelungsgrad von 50% und einem maximalen Verkabelungsgrad von 100% deutliche Unterschiede der Netzbriefmarken:

<sup>283</sup> Als Briefmarke im Hochspannungsnetz wurde 40 €/kWh angesetzt, was einem mittleren Wert in Deutschland entspricht. Vgl. VdN, Netznutzungsentgelte der deutschen Netzbetreiber, Vergleich der Netzentgelte März 2003. [http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Netznutzungsentgelte/Tab\\_NNE.pdf](http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Netznutzungsentgelte/Tab_NNE.pdf), Stand 26. Juni 2003.

<sup>284</sup> VV II+, Anhang 3, S. , Erste Schritte, Mainz (2003), Pfaffenberger et al. (2001)

	Mittlere Stadt Verk.grad 50%	Mittlere Stadt Verk.grad rd. 90% (Mittelwert)	Mittlere Stadt Verk.grad 100%
Briefmarke MSP-Netz in €/kW	23	26	33
Briefmarke NSP-Netz in €/kW	72	100	106

**Tabelle 8-19: Briefmarken für unterschiedliche Verkabelungsgrade**

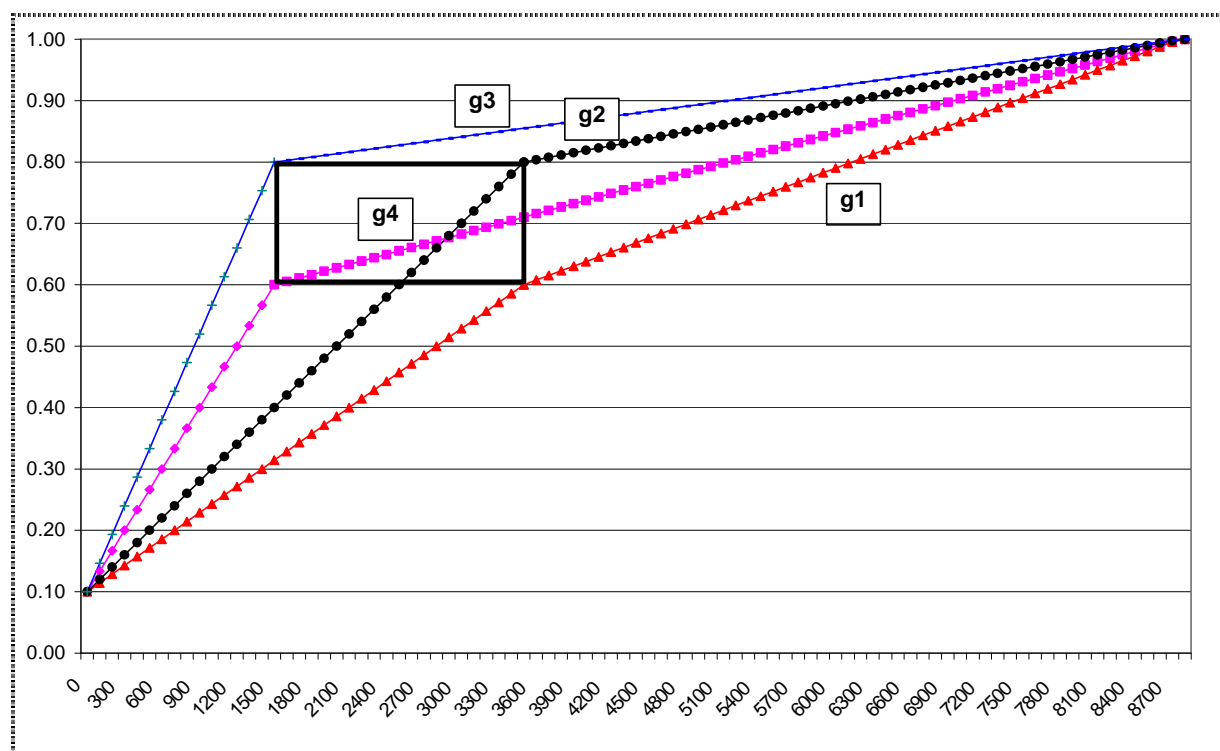
Quelle: Eigene Berechnungen

### 8.2.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Sensitivitätsanalyse der objektiven Faktoren macht deutlich, dass individuelle Parametersätze auch dann zu deutlich unterschiedlichen Briefmarken führen, wenn die subjektiven Parameter einheitlich sind. Tendenziell sollte gelten, dass die Netzentgelte in Großstädten und ländlichen Gebieten, im Vergleich zu den Netzentgelten in mittleren Städten und Regionalen Versorgungsgebieten niedriger sein sollten. Dabei ist, wie auch schon in anderen Veröffentlichungen dargestellt, die Stromabgabe je km Netz ein wichtiger Parameter. Die unterschiedlichen spezifischen Investitionen können diesen Kostentreiber jedoch ausgleichen, weshalb für das ländliche Gebiet neben der Großstadt vergleichsweise günstige Netzentgelte berechnet wurden. Die Altersstruktur eines Verteilungsnetzes hat ebenfalls einen großen Einfluss auf die Höhe der Netzentgelte, die Netzentgelte bei neueren Netzen können deutlich höher als bei alten Netzen sein. Hier ist aber zu beachten, dass in älteren Netzen höhere Betriebskosten diesen Effekt wieder ausgleichen können. Der Verkabelungsgrad sollte zunehmend unwichtig werden, weil zum einen der Verkabelungsgrad in allen Unternehmen zunimmt und weil sich die Investitionskosten von Kabeln und Freileitungen dank neuer Techniken angleichen.

