

Schäffner, Daniel

**Working Paper**

## Bestimmung des Ausgangsniveaus der Kosten und des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für eine Anreizregulierung des Energiesektors

WIK Diskussionsbeitrag, No. 293

**Provided in Cooperation with:**

WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef

*Suggested Citation:* Schäffner, Daniel (2007) : Bestimmung des Ausgangsniveaus der Kosten und des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für eine Anreizregulierung des Energiesektors, WIK Diskussionsbeitrag, No. 293, WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Bad Honnef

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/226907>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

**Terms of use:**

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*

# **Bestimmung des Ausgangsniveaus der Kosten und des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für eine An- reizregulierung des Energiesektors**

**Daniel Schäffner**

Nr. 293

April 2007

**WIK Wissenschaftliches Institut für  
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH**

Rhöndorfer Str. 68, 53604 Bad Honnef

Postfach 20 00, 53588 Bad Honnef

Tel 02224-9225-0

Fax 02224-9225-63

Internet: <http://www.wik.org>

eMail [info@wik.org](mailto:info@wik.org)

[Impressum](#)

In den vom WIK herausgegebenen Diskussionsbeiträgen erscheinen in loser Folge Aufsätze und Vorträge von Mitarbeitern des Instituts sowie ausgewählte Zwischen- und Abschlussberichte von durchgeführten Forschungsprojekten. Mit der Herausgabe dieser Reihe bezweckt das WIK, über seine Tätigkeit zu informieren, Diskussionsanstöße zu geben, aber auch Anregungen von außen zu empfangen. Kritik und Kommentare sind deshalb jederzeit willkommen. Die in den verschiedenen Beiträgen zum Ausdruck kommenden Ansichten geben ausschließlich die Meinung der jeweiligen Autoren wieder. WIK behält sich alle Rechte vor. Ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des WIK ist es auch nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren) zu vervielfältigen oder unter Verwendung elektronischer Systeme zu verarbeiten oder zu verbreiten.

ISSN 1865-8997

## Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>III</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>III</b>
<b>Zusammenfassung</b>	<b>V</b>
<b>Summary</b>	<b>VI</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2 Allgemeine methodische Vorbemerkungen</b>	<b>3</b>
<b>3 Theoretische Überlegungen zur Bestimmung des Ausgangsniveaus</b>	<b>5</b>
3.1 Grundsätzliche Möglichkeiten bei der Festlegung des Ausgangsniveaus	5
3.2 Formaler Zusammenhang zwischen Höhe des Ausgangsniveaus, X-Faktor und Länge der Regulierungsperiode	6
3.3 Theoretische Kostenkonzepte zur Bestimmung der Kapitalbasis (Asset Base)	8
<b>4 Rechtlicher Rahmen zur Kalkulation des Ausgangsniveaus</b>	<b>13</b>
<b>5 Theoretische Überlegungen zur Ermittlung des Eigenkapitalzinses</b>	<b>21</b>
5.1 Grundsätzliche Anforderungen an die regulatorische Ermittlung der Kapitalkosten	21
5.2 Eigenkapitalzins als Bestandteil der Kapitalkosten	22
5.3 Methoden zur Risikobewertung und Bestimmung der Kapitalkosten	23
5.3.1 Capital Asset Pricing Model (CAPM)	23
5.3.1.1 Das Single-Index-Modell als Ausgangspunkt	24
5.3.1.2 Erweiterung des Modells zum CAPM	25
5.3.1.3 Kritische Würdigung des CAPM und der Ansatz nach Fama / French	27
5.3.2 Arbitrage Pricing Theory (APT)	28
5.3.3 Discounted Cash Flow (DCF) Verfahren	30
5.3.4 Comparable earnings standard	33
5.3.5 Diskussion der dargestellten Methoden	34
5.4 Nähere Erläuterungen zur praktischen Anwendung des CAPM	35
5.4.1 Empirische Ermittlung der Parameter	35
5.4.2 Besonderheiten bei der empirischen Schätzung von Betafaktoren	36
5.4.3 Exkurs: empirische Kurzstudie zur Abhängigkeit von Schätzzeitraum und Rendite-Intervall auf den ermittelten Betawert	39
5.4.4 Zusammenhang zwischen systematischem Risiko und der Kapitalstruktur eines Unternehmens	40

5.5	Berücksichtigung von Steuern bei der Berechnung der Kapitalkosten	43
5.6	Exkurs: Die Berechnung von Kapitalkosten am Beispiel des niederländischen Regulierungsregimes	47
5.7	Mögliche Auswirkungen des Regulierungsregimes auf das Risiko im Rahmen der Kapitalkostenbewertung	48
5.7.1	Herleitung des Risikobegriffs	49
5.7.2	Mögliche Veränderungen des systematischen Risikos durch das Regulierungsregime	51
5.7.3	Auswirkungen asymmetrischer Häufigkeitsverteilungen auf das Risiko	52
5.7.4	Darstellung der Einflussvariablen eines Regulierungssystems auf das Risiko	54
<b>6</b>	<b>Rechtlicher Rahmen zur Bestimmung des Eigenkapitalzinses</b>	<b>57</b>
<b>7</b>	<b>Umsetzungsempfehlungen für die Regulierungsarbeit</b>	<b>60</b>
7.1	Kalkulation des Ausgangsniveaus einer Anreizregulierung	60
7.2	Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes	62
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>65</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Zusammenhang bedeutender Bezugsgrößen bei der Ermittlung der Kapitalkosten	2
Abbildung 3-1:	Zusammenhang zwischen Anfangsniveau N, X-Faktor und Länge der Regulierungsperiode	7
Abbildung 5-1:	Grafische Darstellung der Wertpapierlinie im CAPM	26
Abbildung 5-2:	Systematisierung der Discounted Cash Flow-Verfahren	31
Abbildung 5-3:	Übertragungsweg regulatorischer Maßnahmen auf das Risiko eines regulierten Unternehmens	49
Abbildung 5-4:	Kapitalanlagealternativen mit unterschiedlicher Risikoverteilung	52
Abbildung 7-1:	Zukünftiger Zyklus zur Kalkulation des Ausgangsniveaus und rechtliche Rahmenbedingungen	61

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Beispielrechnung für Abschreibung, Zins, Restwert ohne Inflation	11
Tabelle 3-2:	Beispielrechnung für Abschreibung, Zins, Restwert bei 5% Inflation	11
Tabelle 3-3:	Vor- und Nachteile grundlegender Bewertungsansätze	12
Tabelle 4-1:	Bestimmung der kalkulatorischen Eigenkapital-Quote	17
Tabelle 5-1:	Betawerte für Versorgeraktien im Zeitraum 1997 – 2006	39
Tabelle 5-2:	Betawerte für Versorgeraktien, Teilperiode 1 (1997 – 2001)	40
Tabelle 5-3:	Betawerte für Versorgeraktien, Teilperiode 2 (2002 – 2006)	40
Tabelle 5-4:	Annahmen und beispielhafte Auswirkungen des Steuerfaktors auf die Berechnung des Eigenkapitalzinses	46
Tabelle 5-5:	Bestandteile des WACC für die Verteilnetze Gas und Strom des niederländischen Regulierers DTE	48
Tabelle 5-6:	Einflussvariablen des Regulierungsregimes auf das Unternehmensrisiko	54
Tabelle 5-7:	Gewinnelemente, die von unterschiedlichen Regulierungsregimes erfasst werden	55



## Zusammenfassung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat im Juni 2006 ihren Abschlußbericht zur Einführung der Anreizregulierung vorgelegt. Als Starttermin wird zur Zeit der 1. Januar 2009 angestrebt. Zum Zeitpunkt der Umsetzung sind sowohl der Startwert für das Ausgangsniveau der Kosten als auch der Zinssatz für das Eigenkapital als Bestandteil der Kapitalkosten zu bestimmen.

Diese beiden eng miteinander verknüpften Fragestellungen werden zunächst aus rein theoriegeleiteter ökonomischer Perspektive erläutert sowie hinsichtlich ihrer aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen aus ökonomischer Sichtweise bewertet. Bei der Wahl eines angemessenen Ausgangswertes sind verschiedene Alternativen möglich: so können die Kosten der zu diesem Zeitpunkt im Rahmen der Netzentgeltgenehmigungen festgestellten Tarife, die Durchschnittswerte der letzten Jahre oder eine Neubewertung im Rahmen einer umfassenden Kostenprüfung als Ausgangsbasis herangezogen werden. Im rechtlichen Teil wird die aktuelle Genehmigungspraxis auf Basis der Netzentgeltverordnungen (NEVen) dargestellt und kritisch beleuchtet. Die wichtigsten Punkte stellen dabei die Berücksichtigung der Abschreibung, die Bewertung des Sachanlagevermögens, die Ermittlung der Kapitalbasis für die Eigenkapitalverzinsung sowie die Berücksichtigung der steuerlichen Größen dar.

Im zweiten Thementeil wird auf die theoretischen Besonderheiten bei der Bestimmung adäquater Eigenkapitalkosten in einem wettbewerblichen Regulierungsansatz eingegangen. Das WACC-Modell (Weighted Average Cost of Capital) wird dargestellt und diskutiert sowie in der Literatur sehr verbreitete Bewertungsmethoden zur Bestimmung der Kapitalkosten. Besonders das in der Regulierungspraxis häufig verwendete CAPM (Capital Asset Pricing Model) wird dabei ausführlich erläutert und kritisch beleuchtet. Im Rahmen einer eigenen empirischen Kurzstudie werden relevante Probleme bei der statistischen Ermittlung von Betawerten adressiert. Als wichtiger Aspekt werden anschließend die Zusammenhänge zwischen den Ausgestaltungsformen einer Regulierung und dem Unternehmensrisiko dargestellt. Bei der sich daran anschließenden rechtlichen Bewertung werden der § 21 EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) sowie die Vorschriften der Netzentgeltverordnungen für die Bestimmung der Eigenkapitalverzinsung kommentiert. Diese Vorgaben gestehen der BNetzA einen gewissen Spielraum bei der Bestimmung des Zinssatzes zu, wobei die durch das Gesetz und die Netzentgeltverordnungen getroffene Definition die Orientierung der Zinshöhe an wettbewerblichen Vergleichsmaßstäben betont. Bei der Ermittlung eines angemessenen Eigenkapitalzinssatzes sind außerdem die Auswirkungen einer extern vorgegebenen Verschuldungsquote auf das Finanzierungsrisiko zu beachten. Des weiteren wird empfohlen, die steuerlichen Wirkungen als kalkulatorische Größen bei der Berechnung des Eigenkapitalzinssatzes zu berücksichtigen.