### 8.3 Preiskalkulation entsprechend der VV II+

Die Sensitivitätsanalyse wird in diesem Kapitel mit der Betrachtung der Preiskalkulation abgeschlossen. In den meisten Ländern ist es üblich arbeits- und leistungsabhängige Netznutzungsentgelte zu erheben. In Deutschland wird mit Hilfe so genannter Gleichzeitigkeitsfaktoren die leistungsabhängige Briefmarke in ein arbeits- und leistungspreisabhängiges Entgelt umgerechnet. Die Vorgehensweise bei der Berechnung der Netzentgelte wurde in Kapitel 7 für den Netzbetreiber dargestellt. Hier wird aufgezeigt, dass die Form der Gleichzeitigkeitsgeraden sich sehr stark in der Höhe der Netznutzungsentgelte niederschlagen. Die folgende Abbildung 8-2 zeigt noch einmal die Gleichzeitigkeitsgeraden, die durch die Eckpunkte des Vierecks gehen, in dem mit großer Wahrscheinlichkeit die steile Gerade für niedrige Benutzungsstunden und die flache Gerade für hohe Benutzungsstunden einander schneiden.<sup>285</sup>



**Abbildung 8-2: Beispiele für Gleichzeitigkeitsfaktoren**

Quelle: Eigene Berechnungen

<sup>285</sup> VV II + (2002), Anlage 5, S. 2-3.

Die Gleichzeitigkeitsgeraden spiegeln wieder, mit welchem Anteil ihrer **individuellen** Höchstlast die Netzkunden and der Jahreshöchstlast beteiligt sind

Wie die Gleichzeitigkeitsgeraden eines bestimmten Verteilers aussehen ist von seiner Kundenstruktur abhängig. Allgemein gilt, dass

- je höher der Schnittpunkt mit der y-Achse
- je niedriger die Benutzungsstundenzahl, bei der der Knickpunkt liegt,
- und je niedriger der Gleichzeitigkeitsfaktor, bei dem der Knickpunkt liegt,

desto höher werden die Netznutzungspreise bei gegebenen Kosten. Die Netznutzungsentgelte bei der Gleichzeitigkeitsgeraden  $g_1$  sind am niedrigsten und die von  $g_3$  am höchsten.

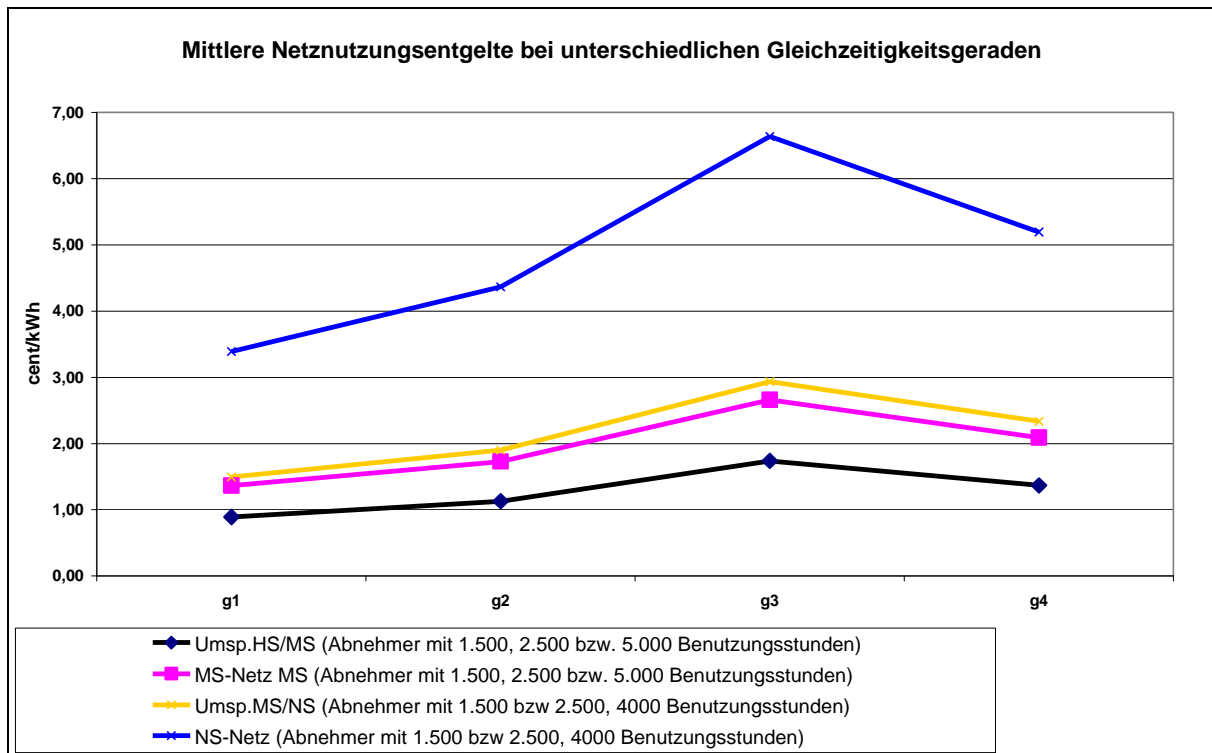
Die folgende Abbildung 8-3 zeigt das anschaulich für die in Abbildung 8-2 dargestellten Gleichzeitigkeitsgeraden. Das mittlere Netzentgelt wurde aus den folgenden Abnahmefällen berechnet:<sup>286</sup>

- **Umst. HS/MS und MS-Netz:** Mittelwert der Abnahmefälle 1.500, 2.500, 5.000 Benutzungsstunden,
- **Umsp. MS/NS und NS-Netz:** Mittelwert der Abnahmefälle 1.500, 2.500, 4.000 Benutzungsstunden.

---

<sup>286</sup>

Sie wurden entsprechen dem mittleren Abnahmefall, der bei den Netzvergleichen des VdN zu Grunde gelegt wird, gewählt. Strukturmerkmale der deutschen Netzbetreiber unter [www.vdn-berlin.de](http://www.vdn-berlin.de).



**Abbildung 8-3: Mittlere Netznutzungsentgelte für unterschiedliche Gleichzeitigkeitgeraden**

Quelle: Eigene Berechnungen

Die folgende Tabelle 8-20 zeigt die einzelnen Abnahmefälle, die oben den Mittelwert bilden. Entsprechend der Vorgehensweise bei der Preiskalkulation gilt, je höher die Werte einer Gleichzeitigkeitsgeraden für gegebene Benutzungsstunden, desto höher das Netznutzungsentgelt:

Entgelte in cent/kWh	Benutzungsstunden pro Jahr		
	1500	2500	5000/4000
<b>G1</b>			
Umsp.HS/MS	1,05	0,91	0,71
MSP-Netz	1,60	1,40	1,09
Umsp.MS/NS	1,65	1,43	1,41
NSP-Netz	3,86	3,37	2,94
<b>G2</b>			
Umsp.HS/MS	1,33	1,20	0,86
MSP-Netz	2,04	1,83	1,31
Umsp.MS/NS	2,09	1,86	1,75
NSP-Netz	4,91	4,42	3,77
<b>G3</b>			
Umsp.HS/MS	2,66	1,65	0,90
MSP-Netz	4,08	2,53	1,37
Umsp.MS/NS	4,13	2,83	1,85
NSP-Netz	9,82	6,09	4,00
<b>G4</b>			
Umsp.HS/MS	2,00	1,31	0,79
MSP-Netz	3,06	2,00	1,21
Umsp.MS/NS	3,11	2,30	1,60
NSP-Netz	7,36	4,82	3,40

**Tabelle 8-20: Netznutzungsentgelte für verschiedene Gleichzeitigkeitsgeraden und Abnahmefälle**

Quelle: Eigene Berechnungen

Vergleicht man die Sensitivität der Netzentgelte auf die Gleichzeitigkeitsfaktoren mit der Sensitivität, den zum Beispiel die Variation des Zinses, einem der sensitivsten Faktoren bei der Kostenkalkulation, zur Folge hat (Tabelle 8-21), so wird deutlich, dass die Gleichzeitigkeitsfaktoren weit über alle bisher dargestellten Parameter hinaus, den größten Einfluss auf die Netzentgelte haben.

Entgelte in cent/kWh	Benutzungsstunden pro Jahr		
	1500	2500	5000/4000
<b>Zins 4,7%</b>			
Umsp.HS/MS	1,32	1,18	0,75
MSP-Netz	1,98	1,78	1,13
Umsp.MS/NS	2,03	2,06	1,46
NSP-Netz	4,75	4,27	3,10
<b>Zins 6,5% Referenzmodell</b>			
Umsp.HS/MS	1,33	1,20	0,86
MSP-Netz	2,04	1,83	1,31
Umsp.MS/NS	2,09	1,86	1,75
NSP-Netz	4,91	4,42	3,77
<b>Zins 9,89%</b>			
Umsp.HS/MS	1,36	1,23	0,78
MSP-Netz	2,15	1,93	1,22
Umsp.MS/NS	2,21	2,28	1,62
NSP-Netz	5,21	4,69	3,40

**Tabelle 8-21: Variation des Zinses und Auswirkungen auf die durchschnittlichen Netzentgelte**

Quelle: Eigene Berechnungen

## 9 Schlussfolgerungen

Die Netznutzungsentgelte sind in Deutschland auch 5 Jahre nach Beginn der Liberalisierung im europäischen Vergleich im Bereich der Verteilnetze noch sehr hoch. Ferner ist ein funktionierender Wettbewerb hauptsächlich im Industriekundenbereich auszumachen. Das gab Anlass die Rahmenbedingungen in Deutschland einmal genauer zu betrachten.