## Summary

The German Federal Network Agency (BNetzA) submitted its final report concerning the introduction of an incentive regulation regime in June 2006. The beginning of the new regulatory regime is planned for the beginning of the year 2009. At the time of the conversion both the initial value for the asset base and the level of the rate on equity has to be determined as components of the capital costs.

These two linked aspects are being described from a point of view of economic theory. As a second topic the current legal framework is being evaluated from an economic point of view. Concerning the choice of an appropriate initial value several alternatives have to be considered: the costs can be calculated as determined by the actual cost allowances; it is also possible to use average values of the last years or to undertake a re-valuation in the context of a comprehensive cost examination as starting point for the first regulatory period. The legal part of this paper discusses the current administrative decisions on the basis of the "Netzentgeltverordnung" (German ordinance on the calculation of network tariffs). The most important aspects thereby represent the method of depreciation, the evaluation of tangible fixed assets, the determination of the capital basis for the calculation of the equity yield rate as well as the consideration of tax effects.

As a second issue, theoretical characteristics of the determination of an adequate equity yield rate in a competitive regulatory framework are addressed. The WACC-model (Weighted Average Cost of Capital) is being introduced and discussed as well as commonly used methods of evaluation for the determination of the cost of capital. Particularly, the frequently used CAPM (Capital Asset Pricing Model) is described in detail thereby and critically discussed. Within the framework of a small empirical study some relevant problems concerning the statistical determination of beta values are being analysed. Afterwards, as an important aspect the interrelation between the design of a regulatory framework and the risk of the regulated utilities are represented. The following evaluation of the legal aspects of § 21 EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) as well as the specifications of the Netzentgeltverordnung for the determination of the equity yield rate are being commented. These guidelines concede a certain scope to the BNetzA concerning the determination of the interest rate; whereby the legal definition emphasises to take competitive markets as benchmark for the interest rate level. In addition with the determination of an appropriate equity yield rate the effects of a predetermined debt rate on the financing risk have to be considered. Moreover it is being recommended to consider the tax effects as calculative dimension while determining the equity yield rate.

## 1 Einleitung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 30.06.2006 ihren Abschlußbericht zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG vorgelegt. Als Starttermin wird zur Zeit der 1. Januar 2009 angestrebt.<sup>1</sup> Bei der Umsetzung dieses Vorhabens muss spätestens zu diesem Zeitpunkt ein Startwert für das Ausgangsniveau der Kosten und damit auch der Netzentgelte gelegt werden, von dem aus die Berechnung der Erlösbergrenzen für die erste Regulierungsperiode beginnt. In § 21a Abs. 4 Satz 3 EnWG ist geregelt, dass der beeinflussbare Kostenanteil nach den Bestimmungen des § 21 Abs. 2 bis 4 jeweils zu Beginn einer Regulierungsperiode ermittelt wird. Die Effizienzvorgaben bei der Festlegung der Erlösvorgaben sind dann ausschließlich auf diesen beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen. Als weitere wichtige Entscheidung muss die BNetzA mit Eintreten der Anreizregulierung den Zinssatz für das Eigenkapital neu bestimmen, der momentan bei 6,5 % für den Stromsektor und 7,8 % für den Gassektor festgelegt ist.<sup>2</sup> In dem vorliegenden Diskussionspapier erfolgt zunächst eine theoretische Fundierung der beiden Fragestellungen, an die sich eine Darstellung der aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen sowie deren regulierungsökonomische Bewertung anschließt.

In der realen Regulierungswelt kann davon ausgegangen werden, dass die betroffenen Unternehmen einen Informationsvorsprung bezüglich ihrer tatsächlichen Kostenlage gegenüber dem Regulierer besitzen. Unter dieser Annahme asymmetrisch verteilter Informationen ist die Fähigkeit zur Bewertung der Kostenbasis zu Beginn einer Anreizregulierung von großer Wichtigkeit. Diese setzt sich aus den operativen Kosten und den Kapitalkosten zusammen, wobei die Höhe der operativen Kosten relativ leicht aus öffentlich zugänglichen Bilanzdaten und kostenrechnerischen Angaben geschätzt werden kann. Die Höhe der Kapitalkosten hingegen ist nicht auf direktem Wege ermittelbar. Um diese zu bestimmen, ist es zunächst notwendig, die Kapitalbasis zu ermitteln und daraufhin die Höhe der Kapitalkosten, d.h. die in den zukünftigen Perioden anfallenden Zinsen und Abschreibungen, möglichst genau zu schätzen. In diesem Zusammenhang erscheint es für das weitere Verständnis besonders wichtig darauf hinzuweisen, dass die gesamte Höhe der Kapitalkosten sich aus dem Zusammenspiel dreier wichtiger Bezugsgrößen ergibt, die als interdependent zu sehen sind (vgl. Abbildung 1-1): die Erträge einer alternativen Investition (Verzinsung), der Wert des eingesetzten Kapitals (Kapitalbasis) sowie der Wertverzehr der Kapitalbasis im Zeitablauf (Abschreibung). Die gegenseitige Abhängigkeit der genannten Größen lässt sich, ausgehend von der Bestimmung des Zinssatzes, folgendermaßen beschreiben: So sagt der (als Prozentwert angegebene) Zinssatz alleine noch nichts über die absolute Höhe der Verzinsung aus. Diese erhält man erst unter Berücksichtigung der Kapitalbasis, welche wiederum direkt

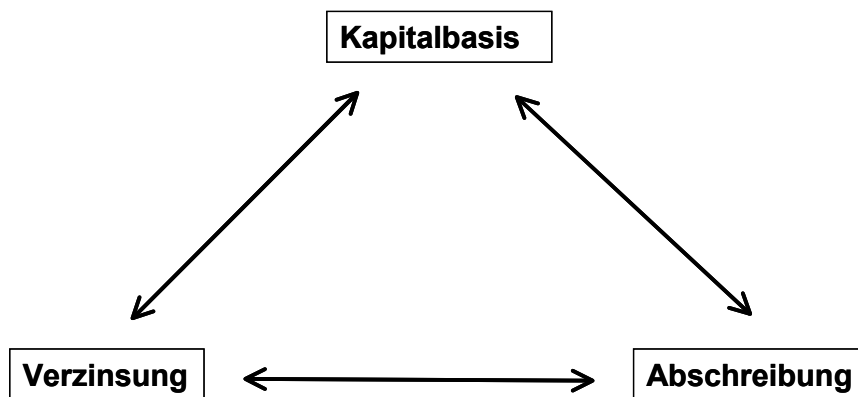
---

<sup>1</sup> In ihrem Report sah die BNetzA ursprünglich einen Start zum Beginn von 2008 vor (vgl. BNetzA 2006c, S. 84). In den laufenden Konsultationen zeichnet sich jedoch eine Verschiebung um ein Jahr ab (vgl. BMWi 2006).

<sup>2</sup> Dabei handelt es sich um den realen Zinssatz (d.h. unter Berücksichtigung der Inflationsrate) bei Altanlagen. Bei Neuanlagen kommt ein nominaler Zinssatz von 7,91% (Strom) bzw. 9,21% (Gas) zum Ansatz.

von der Ausgestaltung der Abschreibungsregeln abhängt. Die Höhe der Abschreibungen ihrerseits hängt wiederum von dem Zinssatz ab, der zur Diskontierung zukünftiger Werteverzehrung zum Ansatz kommt.<sup>3</sup> Diese Zusammenhänge müssen bei der vorliegenden Thematik stets Beachtung finden.

Abbildung 1-1: Zusammenhang bedeutender Bezugsgrößen bei der Ermittlung der Kapitalkosten



Quelle: eigene Darstellung.

Die Unterscheidung der beiden Positionen Abschreibungen und Verzinsung stellt zunächst ein gedankliches Konstrukt dar.<sup>4</sup> Aufgrund der Tatsache, dass die wirtschaftliche Lebensdauer von Anlagen begrenzt ist, tätigt ein im Wettbewerb befindliches Unternehmen eine Investition nur unter der Annahme, dass zunächst das eingesetzte Kapital in Form von Abschreibungen zurückfließt und zusätzlich eine Entschädigung für die Kapitalbindung in Form einer risikoadäquaten Verzinsung erwirtschaftet wird. Der gesamte Rückfluss (Returns) kann später nicht exakt in die beiden genannten Kategorien Abschreibung bzw. Verzinsung eingeteilt werden. Diese Einteilung muss für die Investitionsentscheidung auch nicht getroffen werden, da für diese als maßgebliches Kriterium der Barwert aller zukünftigen Rückflüsse (Present Value) im Verhältnis zu dem heute investierten Betrag gilt. Dieser hängt dabei grundlegend von der zukünftigen Differenz zwischen Erlösen und operativen Kosten ab.

---

<sup>3</sup> Vgl. zu diesem Zusammenhang bereits Hotelling (1925).

<sup>4</sup> Vgl. zu den folgenden Erläuterungen Weiss (2005), S. 2.