Dazu wurden in der vorliegenden Arbeit die Problematik bei der Regulierung und mögliche Regulierungsformen natürlicher Monopole dargestellt. Ein besonderer Schwerpunkt lag auf den betriebswirtschaftlichen Aspekten. In diesem Sinne wurden, neben den volkswirtschaftlichen Regulierungsmodellen, Preis- und Kostenkalkulation in deutschen Stromverteilnetzbetreibern ausführlich und die Vorgehensweisen in anderen europäischen Ländern kurz dargestellt.

Mit Hilfe eines Rechenmodells, das die Verteilnetzbetriebe in Deutschland exemplarisch darstellt, konnten praktische Effekte verschiedener Ansätze bei der Regulierung simuliert werden. Das heißt, die Sensitivität der Netznutzungsentgelte gegenüber der



Rechenmethode mit der die Entgelt kalkuliert werden, wurde analysiert. Dabei wurden verschiedene Parameter der Kosten- und Preiskalkulation variiert und deren Einfluss auf die Höhe der Netznutzungsentgelte getestet.

In Deutschland werden die Netznutzungsentgelte derzeit nach dem verhandelten Netzzugang geregelt, der mit einem zwischen verschiedenen Teilnehmern des Strommarktes ausgehandelten Regelwerkes konkretisiert wird. Dieses Regelwerk, die Verbändevereinbarung, gibt zur Kalkulation von Netznutzungsentgelten eine kostenorientierte Regulierung vor. Die theoretische Analyse der Verbändevereinbarung kommt zu dem Ergebnis, dass der Kalkulationsleitfaden eine theoretisch korrekte Vorgehensweise zur Kalkulation von Netzentgelten darstellt. Die Vorschriften über die Kostenkalkulation sind daher als verbindliche Vorschriften für die Kalkulation von Netzentgelten geeignet. Allerdings existieren auch alternative gleichwertige Kostenkalkulationskonzepte.

Ein Beispiel ist die Bewertung des Anlagevermögens: Die in der Verbändevereinbarung vorgeschlagene Vorgehensweise zur Kostenkalkulation bezeichnet man als Nettosubstanzerhaltungskonzept. Alternativ wäre aber das Realkapitalerhaltungskonzept, das in vielen anderen europäischen Ländern angewendet wird, geeignet. Ein Vergleich beider Verfahren zeigte, dass beide zu ganz ähnlichen Netznutzungsentgelten führen. Das gilt, wenn sich die allgemeine Preissteigerungsrate und die anlagenspezifischen Preisindizes sich kaum unterscheiden.

Gleichgültig, welches Kapitalerhaltungskonzept angewendet wird, ist es unbedingt geboten, die höheren Gewinne, die sich durch Ansatz kalkulatorischer Kosten bei der Preiskalkulation erwirtschaftet werden können, für Ersatzinvestitionen zu Nutzen bzw. im Unternehmen als Rückstellungen zu halten. Denn nur so kann die Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

Die Sensitivitätsanalyse verschiedener betriebswirtschaftlicher Faktoren, die bei der Kostenkalkulation zu Grunde gelegt werden, konnte die Faktoren mit dem größten Einfluss auf die Höhe der Netznutzungsentgelte herausfiltern. Die Netznutzungsentgelte reagieren besonders sensitiv auf den Zinssatz und den Ansatz für die Betriebskosten. Beides muss daher sorgfältig kalkuliert und in regelmäßigen Abständen geprüft werden. Die anderen dargestellten Kostenelemente, wie z.B. Nutzungsdauer oder der Ansatz der Baukostenzuschüsse, haben einen geringeren Einfluss auf die Entgelte. Aber auch die Faktoren, die sich weniger deutlich in der Höhe der Briefmarken niederschlagen, sollten möglichst einheitlich für die Stromverteilnetzbetreiber vorgegeben werden. Hier ist beispielsweise an einheitliche Preisindizes für die Bewertung des Anlagevermögens oder

einheitliche Nutzungsdauern für die Anlagegüter zu denken. Somit können keine unbegründeten Preisunterschiede entstehen.

Seit 2000 ist in der Verbändevereinbarung das Vergleichsmarktprinzip berücksichtigt. Damit sollen die Netzbetreiber zu einem zunehmend effizienten Wirtschaften angehalten werden. Hier werden die Entgelte nach Strukturklassen geordnet und verglichen. Diejenigen Netzbetreiber, deren Entgelte im Mittel um 30% über dem Gesamtdurchschnitt einer Strukturklasse liegen, müssen die Angemessenheit ihrer Entgelte nachweisen.

Die Strukturklassen in der Verbändevereinbarung werden in Anlehnung an Abgabedichten, Verkabelungsgrad und Ost/West gebildet. Mit Hilfe des Rechenmodells wurde der Einfluss dieser und anderer struktureller Faktoren auf die Höhe der Netznutzungsentgelte getestet. Dabei zeigte sich, dass die strukturellen Faktoren, einen erheblichen Einfluss auf die Höhe der Netznutzungsentgelte haben können. Von großer Bedeutung sind die Abgabedichte und die Altersstruktur der Netze. Der Verkabelungsgrad beeinflusst die Netzentgelte nur geringfügig. Insgesamt machte die Analyse der strukturellen Faktoren deutlich, dass sich deutlich unterschiedliche Preise in Abhängigkeit der Versorgungsbedingungen ergeben können

Die Analyse der Preiskalkulation, die sich in Deutschland auf der Grundlage von Durchschnittskosten und Gleichzeitigkeitsfaktoren ergibt, hat gezeigt, dass die Wahl der Gleichzeitigkeitsfaktoren einen ganz erheblichen Einfluss auf die Preise hat. Es ist daher sowohl für Netzbetreiber als auch für die Regulierung wichtig, regelmäßig Kosten und Erlöse abzugleichen.

Insgesamt wurden in der Arbeit die sensitiven Faktoren bei der Kosten- und Preiskalkulation in Stromverteilnetzbetrieben aufgezeigt, die im Rahmen der Regulierung in geeigneter Weise beachtet werden müssen.

## 10 Literaturangaben

*Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden* vom 21. Juni 1979, zuletzt geändert durch das 9. Euroeinführungsgesetz vom 10.11.2001. BGBl. I vom 27.6.1972, S. 684-692.

*Arbeitsgruppe Netznutzung Strom*: Abschlussbericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder, 19. April 2001.

*Ahlemeyer, W.; Nissen, J.; Birnbaum, L.; Clemens, G.; Röthel, T.* in *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*: Preisvergleiche im Netz, S. 456-459, 51. Jahrgang (2001) Heft 7.

*Auer, H.*: *Benchmarking und Regulierung elektrischer Netze*, Wien 2002.

*Bartsch, M.; Röhling, A.; Salje, P.; Scholz, P (Hrsg.)*: *Stromwirtschaft, Ein Praxishandbuch*, Hannover 2002.

*Binnenmarkt und industrielle Zusammenarbeit – Statut für die europäische Aktiengesellschaft*, Weißbuch über die Vollendung des Binnenmarktes, rdnr. 137 (Memorandum der Kommission an das Parlament, den Rat und die Sozialpartner), Kom (88) 320, Juni 1988.

*Borrmann, J.; Finsinger, J.*: *Markt und Regulierung*, München 1999.

*Brunnekreeft, G.*: *Kosten, Körbe, Konkurrenz: Price Caps in der Theorie*, Freiburg 2000.

*Bundeskartellamt*: Beschluss der 11. Beschlussabteilung (B11-40 100-T45/01) am 14.02.2003 im Verwaltungsverfahren gegen TEAG.

*Bundeskartellamt*: Beschluss der 11. Beschlussabteilung (B11-40 100-T38/01) am 21.03.2003 im Verwaltungsverfahren gegen Stadtwerke Mainz.

*Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie*: *Analyse und Bewertung der strukturellen Auswirkungen der Reform des Energiewirtschaftsrechts auf die Versorgung mit Elektrizität und Gas*, Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben BF-III-01 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Bremen, Essen und Münster, April 2001.

*Bundestarifordnung Elektrizität BTOElt*, BGBl. I S. 2255 vom 18. Dezember 1989.

*Coenenberg, A. G.*: *Kostenrechnung und Kostenanalyse*, Landsberg am Lech 1999.

*Deutsche Bundesbank*: *Monatsberichte der Deutschen Bundesbank* 55. Jahrgang Nr. 6, Frankfurt am Main 2003.

*Deutsche Verbundgesellschaft e.V.*: *Grid-Code 2000, Netz und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, Heidelberg, Mai 2000.

*Diller, H.*: *Preispolitik*, Stuttgart 1991.

*Diskussionsentwurf AVBEltNetz und AVBEltVertrieb* für die allgemeine Versorgung von Tarifkunden (Rechtsverordnung auf Grund des § 11 Abs. 2 EnWG) des BMWi vom 2.11.2001.

*Diskussionspapier des Bundeskartellamtes: Marktöffnung und Gewährleistung von Wettbewerb in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft*, Diskussionspapier für die Sitzung des Arbeitskreises Kartellrecht am 7. Oktober 2002.

*Emmerich, V.:* Kartellrecht, München, 1999.

*Erstes Gesetz zur Modernisierung von Regierung und Verwaltung in NRW (Erstes Modernisierungsgesetz- 1. ModernG NRW)*, vom 15. Juni 1999.

*EU-Richtlinie 96/92/EG* des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt Amtsblatt nr. L 027 vom 30/01/1997 S. 0020 – 0029. Geändert mit der von der EU-Kommission am 4. Juni 2003 verabschiedeten Beschleunigungsrichtlinie für Strom und Gas.