## 2 Allgemeine methodische Vorbemerkungen

Grundlage für die Bestimmung aller Netzkosten aus regulierungsökonomischer Sicht sind jeweils die Höhe derjenigen Kosten, welche durch Entgelte, die sich bei wirksamem Wettbewerb ergäben, gedeckt würden.<sup>5</sup> Es sind dies die Kosten eines Netzes, das die gegenwärtige und die in der Zukunft erwartete Nachfrage mit einer bestmöglichen Technologie und mit einer für diese Nachfrage ausreichenden Kapazität befriedigen kann. Dieser Maßstab wird auch „Als-ob- Wettbewerb“ genannt. Wenn immer kein Wettbewerb herrscht, sind die Methoden, mit denen die Kosten ermittelt werden, dergestalt zu entwickeln, dass sie diesem Maßstab so nahe wie möglich kommen.

Das EnWG verfolgt in § 1 Abs. 2 als langfristiges Ziel die Sicherstellung eines unverfälschten Wettbewerbs, weshalb in § 21 Abs. 2 der Begriff „Kosten ...eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers ... unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung“ zur Anwendung kommt. Indessen erscheint es als problematisch, dass § 21 EnWG „...verschiedene Maßstäbe und Kalkulationsansätze für die Beurteilung der Netzentgelte enthält, ohne dass aus dem Gesetzeswortlaut hinreichend klar hervorgeht, in welchem Verhältnis die Maßstäbe zueinander stehen.“<sup>6</sup> Der oben zitierten Einschätzung der Monopolkommission kann an dieser Stelle gefolgt werden, wodurch für die Regulierungsarbeit eine besondere Schwierigkeit darin besteht, dass im Gegensatz zu dem oben beschriebenen theoretischen Ansatz der rechtliche Rahmen keinen eindeutigen und effizienzorientierten Entgeltmaßstab zugrunde legt. Weiterhin ist ungeklärt, wie sich der in § 21 Abs. 2 enthaltene Maßstab der Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers zu dem in § 21 Abs. 4 angeführten Maßstab der durchschnittlichen Kosten vergleichbarer Netzbetreiber verhält.<sup>7</sup>

In der Regulierungspraxis existieren verschiedene Methoden zur Ermittlung von Kosten, die dem oben geschilderten theoretischen Maßstab nahe kommen sollen. Die in den Netzentgeltverordnungen (NEV) Strom und Gas vertretene Methode setzt bei den tatsächlich in der Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) eines regulierten Unternehmens ausgewiesenen Ausgaben an und ergänzt diese durch kalkulatorische Positionen für Abschreibungen und die Eigenkapitalrendite. Dieser ebenfalls im Rahmen der aktuellen Kostenprüfungen verwendete Ansatz kann als „Top-down“-Methode bezeichnet werden. Der Begriff „Top-down“ ergibt sich daraus, dass von Kostenblöcken in der GuV des regulierten Unternehmens ausgegangen wird, die dann herunter gebrochen und den verschiedenen Kostenträgern zugeordnet werden. Dies geschieht in einer Weise, dass sie letztendlich in Kosten pro Leistungseinheit („Stückkosten“) überführt werden können. In diesem Ansatz ist es aus Sicht des Regulierers von zentraler Bedeutung, darauf

---

<sup>5</sup> Hierin liegt die wichtigste Bedeutung der wettbewerbsanalogen Betrachtung: Entgelte werden nicht nach buchhalterischen Kosten gebildet, sondern ergeben sich aufgrund der Höhe derjenigen Kosten, die am Markt durchsetzbar sind.

<sup>6</sup> Monopolkommission (2004/2005), Tz. 33.

<sup>7</sup> Vgl. Monopolkommission (2004/2005), Tz. 33.

zu achten, dass ausschließlich Kosten von Kapazitäten einbezogen werden, die tatsächlich für die Bereitstellung der Leistungen verwendet werden und deren Einsatz unter den Effizienzkriterien eines wirksamen Wettbewerbs auch erforderlich sind, d.h. also u.a. eine Kapitalbasis, die das sog. „used and useful capital“<sup>8</sup> umfasst.

Im Gegensatz zu dem oben dargestellten Ansatz führt ein weiterer, als „Bottom-up“-Methode bekannter Ansatz, bei stringenter Anwendung zu Ergebnissen, die dem geforderten Maßstab der effizienten Kosten sehr nahe kommen können.<sup>9</sup> Bei dieser Methode wird eine Erfassung der Eigenkapitalkosten als kalkulatorische Größe und damit losgelöst von den Angaben der Unternehmen in der Bilanz vorgenommen. Dabei werden steuerliche Effekte in die Berechnung der Kapitalkosten integriert. Die Vorteile dieses Ansatzes sind in seiner größeren Transparenz, der Einheitlichkeit sowie der besseren Handhabbarkeit bei der Vielzahl zu regulierender Netzbetreiber zu sehen.<sup>10</sup>

Ein zukünftiges regulatorisches Konzept zur adäquaten Ermittlung der Kapitalkosten im Rahmen einer Anreizregulierung ist als integrativer Ansatz zu verstehen, der die bereits weiter oben genannten Komponenten Bewertung der Kapitalbasis, Höhe der Abschreibung sowie der Zinsen umfasst. In einem wettbewerbsorientierten Konzept, das immer als Referenzmaßstab herangezogen werden muss, ist bei der Ermittlung dieser Komponenten eine vorwärtsgerichtete Perspektive einzunehmen, da nur dieser Ansatz die aktuellen Knappheitssituationen widerspiegelt und daher die relevanten Signale für einen effizienten Einsatz der Ressourcen setzt. Demzufolge ist auch der Ausgangswert für die Kapitalbasis unter der Prämisse einer „forward-looking“-Perspektive zu ermitteln. Die Abschreibung sollte demzufolge auf der Basis von kalkulatorischen Tagesneuwerten sowie unter Berücksichtigung der tatsächlichen wirtschaftlich-technischen Nutzungsdauer berechnet werden und ist dabei so zu bestimmen, dass ihre Höhe dem ökonomischen Wertverzehr der Anlage entspricht. Als letzte Größe des integrierten Konzeptes sollte der Zins für den gesamten Kapitalstock nach wettbewerblichen Maßstäben bewertet sowie in einen realen Zinssatz überführt werden, um eine Konsistenz mit dem Tagesneuwertprinzip bei der Anlagenbewertung herzustellen. Es wird bereits zu Beginn der Ausführungen auf dieses integrierte Konzept hingewiesen, da es aus regulierungsökonomischer Sicht von zentraler Bedeutung ist und teilweise erhebliche Diskrepanzen zu dem aktuell durch den Gesetz- und Verordnungsgeber vorgegebenen rechtlichen Rahmen aufweist.

---

<sup>8</sup> Vgl. zu diesem Begriff z.B. Gilbert / Newbery (1994), S. 539. Mit dieser Sichtweise auf die Kapitalbasis ist auch die Frage verknüpft, wann bestimmte Investitionen in diese einzurechnen sind.

<sup>9</sup> Vgl. grundlegend zur Verwendung des „Bottom-up“-Ansatzes im Rahmen eines analytischen Kostenmodells WIK (1998).

<sup>10</sup> Durch die Wettbewerbsanalogie kann der Bottom-up-Ansatz als durchaus verwandt mit dem Konzept des Vergleichsmarktes angesehen werden, dessen bekannteste Ausprägung das Benchmarking ist, welches ebenfalls zur Bewertung des Ausgangsniveaus herangezogen werden könnte.

### 3 Theoretische Überlegungen zur Bestimmung des Ausgangsniveaus

In diesem Kapitel wird zunächst auf grundsätzliche Alternativen bei der Bestimmung des Startniveaus für die Kapitalkosten einer Anreizregulierung eingegangen. Daran schließt sich die Erläuterung des Zusammenhangs zwischen der Höhe des X-Faktors und des Ausgangsniveaus an, da diese beiden wichtigen Parameter nicht losgelöst voneinander betrachtet werden sollten. Das Kapitel schließt mit einer Darstellung und Diskussion unterschiedlicher in der Literatur sowie der regulierungsökonomischen Praxis angewandten Bewertungsmethoden zur Bestimmung der Kapitalbasis.

#### 3.1 Grundsätzliche Möglichkeiten bei der Festlegung des Ausgangsniveaus

Bei einem Systemwechsel von der bisher in Deutschland praktizierten Rate-of-Return-Regulierung hin zur geplanten Anreizregulierung kann mit großer Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden, dass der bisherige Ansatz eine ineffiziente Kapitalbasis zum Ergebnis hat. Unter den theoretischen Prämissen eines streng wettbewerblichen Ansatzes wäre es daher angebracht, eine Neubewertung der Kapitalkosten in Höhe der Kosten effizienter Leistungsbereitstellung vorzunehmen und diese als Ausgangspunkt für die Berechnung der Erlösvorgaben heranzuziehen. Alternativ dazu wird in der Regulierungspraxis aus pragmatischen Gründen jedoch häufig eine ineffiziente Kapitalbasis als Startwert gewählt. Dabei besteht die einfachste Herangehensweise darin, die vorher genehmigten Tarife als Ausgangsbasis heranzuziehen. Ebenso kann auch ein Durchschnittswert der letzten Jahre als Startpunkt Verwendung finden, um zufällige Schwankungen zu glätten und dadurch entstehende Manipulationsmöglichkeiten zu begrenzen.<sup>11</sup> Als weitere Vorgehensweise bietet es sich grundsätzlich an, das Ausgangsniveau unabhängig von den zuvor gültigen Tarifen neu zu definieren, ohne dabei unmittelbar bereits die Kosten effizienter Leistungsbereitstellung heranzuziehen. Um die horizontale Gerechtigkeit und die objektiven Möglichkeiten der Netzbetreiber zu berücksichtigen, sollten dabei jedoch historische Effizienzunterschiede im Ausgangsniveau berücksichtigt werden. Dies führt zwangsläufig dazu, dass Unternehmen mit einem niedrigeren Effizienzniveau größere Anstrengungen zur Kostensenkung erbringen müssen als vergleichbare Unternehmen mit einem höheren Effizienzniveau. Dagegen haben diejenigen Unternehmen mit den vergleichsweise niedrigsten Kosten bereits vor dem Start einer Anreizregulierungsperiode deutliche Effizienzgewinne erzielt.<sup>12</sup> Sie dürften dementsprechend weitere Einsparungen nur mit größeren Anstrengungen hervorbringen können. Somit muss grundsätzlich darauf geachtet werden, dass es den Unternehmen bei dem gewählten Ausgangsniveau, den erwarteten Produktivitätsschritten und Erlösen möglich ist, ihre Kosten in angemessenem Umfang zu decken. Vor dem

---

<sup>11</sup> Vgl. Pfeifenberger/Tye (1995), S. 772.

<sup>12</sup> Das adäquate Handling dieser Problematik wird durch das Benchmarking im Rahmen des Konzeptes der BNetzA, das relative Effizienzen ausweist, gewährleistet.

Hintergrund der aktuellen Rechtslage ist außerdem sicherzustellen, dass alle Entgelte entsprechend den Netzentgeltverordnungen (NEV) für Strom und Gas kalkuliert werden. Auf das daraus resultierende Konfliktpotenzial zwischen Vorgaben aus der NEV und den aus wettbewerblicher Sicht eigentlich an die Bewertung des Ausgangsniveaus zu stellenden Anforderungen wird später in Kapitel 4 eingegangen.

### **3.2 Formaler Zusammenhang zwischen Höhe des Ausgangsniveaus, X-Faktor und Länge der Regulierungsperiode**

Unterstellt man ein vorgegebenes Zielniveau von effizienten Kosten am Ende der Regulierungsperiode, so lässt sich dieses auf verschiedene Art und Weise ansteuern. Ausgehend von den gegenwärtigen Preisen bzw. Erlösen beschreibt der generelle X-Faktor  $X_{\text{gen}}$  den Entwicklungspfad im Laufe der Regulierungsperiode.<sup>13</sup> Der Zusammenhang zwischen einer Variation bezüglich der Höhe des X-Faktors und des Startwertes beinhaltet grundsätzlich zwei Vorgehensweisen, um die Kosten der regulierten Unternehmen in einer Regulierungsperiode auf ein bestimmtes Niveau zu senken (siehe Abbildung 3-1).<sup>14</sup>

Bei der ersten Herangehensweise (Niveau  $N_1$ ) wird das Ausgangsniveau gesenkt und der X-Faktor nicht allzu hoch angesetzt ( $X_1$ ), wodurch ein flacher Erlöspfad implementiert wird. Die zweite Möglichkeit besteht darin, das relativ hohe Erlösniveau auf Basis der letzten Entgeltgenehmigung zu belassen (Niveau  $N_2$ ) und dafür einen höheren Wert für den X-Faktor zu wählen ( $X_2$ ). Dies führt zu einem steileren Erlöspfad. Der Unterschied zwischen einer Festlegung von  $N_1$  und  $N_2$  ist somit die Fläche zwischen den beiden Pfaden. Um diesen Betrag verringert sich die Konsumentenrente der Haushalte. Da jedoch die Unternehmen bei  $N_2$  von einem relativ höheren Kostenniveau aus starten, besteht im Vergleich zu einem Start bei  $N_1$  für sie ein stärkerer Anreiz sowie ein größerer Spielraum, um Kostensenkungen durchzuführen.

Die Konsumenten profitieren dadurch in der erste Periode weniger stark von einem Regimewechsel, da sie nur in Höhe des Produktivitätsfortschritts durch den X-Faktor einen Vorteil erzielen. Insgesamt führt die Wahl eines höheren Startwerts somit zwar zu stärkeren Anreizen für die Unternehmen, ihre Kosten zu senken, auf der anderen Seite jedoch vermindert sich dadurch der Vorteil für die Verbraucher. Eine geringere Anerkennung von Kapitalkosten, die im Rahmen dieser Betrachtung im Vordergrund stehen, führt zu einer Abschreibung der betreffenden Positionen in den Rechenwerken der Unternehmen (Bilanz und kalkulatorische Kostenrechnung). Sind die Unternehmen nicht dazu in der Lage, die beanstandeten Kostenpositionen kurzfristig abzubauen, führt dies zu einer Verringerung der Residualeinkommen.

---

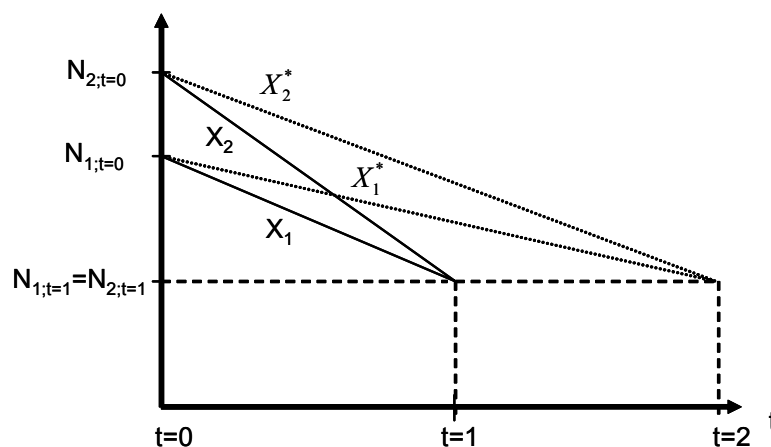
<sup>13</sup> Im folgenden wird lediglich auf die Verwendung eines generellen X-Faktors abgestellt, um grundsätzliche Zusammenhänge zwischen den einzelnen Elementen darzustellen. Gleichwohl wird von der BNetzA vorgeschlagen, neben dem allgemeinen ebenso einen unternehmensindividuellen X-Faktor zu verwenden. Vgl. BNetzA (2006c), S. 84.

<sup>14</sup> Vgl. im folgenden z.B. bei Brunekreeft (2000), S. 18-19.

Das Endergebnis bezüglich des erreichten Niveaus kann zum Ende der anstehenden Regulierungsperiode bei beiden Vorgehensweisen das gleiche sein. Ebenso ergibt sich aus der Kombination der Faktoren „Höhe des Ausgangsniveaus“ und „Länge der Regulierungsperiode“ eine unterschiedlich starke Partizipation der Konsumenten an den Effizienzsteigerungen seitens der Unternehmen. Dies lässt sich an dem Vergleich mit einer „verlängerten“ Regulierungsperiode in Abbildung 3-1 zeigen, die erst in  $t = 2$  das gewünschte Niveau erreicht. Um bei einer Verlängerung der Regulierungsperiode das gleiche Zielniveau wie in der vorherigen Konstellation zu erreichen, ist jeweils die Verwendung eines niedrigeren X-Faktors notwendig. Aufgrund des längeren Zeitraumes, den die Unternehmen für die Durchführung von Kostensenkungen zur Verfügung haben, kann durch den niedrigeren Barwert der Erlösobergrenzen auch ein größerer Teil der dadurch erzielten Gewinne bei den Unternehmen verbleiben. Gleichzeitig vermindert sich auch die Konsumentenrente um den gleichen Betrag.

In wettbewerblich organisierten Märkten gibt es keinen Spielraum für Ineffizienzen. Bestehende Ineffizienzen müssen innerhalb kürzester Frist abgebaut werden und sind vom Eigentümer zu tragen. In Abbildung 3-1 hieße dies eine unmittelbare Absenkung des Anfangsniveaus der Kosten (über entsprechende Wertberichtigungen) auf das effiziente Niveau. Im Regulierungskontext wird somit über die Wahl der entsprechenden Parameter implizit darüber entschieden, wer die Ineffizienzen zu tragen hat, wobei ein Trade-off zwischen allokativer Effizienz in Form niedriger Netznutzungsentgelte und dynamischer Effizienz in Form von Investitionsanreizen für die Netzbetreiber besteht. Je länger der Anpassungszeitraum (Anzahl und Länge der Regulierungsperioden) und je niedriger der generelle X-Faktor gewählt werden und je höher das anfängliche Kostenniveau über den effizienten Kosten liegt, desto höher ist der Anteil an den Ineffizienzen, der von den Verbrauchern zu tragen ist.

Abbildung 3-1: Zusammenhang zwischen Anfangsniveau  $N$ , X-Faktor und Länge der Regulierungsperiode





### 3.3 Theoretische Kostenkonzepte zur Bestimmung der Kapitalbasis (Asset Base)

Die gesamte Kostenbasis eines regulierten Unternehmens lässt sich für eine bestimmte Periode  $t$  ausdrücken als:

$$(3-1) \quad \text{Kostenbasis}_t = \text{Operative Kosten}_t + \text{Abschreibung}_t + \text{Kapitalkosten}_t$$

Dabei stellt die Abschreibung den Werteverzehr der Kapitalbasis im Zeitraum  $t-1$  bis  $t$  dar. Ersetzt man nun in der obigen Gleichung die Abschreibung durch die Differenz der Kapitalbasis ( $AB =$  asset base) und setzt für die Kapitalkosten die später<sup>15</sup> abgeleitete Größe der Weighted Average Cost of Capital (WACC) ein, so erhält man folgende Gleichung:

$$(3-2) \quad \text{Kostenbasis}_t = \text{Operative Kosten}_t + (AB_{t-1} - AB_t) + AB_t \cdot WACC$$

Die operativen Kosten werden aufgrund ihres eindeutig periodischen Verlaufs und des hohen Kapitalkostenanteils an den Gesamtkosten der Energienetze bei der weiteren Betrachtung vernachlässigt. Der abdiskontierte Einkommensstrom  $PV$  (Present Value oder Barwert), der den theoretisch korrekten Wert der Kapitalbasis ausdrückt, kann dann folgendermaßen dargestellt werden:<sup>16</sup>

$$(3-3) \quad PV = \sum_{t=1}^T \frac{(AB_{t-1} - AB_t) + AB_t \cdot WACC}{(1 + WACC)^t}$$

mit  $t = T$ : Zeitraum, in dem die Kapitalbasis vollständig abgeschrieben ist.