*EWI, ENERKO, Männel, W.:* Gutachten über das Verfahren zur Feststellung der Kosten- und Erlöslage einschließlich Kostenträgerrechnung im Preisgenehmigungsverfahren nach § 12 BTOElt, Forschungsauftrag Nr. 16 / 94 im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums, Vorläufiger Endbericht, Aldenhoven, Köln, Nürnberg 1995.

*EWI, ENERKO, Männel, W.:* Gutachten über das Verfahren zur Feststellung der Kosten- und Erlöslage einschließlich Kostenträgerrechnung im Preisgenehmigungsverfahren nach § 12 BTOElt, Forschungsauftrag Nr. 16 / 94 im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums, Kurzfassung, Aldenhoven, Köln, Nürnberg 1994.

*EWI, ENERKO:* Verfahren zur Feststellung der Kosten- und Erlöslage einschließlich Kostenträgerrechnung im Preisgenehmigungsverfahren nach § 12 BTO EIt. Kurzfassung, Forschungsauftrag des BMWi Nr. 16/94.

*EWI; frontier economics:* Zusammenstellung von Kostenrechnungsansätzen für kalkulatorische Kosten von Stromnetzen (Transport und Verteilung) in den Ländern Norwegen, England/Wales, Dänemark und Niederlande, 2001.

*Feldstein, M.S.* in Quarterly Journal of Economics: Equity and Efficiency in Public Sector Pricing: The optimal Two Part Tariff, Jahrgang 86, Mai 1972, S. 175-187.

*Filippini, M.; Wild, J.; Luchsinger, C.:* Regulierung der Verteilnetzpreise zu Beginn der Marktöffnung in Norwegen und Schweden, Studie CEPE Zürich, 2001.

*Finsinger, J.* in Zeitschrift für die gesamte Staatswirtschaft: Zur Anatomie von wohlfahrtsoptimalen Preisen für öffentliche Unternehmen, die unter zunehmenden Skalenerträgen produzieren, 1980, S. 136-160.

*Franz, K.P.* in Handbuch Kostenrechnung: W. Männel (Hrsg.): Ansatz Kalkulatorischer Kosten, Wiesbaden 1992, S. 426 ff..

*Geiger, B.; Gruber, E.; Megele, W.:* Energieverbrauch und Einsparung in Gewerbe, Handel und Dienstleistung, Heidelberg 1999.

*Gerke, W.:* Risikoadjustierte Bestimmung des Kalkulationszinssatzes in der Stromnetzkalkulation, Frankfurt am Main/Heidelberg 2003.

*Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG)*, vom 29. März 2000, zuletzt geändert durch Neuntes Euro-Einführungsgesetz vom 10. November 2001. BGBl. I 2000, 305.

*Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB)*, Vom 27. Juli 1957, BGBl. I S. 1081, BGBl. III 703-4. In der Fassung vom 26. August 1998, BGBl. I S. 2546. Zuletzt geändert durch das Gesetz zur Reform der gesetzlichen Krankenversicherung ab dem Jahr 2000 (GKV-Gesundheitsreformgesetz 2000) vom 22. Dezember 1999, BGBl. I S. 2626, 2652.

*Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz-EnWG)*, vom 24. April 1998, BGBl. I S.730, zuletzt geändert durch Artikel 29 des Gesetzes vom 10. November 2001, BGBl. S.2992. Zuletzt geändert in 2003.

*Gesetz zur Änderung des kommunalen Wirtschaftsrechts und anderer kommunalrechtlicher Vorschriften in Bayern* vom 24. Juli 1998.

*Gunn, C.; Sharp, B.* in Energy Economics: Electricity distribution as an unsustainable natural monopoly: a potential outcome of New Zealand's regulatory regime. Jg. 21 1999, S. 385-401.

*Haubrich, H.J.; Consentec:* Preise und Bedingungen der Nutzung von Stromnetzen in ausgewählten europäischen Ländern. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit. Aachen 2002

*Haubrich, H.J.* in Energiewirtschaftliche Tagesfragen: Durchleitungsentgelte – orts-, entfernungs- oder richtungsabhängig?, 49. Jg. (1999) Heft 5, S. 331-335.

*Haubrich, H.J.; Schmitt, O.; Hoffmann, J.; Moser, A.; Tischbein, T.:* Verteilung und Speicherung elektrischer Energie, Teilprojekt 4 „Umwandlungssektor“ im Rahmen der Erforschung von Instrumenten für Klimagas-Reduktionsstrategien, Jülich, 1995.

*Heilemann, U.; Hillebrand, B.:* Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte, RWI-Papiere, Nr. 73, Essen, Dezember 2001.

*Horvath, P.; Mayer, R.;* in Sammelband von: Prozesskostenrechnung und Activity Based Costsystem 1998.