Die in der obigen Gleichung zugrundeliegende Bewertung nach dem Kapitalwertansatz betrachtet die Asset Base als Summe der diskontierten cash flows. Diese formale Darstellung beinhaltet eine Schätzung zukünftiger Zahlungsströme, die dann unter Zuhilfenahme eines angemessenen risikoadjustierten Zinsfußes zu Barwerten abgezinst werden. Man spricht bei dieser Vorgehensweise auch vom "ökonomischen Wert" des Assets. Bei der Umsetzung der oben gezeigten theoretisch korrekten Lösung in eine praktisch anwendbare Bewertungsmethode für den Kapitalstock eines regulierten Unternehmens liegt die besondere Schwierigkeit in der Bestimmung der zukünftigen cash flows und damit verbunden in der Prognose der Kapitalkosten.<sup>17</sup> An dieser Stelle spielt

<sup>15</sup> Vgl. dazu Kapitel 5.2

<sup>16</sup> Vgl. dazu in abgeänderter Form z.B. Johnstone (2003), S.5.

<sup>17</sup> Für die Bestimmung zukünftiger cash flows sind Angaben zum prognostizierten Kapitalstock sowie der zukünftigen Erlöse notwendig, wobei letztere direkt von der Tariffhöhe abhängen. Aus diesem Zusammenhang wird auch ersichtlich, dass eine Erlösobergrenzenregulierung eher zu einem solchen cash flow-orientierten Ansatz geeignet ist als ein Price Cap.

wiederum der bereits weiter oben angesprochene interdependente Zusammenhang zwischen dem Zinssatz und der Höhe der Kapitalbasis eine wichtige Rolle.

Im Hinblick auf die Kostenhöhe ist gerade zu Beginn einer Anreizregulierung die Unterscheidung zwischen dem Anteil der Monopolrenten und den unter Bedingungen des Als-ob-Wettbewerbes tatsächlich bestehenden Kapitalkosten nur unter sehr großer Unsicherheit zu treffen. Dabei sind die beiden wichtigsten Problemfelder bei der Bestimmung einer adäquaten Abschreibungsmethode die Frage, inwieweit der Kapitalstock zum Startpunkt bereits abgeschrieben ist und wie die optimale, d.h dem ökonomischen Werteverzehr entsprechende Abschreibungshöhe gefunden werden kann.<sup>18</sup> Zur Lösung dieses Problems wird in der Literatur eine Vielzahl unterschiedlicher Bewertungsansätze diskutiert, die häufig auch mit uneinheitlichen Begrifflichkeiten belegt sind.<sup>19</sup> Diese Ansätze finden z.T. auch in der internationalen Regulierungspraxis Verwendung.

Im folgenden werden die drei wichtigsten grundsätzlichen Bewertungsmethoden dargestellt, die in Teilen auch im Rahmen der aktuellen NEVen Verwendung finden.<sup>20</sup> Die angeführten Verfahren unterscheiden sich hinsichtlich des damit verbundenen Kalkulationsaufwands, des Bewertungsergebnisses sowie der Anreize, die für das regulierte Unternehmen gesetzt werden. In der Praxis ist es auch denkbar, eine Kombination oder auch Varianten dieser Bewertungsmethoden zu verwenden.

Bei der ersten Methode werden assets mit den *historischen* oder *Anschaffungskosten* bewertet. Dabei handelt es sich um das einfachste und mit den geringsten Kosten verbundene Verfahren, das zudem die gebräuchlichste Methode in der Finanzbuchhaltung von Unternehmen darstellt. In den aktuellen NEVen findet dieser Ansatz für den Eigenkapitalanteil der Neuanlagen Verwendung. Als Datengrundlage werden Informationen über die aktuelle Höhe des Kapitalaufwands, den Abgang von Anlagen, die Höhe der Abschreibungen sowie die Buchwerte der Anlagen benötigt, welche aus der Bilanz des Unternehmens ersichtlich sind. Der tatsächliche Bewertungsansatz hängt dabei von der Ausschöpfung der Spielräume ab, welche durch gesetzliche Bilanzierungsgrundsätze eröffnet werden. Die Verwendung dieser Methode eignet sich besonders für Assets mit kurzer Nutzungsdauer bzw. für Anlagen, die erst in letzter Zeit erworben wurden. Der wichtigste Nachteil der Methode ist darin zu sehen, dass keinerlei Anpassungen (aufgrund von Inflation oder technischem Fortschritt) der Asset Base im Zeitablauf möglich sind. Deshalb führt die Verwendung historischer Kosten dazu, beim Wertansatz von Assets mit längeren Nutzungsdauern (wie dies bei Anlagen für den Betrieb und die Instandhaltung von Stromnetzen überwiegend der Fall ist) zu einer Unterschätzung der Wertminderung durch Abschreibung zu gelangen.

Bei der Verwendung von *Wiederbeschaffungskosten* als Bewertungsmethode besteht die Vorgehensweise darin, die Asset Base als Summe der aktuellen Wiederbeschaf-

---

<sup>18</sup> Vgl. Johnstone (2003), S. 7.

<sup>19</sup> Vgl. für eine Übersicht der verschiedenen in der Literatur genannten Methoden z.B. Kerany (2001).

<sup>20</sup> Vgl. zu dieser leicht abgeänderten Einteilung in drei Methoden Sumicsid (2005), S. 41- 43. Der rechtliche Rahmen in Deutschland wird in Kapitel 4 näher erläutert und diskutiert.

fungskosten jedes einzelnen Assets anzusehen. Der aktuell in den NEVen genannte Ansatz zu Tagesneuwerten lässt sich ebenfalls diesem Ansatz zuordnen. Die Wiederbeschaffung erfolgt dabei anhand von Assets, welche die gleiche Kapazität besitzen wie die bestehenden Anlagen. Der so erhaltene Schätzwert wird dann um die kumulierten Abschreibungen korrigiert. Somit erfolgt in diesem Ansatz die fiktive Wiederbeschaffung der Assets ohne Rücksicht darauf, ob die vorhandene Asset Base die effiziente Kombination darstellt, um die zu erbringende Versorgungsleistung zu erfüllen. Dadurch werden bestehende Überkapazitäten im aktuellen Assetbestand nicht berücksichtigt. Die zur Anwendung kommenden Wiederbeschaffungskosten entsprechen somit jedoch in den meisten Fällen nicht der Kostenbasis, die ein neuer Wettbewerber beim Markteintritt aufwenden müsste, d.h. es wird nicht untersucht, ob die bereitgestellten Kapazitäten in dieser Form aktuell benötigt werden.<sup>21</sup>

Die Bewertung nach dem *technischen Wert* eines Assets basiert ebenfalls auf einem Ansatz zu Wiederbeschaffungskosten. Dabei werden die zum Einsatz kommenden technischen Komponenten identifiziert und einzeln bewertet.<sup>22</sup> Neben den Preisen jedes technischen Einzelguts sind zudem Informationen über den Lebenszyklus und das Durchschnittsalter der jeweiligen Elemente notwendig. In einer erweiterten Variante wird auch die Kapitalbasis unter Zuhilfenahme von Wiederbeschaffungskosten bei einer „optimalen“ Asset-Ausstattung herangezogen. Darunter wird diejenige Ausstattung verstanden, bei welcher sich im effizienten Zustand die Kapazität und die Lieferbereitstellung der vorhandenen Assets abbilden lässt. Damit orientiert sich diese Ausprägung des Ansatzes an den Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung. Dies beinhaltet, dass die aktuellen Konsumenten nicht für historische Fehlinvestitionen aufkommen müssen, die sich in einem ineffizienten Kapitalstock bzw. Überkapazitäten niederschlagen, da vorhandene Ineffizienzen (wie z.B. eine überoptimale Anlagenausstattung), die in der Asset Base enthalten sind, nicht bei der Bewertung berücksichtigt werden. Wie bei der Verwendung von Wiederbeschaffungskosten werden bei dieser Bewertungsmethode ebenfalls Abschreibungen auf das Anlagevermögen vorgenommen. Diese Bewertungsform ist jedoch schwierig zu implementieren und mit relativ hohen Erhebungskosten verbunden. In der Praxis ist der Optimierungsprozess schwierig durchzuführen, da es je nach getroffenen Annahmen zu unterschiedlichen Bewertungsergebnissen kommen kann. Aufgrund ihrer hohen Bewertungsgüte kommt diese Methode in der Regulierungspraxis trotzdem häufig zum Einsatz.

Anhand eines Zahlenbeispiels soll der Zusammenhang zwischen den Größen Zins, Abschreibung und Wert der Kapitalbasis verdeutlicht werden.<sup>23</sup>

---

<sup>21</sup> Dieser letzte Punkt gilt natürlich auch für den im vorangehenden Abschnitt beschriebenen Wertansatz zu Anschaffungskosten.

<sup>22</sup> Für nicht unmittelbar der Leistungserstellung dienende technische Anlagen wie z.B. Gebäude kann dieser Bewertungsansatz nicht verwendet werden

<sup>23</sup> Die beiden folgenden Beispiele sind angelehnt an Johnstone (2003), S. 9.

Tabelle 3-1: Beispielrechnung für Abschreibung, Zins, Restwert ohne Inflation

Periode	0	1	2	3	4	5
<b>Anfangswert</b>	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
<b>Restwert</b>	100,00	80,00	60,00	40,00	20,00	0,00
<b>Abschreibung</b>		20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
<b>Kapitalverzinsung (bei 10%)</b>		10,00	8,00	6,00	4,00	2,00
<b>Cash flow</b>		30	28	26	24	22
<b>Barwert Cash flow (bei 10%)</b>		27,27	23,14	19,53	16,39	13,66
<b>Summe Barwerte</b>	100,00					

Tabelle 3-1 zeigt die Veränderung des Restwertes eines Assets beim Ansatz von historischen Kosten. Das Asset wird in fünf Jahren (bzw. Perioden) in einer Situation ohne Inflation komplett linear abgeschrieben. Dabei werden die ökonomisch relevanten cash flows unter der beispielhaften Annahme einer Verzinsung von 10% auf den Wert des Assets berechnet. Es zeigt sich, dass die Abschreibungsbeträge in den einzelnen Perioden konstant bleiben, der Restwert entsprechend sinkt, ebenso wie die in Geldeinheiten gerechnete Kapitalverzinsung. In Tabelle 3-2 wird hingegen eine Inflationsrate von 5% unterstellt sowie die Bewertung an der Höhe der Wiederbeschaffungskosten orientiert<sup>24</sup>. Die nominale Verzinsung wird entsprechend dieser Inflationsrate angepasst und man erhält nach der Operation  $1,10 \cdot 1,05 - 1$  eine Kapitalverzinsung von 15,5%. Aufgrund der bestehenden Inflation steigt somit der Zins für das eingesetzte Kapital an. Zu beachten ist, dass der Barwert in beiden Tabellen unverändert ist. Ebenso entsprechen die real bewerteten cash flows in Tabelle 3-2 exakt den nominalen cash flows in Tabelle 3-1. Lediglich die Verteilung der Abschreibungen über die gesamte Laufzeit verändert sich unter Berücksichtigung der Inflation.

Tabelle 3-2: Beispielrechnung für Abschreibung, Zins, Restwert bei 5% Inflation

Periode	0	1	2	3	4	5
<b>Wiederbeschaffungswert</b>	100,00	105,00	110,25	115,76	121,55	127,63
<b>Restwert</b>	100,00	84,00	66,15	46,31	24,31	0,00
<b>Abschreibung</b>		16,00	17,85	19,85	21,99	24,34
<b>Kapitalverzinsung (bei 15,5%)</b>		15,50	13,02	10,25	7,18	3,77
<b>Cash flow</b>		31,5	30,87	30,10	29,17	28,11
<b>Barwert Cash flow (bei 15,5%)</b>		27,27	23,14	19,53	16,39	13,66
<b>Summe Barwerte</b>	100,00					

<sup>24</sup> Die Bewertung zu Wiederbeschaffungskosten hätte aufgrund der Inflationsrate von null in Tabelle 3-1 zu einem identischen Ergebnis wie die Bewertung zu Anschaffungskosten geführt.

Wie bereits in Kapitel 2 angesprochen wurde, sollte im Rahmen eines integrativen Ansatzes zur Bestimmung der Kapitalkosten einer Orientierung an den Wiederbeschaffungskosten der Vorzug gegeben werden. Um bei der Bewertung die zeitliche Lücke zu schließen, die zwischen dem Zeitpunkt besteht, aus dem die verfügbaren Kostenrechnungsdaten stammen und der Periode, für welche die Entgelte festgelegt werden, kann als weitere Variante eine Bestimmung der Wiederbeschaffungskosten auf der Basis zukünftiger geschätzter Werte vorgenommen werden, wie dies in der Kostenmodellierung im Bereich der Telekommunikation bereits praktiziert wird.<sup>25</sup> Sobald eine Orientierung an Wiederbeschaffungskosten durchgeführt wird, besteht das Problem von Betragsschwankungen, die aufgrund der unterschiedlich hohen Zinsbeträge und Höhen der Abschreibung über die Zeitachse erfolgen. Um dieses Phänomen zu vermeiden, wird in der regulierungsökonomischen Praxis auch über die gesamte Laufzeit der Investition mit festen Annuitäten gerechnet.<sup>26</sup>

Zusammenfassend werden nachfolgend die Vor- und Nachteile der dargestellten Methoden tabellarisch dargestellt:

Tabelle 3-3: Vor- und Nachteile grundlegender Bewertungsansätze

Bewertung zu historischen Kosten	Bewertung zu Wiederbeschaffungskosten	Bewertung mit dem effizienten technischen Wert
<p><u>Vorteile:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Datenverfügbarkeit</li> <li>• Einfachheit</li> <li>• niedrige Erhebungskosten</li> </ul> <p><u>Nachteile:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• keine Effizienzanreize für Investitionspolitik</li> <li>• hohe Wiederbeschaffungskosten bei Ersatzinvestitionen mit langer Laufzeit kann zu schwankenden Tarifen führen</li> </ul>	<p><u>Vorteile:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• bessere Bewertung der ökonomisch adäquaten Abschreibungshöhe als historische Kosten</li> <li>• nur geringe Tarifschwankungen</li> </ul> <p><u>Nachteile:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• relativ hoher Erhebungsaufwand</li> <li>• Verwendung differenzierter Indizes notwendig</li> <li>• technologische Änderungen werden nicht berücksichtigt</li> <li>• Wiederbeschaffung technisch veralteter Anlagen kann zu Verzerrungen führen</li> </ul>	<p><u>Vorteile:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• bessere Bewertung der ökonomisch adäquaten Abschreibungshöhe als historische Kosten</li> <li>• nur geringe Tarifschwankungen</li> <li>• Berücksichtigung technologischer Änderungen</li> <li>• Effizienzanreize für Investitionspolitik</li> </ul> <p><u>Nachteile:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• sehr hoher Erhebungsaufwand</li> <li>• hohe Komplexität des Modells</li> <li>• Subjektivität bei der Wahl des Optimierungsansatzes nicht auszuschließen</li> </ul>

Quelle: WIK.

<sup>25</sup> Vgl. dazu WIK (1998).

<sup>26</sup> Dies geschieht mathematisch unter Rückgriff auf einen sogenannten Kapitalrückgewinnungsfaktor, der für eine Annualisierung der Kapitalkosten herangezogen wird. Vgl. Neu (2001), S. 29 ff.

## 4 Rechtlicher Rahmen zur Kalkulation des Ausgangsniveaus

Im vorliegenden Kapitel werden die aktuell gültigen Bestimmungen des EnWG sowie der NEVen und des Positionspapiers<sup>27</sup> der Regulierungsbehörden bezüglich der Bestimmung der Kostenbasis dargestellt und beleuchtet.<sup>28</sup> Dabei wird aufgezeigt, dass die aktuelle Praxis bei der Ermittlung der Kostenbasis sich nicht an dem zentralen Effizienzkriterium des wettbewerblichen Ansatzes orientiert und damit auch nicht Teil eines adäquaten integrierten Ansatzes zur Ermittlung der Kapitalkosten darstellt.<sup>29</sup>

In § 21 Abs. 2 EnWG ist auf übergeordneter Ebene die wettbewerbliche Leitlinie für die Höhe der Entgelte formuliert: „Die Entgelte werden auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung ... gebildet. ...Soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden, dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden.“ Damit wird auch die grundlegende Orientierung für die Ausgangsbasis der Kosten vorgegeben. In diesem Zusammenhang lässt die Aussage des § 21 Abs. 2 und Abs. 4 EnWG zum jetzigen Zeitpunkt aber noch Interpretationsspielraum zu, da es zwar grundsätzlich als gesetzeskonform erscheint, sich bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus an den effizienten Kosten eines strukturell vergleichbaren Netzbetreibers zu orientieren. Dem entgegen steht jedoch die regulierungsökonomische Tatsache, dass es bei asymmetrisch verteilten Informationen nicht zuletzt auch Sinn und Zweck der Anreizregulierung ist, der BNetzA Erkenntnisse über das effiziente Niveau der Kosten einer bestimmten Versorgungsaufgabe zu verschaffen. Insofern handelt es sich bei den effizienten Kosten um eine bewegliche Größe. Hinzu kommt, dass auch in Sektoren, in denen die Regulierungsbehörde über eigene und bessere Informationsquellen verfügt, diese eingesetzt werden, um die effizienten Kosten als Zielgröße der Anreizregulierung zu bestimmen, nicht aber um bereits zu Beginn einer Periode effiziente Kosten durchzusetzen.

### Bestimmung des Ausgangsniveaus im Abschlußbericht der Bundesnetzagentur

Aktuell sind detaillierte Vorgaben zur Bestimmung der Kalkulationsbasis in den NEVen Strom und Gas dargelegt. Dort heißt es in § 7 Abs. 3 „Zur Festlegung der Basis für die Eigenkapitalverzinsung ist das betriebsnotwendige Eigenkapital auf Neu- und Altanlagen aufzuteilen. Der auf die Neuanlagen entfallende Anteil bestimmt sich nach dem Anteil, den der Restwert der Neuanlagen nach Abs. 1 Satz 2 Nr. 3 an der Summe der Restwerte des Sachanlagevermögens nach Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 bis 3 hat. Der auf die Altanlagen entfallende Anteil bestimmt sich nach dem Anteil, den die Summe der Rest-

---

<sup>27</sup> Vgl. BNetzA (2006a).

<sup>28</sup> Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie lag noch keine endgültige Fassung einer noch zu formulierenden Anreizregulierungsverordnung vor. Die BNetzA präferiert im Rahmen ihres Abschlussberichtes jedoch eine Orientierung an den Vorgaben der NEVen Strom und Gas. Auf diesen Punkt wird später noch in diesem Kapitel verwiesen.