*International Energy Agency (IEA): Regulatory Institutions in Liberalized Electricity markets, Paris 2001.*

*Iten, R.; Anna Vettori, S.; Ott, W.; Wild, J.: Grundsätze für Netzbenutzungspreise, Zürich 2001.*

*Kilger, W.; Pampes, J.; Vikas, K.: Flexible Plankostenrechnung und Deckungsbeitragsrechnung, Wiesbaden, 2002*

*Klaue, S. in: Immenga/Mestmäcker, 2.Auflage § 103 Rn. 57, S. 64.*

*Kloock, J.; Sieben, G.; Schildbach, T.: Kosten und Leistungsrechnung, Düsseldorf 1990.*

*Knieps, G.: Wettbewerbsökonomie, Berlin/Heidelberg 2001.*

*Koch, H.: Grundprobleme der Kostenrechnung, Köln, Opladen 1966.*

*Kommission der europäischen Gemeinschaften: Zweiter Benchmarking-Bericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes, Arbeitsunterlage der Kommissionsdienststellen, 1. Oktober 2002 SEK (2002) 1038.*

*Kühn, C.; Schulz, W. in Zeitschrift für Energiewirtschaft: Vergleich der Preise für Netznutzung in ausgewählten Netzbereichen in Europa 04/2002, S.229 ff..*

*Laffont, J.J., Tirole, J.: A Theory of Incentives in Procurement and Incentives, Massachusetts 1993.*

*Lapuerta, C.; Pfeifenberger, J., Weiss, J.; Pfaffenberger, W. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen: Netzzugang in Deutschland im internationalen Vergleich, 49. Jg. (1999) Heft 7, S. 446-451.*

*Lewington, I., Weisheimer, M. in Zeitschrift für Energiewirtschaft: Zur Regulierung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft - Eine Analyse anhand neuer ökonomischer Ansätze und praktischer Erfahrungen, Heft 4, Dezember 1995, S. 277-287.*

*Leitsätze für die Preisermittlung auf Grund von Selbstkosten, Anlage zur Verordnung PR Nr. 30/53 über die Preise bei öffentlichen Aufträgen, vom 21. November 1953, Verkündet am 18. Dezember 1953; BAnz. Nr. 244, zuletzt geändert in 2001.*

*Männel, W.: Handbuch Kostenrechnung (Hrsg.), Kapitel 3, S. 185-398.*

*Meinungsspiegel: Meinungen zum Thema „Administrierte Preise in der Energiewirtschaft in: Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis, 1996, S. 424 – 441.*

*Miller, R.; Fische, P.H.: Microeconomics, Price Theory in Practice, New York, 1995.*

*Monopolkommission: Vierzehntes Hauptgutachten der Monopolkommission gemäß § 44 Abs. 1 Satz 1 GWB, 2001/2002, Kurzfassung, 2002*

*Niethammer, R.* in Handbuch der Kostenrechnung, Männel, W. (Hrsg.), Wiesbaden 1992, S.400 ff.

*Perner, J.; Riechmann, C.* in Zeitschrift für Energiewirtschaft: Netzzugangsregimes im nationalen Strommarkt, Heft 3 Jg. 1999.

*Perner, J.; Riechmann, C.; Schulz, W.:* Durchleitungsbedingungen für Strom und Gas, München 1997.

*Pfaffenberger, W.; Haupt, U.:* Network access and pricing in Germany, Annual European Energy Conference Towards an Integrated European Energy market, Bergen, Norwegen 2000, Papers Day 2.

*Pfaffenberger, W.; Haupt, U.; Peek, M.; Ströbele, M.:* Analyse und Bewertung der strukturellen Auswirkungen der Reform des Energiewirtschaftsrechts auf die Versorgung mit Elektrizität und Gas, Anschlussbericht zum Forschungsvorhaben BF – III – 01 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Essen 2001.

*Pfaffenberger, W.; Haupt, U.; Kinnunen, K.:* Gutachten über die Anwendung der Vergleichsmarktanalyse auf die Netzentgelte in der Stromwirtschaft, Kurzfassung, 2002.

*Pfaffenberger, W.; Hensing, I.; Ströbele, W.:* Energiewirtschaft, Oldenburg 1998.

*Plützer, G.* in Handbuch der Kostenrechnung (Hrsg. Robert Bobsin): Die Kosten in der Kalkulation, München 1971, S. 65-91.

*PROGNOS:* Die Längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, Basel 1999.

*Riechmann, C.* in Zeitschrift für Energiewirtschaft: Price Cap Regulierung, Heft 2/95, S. 157 – 174.

*Riechmann, C.; Schulz, W.* in Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis: Rahmenbedingungen der Preisreglementierung aus volkswirtschaftlicher Sicht, 48(4), 1996.

*Riechmann, C.* in Zeitschrift für Energiewirtschaft: Benchmarking von Netzkosten, Beispiel Großbritannien, Heft 4/99, S.285 ff.

*Riebel, P.:* Einzelkosten- und Deckungsbeitragsrechnung, Wiesbaden, 1993.

*Scheld, G.A.:* Das Interne Rechnungswesen im Industrieunternehmen, Band 4: Moderne

*Schmalenbach, H.:* Kostenrechnung und Preispolitik 1963.

*Schmitt, I.:* Wettbewerbspolitik und Kartellrecht, 1999.