<sup>29</sup> Zur Überlegenheit dieses Ansatzes siehe Kapitel 3.

werte der Altanlagen nach Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 und 2 an der Summe der Restwerte des Sachanlagevermögens nach Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 bis 3 hat.“ Dem Abschlußbericht der Bundesnetzagentur zufolge bildet die Bewertung nach den aktuellen NEVen die Ausgangsbasis für die Ermittlung des Startniveaus einer Anreizregulierung. Dementsprechend soll das Ausgangsniveau für die Erlösobergrenzen in mehreren Schritten abgeleitet werden:<sup>30</sup>

1. *Ermittlung der unternehmensindividuellen Kostendaten der Netzbetreiber nach den Regelungen der StromNEV und GasNEV.*
2. *Durchführung einer Kostenprüfung (Regulatory Review), ob die kostenrechnerischen Vorgaben der jeweiligen NEV eingehalten wurden.*

Im Rahmen des zweiten Schrittes ist von der Bundesnetzagentur geplant, über die formale und inhaltliche Überprüfung der Angaben nach den NEVen hinaus zusätzlich eine „Korrektur von extrem überhöhten Kosten“<sup>31</sup> bereits zu Beginn der Anreizregulierung vorzunehmen. Dabei wird auf die gesetzliche Verpflichtung nach § 21 Abs. 2 verwiesen, welche als allgemeingültigen Maßstab ein effizientes Kostenniveau einfordert, in Kombination mit § 21a Abs. 5 Satz 1, der besagt, dass dabei die bestehende Effizienz des einzelnen Netzbetriebs berücksichtigt werden muss. Die vorgeschlagene Vorgehensweise beschreibt gewissermaßen eine Kompromisslösung, die vom Ergebnis des Entgelt-niveaus aus betrachtet zwischen der rein formalen Kontrolle der Entgeltanträge und der Absenkung auf ein effizientes Niveau bereits zu Beginn der Anreizregulierung liegen dürfte. Allerdings bleibt fraglich, inwieweit die Berücksichtigung „extrem überhöhter Kosten“ tatsächlich auch durch den Gesetzestext gedeckt sein wird und eine derartige Vorgehensweise zu Beginn der Anreizregulierung somit Rechtssicherheit aufweist.

3. *Bereinigung um von Dritter Seite vorgegebene, dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Darunter zu verstehen sind staatlich vorgegebene Kosten (gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten), Konzessionsabgaben und Betriebssteuern nach § 21a Abs. 4 S. 2 EnWG, Kosten vorgelagerter Netze sowie ggf. verfahrensregulierte Kosten.*

Im Abschlußbericht der BNetzA wird für diesen Teil der Kosten die Bezeichnung „dauerhaft nicht beeinflussbare“ Kosten gebraucht. Damit wird nicht unmittelbar nach dem Wortlaut des § 21a Abs. 4 vorgegangen, der die nicht beeinflussbaren Kostenanteile neben den genannten Positionen als solche definiert, die „...auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete...beruhen“. Stattdessen werden die nicht beeinflussbaren Kostenanteile weiter in die beiden Untergruppen „vorübergehend nicht beeinflussbar“ und „dauerhaft nicht beeinflussbar“ eingeteilt.<sup>32</sup> Nur die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile beruhen auf nicht zurechenbaren struk-

---

<sup>30</sup> Vgl. BNetzA (2006c), S. 157.

<sup>31</sup> BNetzA (2006c), S. 159.

<sup>32</sup> Vgl. dazu auch die Definitionen im Abschlußbericht der Bundesnetzagentur in: BNetzA (2006c), S. 83.

turellen Unterschieden. Diese werden erst im nächsten Schritt im Rahmen des Effizienzvergleichs berücksichtigt:

4. *Bestimmung der beeinflussbaren Kostenanteile. Dabei werden nach 21a Abs. 4 S. 2 EnWG nicht zurechenbare strukturelle Unterschiede der Versorgungsgebiete berücksichtigt. Die strukturellen Unterschiede werden im Rahmen des Effizienzbenchmarking anhand exogener Strukturmerkmale (Benchmarking-Parameter) berücksichtigt.*

### **Aktuelles Vorgehen bei den Netzentgeltgenehmigungen**

Für die Festlegung der Entgelthöhe im Rahmen der Genehmigung der Entgeltanträge im Strombereich (Schritt Nr. 2 des oben angeführten Prozesses) wurden zunächst Auslegungsregeln für alle Regulierungsstellen entworfen, welche Details der Kostenbestimmung nach der StromNEV näher präzisieren.<sup>33</sup> Die dabei eingehender geregelten Punkte umfassen die Berücksichtigung der Abschreibungen bei der Restwertermittlung nach § 32 Abs. 3 StromNEV, die Bewertung des Sachanlagevermögens im Rahmen der Netzentgeltgenehmigung, die Berechnung der Eigenkapitalverzinsung, die Berücksichtigung der Gewerbesteuer sowie die Entscheidung, bei Grundstücken keinen Ansatz von Tagesneuwerten vorzunehmen.<sup>34</sup> Die drei zuerst genannten Punkte werden im folgenden näher erläutert. Dabei wird gleichwohl an den entsprechenden Stellen auf spätere Abweichungen in der tatsächlichen Regulierungspraxis eingegangen. Als Quelle hierzu dient der Beschluss des OLG Düsseldorf, Az.: VI-3 Kart 289/06 (v), vom 21.07.2006, demzufolge die Vattenfall Europe Transmission GmbH die Kürzung ihrer Netznutzungsentgelte durch die BNetzA vorerst hinnehmen musste. Das Düsseldorfer Oberlandesgericht hat den Antrag der GmbH auf Anordnung der aufschiebenden Wirkung ihrer gegen die Kürzung eingelegten Beschwerde überwiegend abgelehnt. Die BNetzA kürzte die von Vattenfall angemeldeten Netzkosten um rund 18 Prozent und genehmigte auf dieser Basis abgesenkte Netzzugangsentgelte. Das OLG begründete die Ablehnung des vorläufigen Rechtsschutzes damit, dass es trotz der von Vattenfall erhobenen Rügen gegen einzelne Kosten- und Erlöspositionen nicht wahrscheinlich sei, dass dem Unternehmen im Beschwerdeverfahren ein günstigeres Nutzungsentgelt zugesprochen werde. Dieser Beschluss kann als richtungsweisend für die Rechtssicherheit der noch ausstehenden Entgeltgenehmigungen gesehen werden.

---

<sup>33</sup> Vgl. die im folgenden diskutierten Punkte aus dem Positionspapier der Regulierungsbehörden in BNetzA (2006a), wobei ein ähnliches Schriftstück für die Kostenermittlung der Netzentgelte im Gassektor erarbeitet werden soll, vgl. energate (2006), S. 4. Die Bundesnetzagentur spricht sich in ihrem Abschlußbericht auch für eine generelle Beibehaltung der Vorschriften aus den Entgeltverordnungen aus, wobei geringfügige Änderungen jedoch nicht ausgeschlossen werden. Vgl. BNetzA (2006c), S. 159.

<sup>34</sup> Liegt bei Grundstücken kein tatsächlicher Werteverzehr vor, wird laut Positionspapier vorgeschlagen, keine tagesneuwertbasierte Verzinsung des eingesetzten Kapitals vorzunehmen, sondern lediglich eine Verzinsung auf Basis der Anschaffungskosten des Grundstücks zu gewähren. Vgl. BNetzA (2006a), S. 17. Dies stimmt ebenfalls mit dem Inhalt der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 Satz 1 StromNEV überein.



- Berücksichtigung der Abschreibungen bei der Restwertermittlung

Dabei wird überprüft, ob die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern des Sachanlagevermögens nach § 32 Abs. 3 der StromNEV in den jeweils zulässigen Bereichen liegen, die für die einzelnen Kategorien in Anlage 1 der Verordnung aufgeführt sind. Außerdem wird kontrolliert, ob Abschreibungen „unter null“ vorgenommen wurden, was nach der StromNEV nicht zulässig ist (§ 6 Abs. 7 StromNEV). Für den Fall, dass in der Vergangenheit, d.h. im Rahmen der bisherigen Kalkulation nach der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt), kürzere Abschreibungszeiträume anerkannt wurden, muss diese Tatsache bei der aktuellen Netzentgeltkalkulation Berücksichtigung finden. Die Vorgehensweise der BNetzA im Falle der Netzentgeltgenehmigung für die Vattenfall Europe Transmission GmbH wurde durch das OLG bestätigt. Dies schließt auch den Wertabschlag ein, der für Anlagen in den neuen Bundesländern vorgenommen wurde.<sup>35</sup>

- Bewertung des Sachanlagevermögens

Vorgaben zur Bewertung des Sachanlagevermögens haben auf die Höhe der Ausgangsbasis zweierlei Auswirkungen. Einerseits beeinflussen sie die Höhe des betriebsnotwendigen Kapitals als Basis für die Ermittlung der Verzinsung und andererseits wirken sie auf die Höhe der kalkulatorischen Abschreibungen. Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen wird nach § 6 Abs. 1 zukünftig grundsätzlich unterschieden in Anlagegüter, die bis einschließlich 31.12.2005 aktiviert wurden (Altanlage) und Anlagegütern, die später aktiviert werden (Neuanlage). Diese werden unterschiedlich behandelt.<sup>36</sup> Mit diesem Schritt wird überprüft, ob es sich bei den Angaben in den Netzentgeltanträgen für den fremdfinanzierten Anteil tatsächlich um die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach § 6 Abs. 2 der Entgeltverordnungen handelt. Hier kann es insbesondere bei der Bewertung von Netzkäufen, die in der Vergangenheit getätigt wurden, zu Differenzen hinsichtlich der bisherigen Bewertungsmaßstäbe kommen. Auch Unterschiede zwischen den kalkulatorischen Nutzungsdauern, die unter den bisherigen Bestimmungen im Rahmen der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt) Gültigkeit hatten und den Nutzungsdauern, die in Anlage 1 der NEVen angegeben sind, bedürfen der Korrektur.