*Schultz, J.* in :Langen/Bunte, 9. Auflage GWB § 19 RN, S. 109, a.A.

*Seicht, G.* in Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis: Zur Anschaffungswertorientierung administrierter Preise (speziell in der Energiewirtschaft), Heft 48 (4), 1996: S. 364-402.

*Shleifer, A.* in The Rand Journal of Economics: Theory of yardstick competitions, 1985, S. 319-327.

*Sieben, G.; Diedrich, R.:* Kosten und Erlöse der Stromversorgung, Frankfurt am Main, 1996.

*Sieben, G.; Maltry, H.:* Netznutzungsentgelte für Elektrische Energie, Gutachten zu den Grundsätzen der Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie auf der Basis einer Kostenermittlung unter besonderer Beachtung der Unternehmenserhaltung, Frankfurt am Main 2002.

*Spring, G.* in Zeitschrift für Energiewirtschaft: Kunden und Kostenorientierte Stromtarife, 4/95, S. 287-294

*Statistisches Jahrbuch 2001*, Statistisches Bundesamt in Wiesbaden, 2002.

*Sturm, R.:* Voraussetzungen und Rahmenbedingungen einer Reform der nationalen Wettbewerbsordnungen in der Elektrizitätswirtschaft im deutsch-britischen Vergleich, in: Sturm, R., Wilks, S. (Hrsg.): Wettbewerbspolitik und die Ordnung der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland und Großbritannien, Baden-Baden, 1996, S. 59-77.

*Schweitzer, M.; Küpper, H.U.:* Systeme der Kosten- und Erlösrechnung, München 1998.

*Swoboda, P.* in Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis: Zur Tageswertorientierung administrierter Preise (speziell in der Energiewirtschaft), 48 (4), 1996, S. 345 – 363.

*Swoboda, P.; Stephan, A.:* Kostenrechnung und Preispolitik, 1999.

*Tacke, G.:* Nichtlineare Preisbildung, Wiesbaden 1989.

*Thomas, A.:* Unternehmensinternes Kostenmanagement in Energieversorgungsunternehmen 2001.

*Tirole, J.:* Industrieökonomie; Cambridge, Massachusetts 1999

*Train, K.E.:* Optimal Regulation - The economic Theory of Natural Monopoly, Cambridge et al. 1992.

*Varian, H.:* Grundzüge der Mikroökonomie, München 1999.

*Vaterlaus, S.; Wild, J.* in Neue Züricher Zeitung : Erfolgreiche Strommarktöffnung in Norwegen; Analogien zur geplanten Liberalisierung in der Schweiz, Nr. 160/ 2002, S. 27 ff.

*Vaterlaus, S.; Wild, J.* in Zeitschrift für Energiewirtschaft: Die schweizerische Elektrizitätswirtschaft vor der Marktöffnung , 2001/3, S. 189-204.



*Vaterlaus, S.; Wild, J.:* Norwegische Elektrizitätsmarktöffnung: Kostenrechnungs- und Preisbildungsfragen der Netzgesellschaften, Bern 2002.

*Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas* (Konzessionsabgabenverordnung-KAV) vom 9. Januar 1992 (BGBl I S. 12, ber. 407) geändert durch Erste Verordnung zur Änderung der Konzessionsabgabenverordnung vom 22. Juli 1999 (BGBl I S.1669).

*VDEW Statistik 1998*, Frankfurt 1999

*VDEW 1999*, Grundlegende Aspekte und Erfahrungen bei der Entwicklung von Stromhandelsformen auf liberalisierten Märkten, S. 11.

*VDEW, BGW:* Kosten- und Leistungsrechnung der Energie- und Wasserversorgungsunternehmen, Frankfurt am Main 1987.

*VdN*, Kommentarband, Umsetzung der Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001 (VV II +).

*VdN-Fachaufsatz:* VV II + führt zur Senkung der Netznutzungsentgelte, Vergleichsmarktkonzept und neue Preisfindungsprinzipien erfolgreich umgesetzt, Berlin 2003.

*Verbändevereinbarung* zur Umsetzung der Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001 (VV II +) und Ergänzungen aus 2002.

*Verband der Elektrizitätswirtschaft VDEW e.V.:* Leitfaden zur Ermittlung von Netznutzungsentgelten, Grundlagen der Kostenermittlung, VDEW Materialien, 2000.

*Verband der Elektrizitätswirtschaft VDEW e.V.:* Umsetzung der Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie, Kommentarband, 2000.

*Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEltV)* vom 29. Juni 1979, BGBl. I S. 684 (BGBl. III 752-1-8).

*Vogelsang-Finsinger (1979)*, A Regulatory Adjustment Process for Optimal Pricing by Multiproduct Monopoly Firms, Bell journal of economics, 10/1, 157-170

*Weißbuch* der Kommission an den europäischen Rat, Mailand, 28.-29. Juni 1985, Kom (85), 310, Juni 1985.

*Wöhe, G.:* Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, München 1993.

*Zimmermann, G.:* Grundzüge der Kostenrechnung, München Wien 2001.