Für den eigenfinanzierten Anteil wird überprüft, ob die Ermittlung der jeweiligen Tagesneuwerte bei den Netzentgeltanträgen einheitlich und sachgerecht erfolgt. Auf der Basis der Angaben zu den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten müssen nach § 6 Abs. 3 NEV die Tagesneuwerte einheitlich unter Verwendung der Indexreihen des Statistischen Bundesamtes, Fachserie 16 und 17, berechnet werden. In der Vergangenheit wurden von den Unternehmen unterschiedliche Preisindizes verwendet, was zu einer uneinheitlichen Berechnungsweise führte. Die Angemessenheit dieser Indizes wird überprüft und bei überhöhten Werten im Vergleich zu den öffentlich zugänglichen

---

<sup>35</sup> Vgl. OLG (2006), Rnr. 49. Die BNetzA hatte insbesondere die Nutzungsdauern für Altanlagen aus der DDR um pauschal 25% gekürzt.

<sup>36</sup> Die folgenden Ausführungen beziehen sich aus Gründen der besonderen Relevanz ausschließlich auf Altanlagen.

Indexreihen eine Kürzung vorgenommen. Dabei wurde durch den OLG-Beschluss auch die sachgerechte Verwendung der von einem dritten Anbieter erstellten WIBERA-Indizes für bestimmte Bewertungszeiträume nicht moniert, die für den Fall herangezogen wurden, dass die unternehmensseitig zum Einsatz kommenden Preisindizes über dessen Wert liegt.<sup>37</sup>

Als dritter Schritt werden auf Basis der Tagesneuwerte und der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten die kalkulatorischen Abschreibungen für die eigenfinanzierten und fremdfinanzierten Anteile (gewichtet mit der jeweiligen kalkulatorischen Eigen- bzw. Fremdkapitalquote) ermittelt.<sup>38</sup> Die Anlagen sind linear über die verbleibende Restnutzungsdauer abzuschreiben. Diese ist definiert als Differenz aus der in Anlage 1 der NEV angegebenen Nutzungsdauer und der bisherigen Nutzungsdauer seit Errichtung der Anlage.

- Berechnung der Eigenkapitalverzinsung

Die Auslegungen bezüglich der Ermittlung der Kapitalbasis für die Eigenkapitalverzinsung sind für die weiteren Ausführungen bezüglich eines adäquaten Eigenkapitalzinsatzes von Bedeutung. Das diesbezügliche Vorgehen besteht in folgenden Schritten:

Zunächst wird die kalkulatorische Eigenkapitalquote ermittelt (§ 6 Abs. 2 Satz 3 Strom-NEV). Diese ergibt sich aus dem Quotienten des betriebsnotwendigen Eigenkapitals und des betriebsnotwendigen Vermögens.

Tabelle 4-1: Bestimmung der kalkulatorischen Eigenkapital-Quote

Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen AK/HK
+ Finanzanlagen
+ Umlaufvermögen
<b>= Betriebsnotwendiges Vermögen (BNV)</b>
- Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
- verzinsliches Fremdkapital
- Abzugskapital
<b>= Betriebsnotwendiges Eigenkapital (BEK)</b>

$$\rightarrow \text{kalkulatorische Eigenkapitalquote} = \frac{BEK}{BNV} ; \text{mit min} \left[ \frac{BEK}{BNV}; 0,4 \right]$$

Nach Tabelle 4-1 wird diese Größe aus dem betriebsnotwendigem Vermögen abgeleitet. Die Vorgehensweise ist dabei analog zu den zuvor in der VV II plus gültigen Vorga-

<sup>37</sup> Vgl. OLG (2006), Rnr. 43.

<sup>38</sup> Dabei gilt für die Eigenkapitalquote ein maximaler Ansatz von 40%. Vgl. dazu auch die folgenden Ausführungen zur Berechnung der Eigenkapitalverzinsung.

ben. Wie zu sehen ist, wird der Wert für das betriebsnotwendige Vermögen durchgängig anhand der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten ermittelt. Unter der Prämisse eines wettbewerblichen Ansatzes ist diese Vorgehensweise nicht zielführend, da dieser für die Berechnung der betriebsnotwendigen Eigenkapitalbasis lediglich den Kapitalbestand berücksichtigt, der nach Umfang und Struktur notwendig ist, um der in Gegenwart und Zukunft anfallenden Nachfrage in effizienter Weise entsprechen zu können. Auch im Rahmen der Kostenprüfungen erscheint die in den NEVen angeführte Methodik für die Ermittlung einer adäquaten Kapitalbasis nicht als zielführend. So ist bei den Finanzanlagen nicht genau spezifiziert, welche Art von Anlagen hier tatsächlich für den Betrieb eines Stromnetzes notwendig sind. Durch die Berücksichtigung dieser Position für das betriebsnotwendige Eigenkapital wird unterstellt, dass diese Mittel ausschließlich für den Netzbetrieb vorgehalten werden. Es handelt sich dabei jedoch um Wertpapiere oder Unternehmensbeteiligungen, die dauerhaft ausschließlich finanziellen Anlagezwecken dienen und deshalb nicht dem Geschäftsbereich Netzbetrieb zuzuordnen sind. Diese Position sollte somit nicht bei der Ermittlung des betriebsnotwendigen Vermögens berücksichtigt werden.

An die Ermittlung des betriebsnotwendigen Vermögens schließt sich die Berechnung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals an (7 Abs. 1 Satz 2 StromNEV), dessen Höhe für den späteren Ansatz der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung von großer Bedeutung ist. Die dabei angewandte Methodik wurde der Verbändevereinbarung VV II plus entlehnt. Dazu wird die analoge Vorgehensweise wie in Tabelle 4-1 gewählt und lediglich die erste Position (Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen AK/HK) mithilfe der zuvor ermittelten Eigenkapitalquote aufgespaltet. D.h. wie bereits bei den Abschreibungen dargestellt, werden die kalkulatorischen Restwerte des Anlagevermögens zu Tagesneuwerten mit der ermittelten Eigenkapitalquote multipliziert und die kalkulatorischen Restwerte des Anlagevermögens zu historischen AK/HK mit der Fremdkapitalquote multipliziert. Die Fremdkapitalquote erhält man aus der Differenz zwischen 1 und der Eigenkapitalquote, da die Summe beider Werte 100% ergeben muss.

Als nächster Schritt wird ermittelt, ob das oben errechnete betriebsnotwendige Eigenkapital die zulässige Grenze von 40% des betriebsnotwendigen Vermögens überschreitet. Die Vattenfall Europe Transmission GmbH hatte bei ihrer Berechnung der Kostenbasis argumentiert, dass die Begrenzung der Eigenkapitalquote unzulässigerweise doppelt vorgenommen werde, was nicht durch die Vorgaben der NEVen gedeckt sei. Der OLG-Beschluss hält die Vorgehensweise der BNetzA, die Begrenzung sowohl für die Bewertung der kalkulatorischen Abschreibung als auch für die Eigenkapitalverzinsung heranzuziehen, als konform mit den Vorgaben der Strom NEV. Damit wurde bestätigt, dass die Vorgehensweise der BNetzA bei der Kappung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote durch die Vorgaben der NEVen und der darin enthaltenen Logik gedeckt ist. Bei einer ökonomischen Betrachtung des Sachverhaltes kann nicht ausgeschlossen werden, dass die Vorgehensweise gewissermaßen zu einer doppelten Beschränkung hinsichtlich der Eigenkapitalquote führt. Zumindest erscheinen die Berechnungen von Männel (2006) in dieser Hinsicht plausibel, wenn man dabei von der An-

nahme ausgeht, dass das bisherige System der Nettosubstanzerhaltung auch bei der Bestimmung des Kapitalbestandes beibehalten werden soll.

Die Entgeltverordnungen legen fest, dass der Eigenkapitalanteil, der über der zulässigen Grenze liegt, nominal wie Fremdkapital zu verzinsen ist (§ 7 Abs. 1 Satz 3 Strom-NEV).<sup>39</sup> Die genaue Höhe des zur Anwendung kommenden Zinssatzes wird jedoch nicht adressiert. Das Positionspapier der Regulierungsbehörden gibt in Anlehnung an den „Basiszins“ als Bestandteil der Eigenkapitalverzinsung (§ 7 Abs. 4) für den über 40% liegenden Anteil einen Zinssatz in Höhe der zehnjährigen durchschnittlichen Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten von aktuell 4,8% vor. Diese Vorgehensweise wird durch das OLG-Urteil zunächst nicht gerügt, wenngleich der Begriff der „kapitalmarktüblichen Zinsen“ durchaus als möglicher Gegenstand für eine nähere ökonomische Überprüfung gesehen wird.<sup>40</sup> Als Argument für die den aktuellen NEVen zugrunde liegende Vorgehensweise bei der Begrenzung der Eigenkapitalquote kann somit lediglich die bereits unter dem Regime der VVII plus bestehende unterschiedliche Behandlung von eigenkapital- und fremdkapitalfinanzierten Anlagegütern gesehen werden. Unter den Prämissen einer wettbewerbsorientierten Bestimmung der Kapitalbasis, die das Sachanlagevermögen unabhängig von dessen Finanzierungsform bewertet, wäre eine derartige Vorgehensweise nicht systemkonform und somit auch nicht zielführend.

- Berücksichtigung der Gewerbesteuer

An dieser Stelle legt das Positionspapier fest, dass es sich bei der „dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer“ in § 8 Satz 1 der NEVen um die tatsächlich anfallende Gewerbesteuer handelt, die als kalkulatorische Kostenposition anzusetzen ist.<sup>41</sup> Begründet wird diese Interpretation dadurch, dass den Netzbetreibern nach § 7 StromNEV eine angemessene Verzinsung ihres betriebsnotwendigen Eigenkapitals zustehe. In diesem Zusammenhang soll die Rendite einer Netzinvestition nicht niedriger ausfallen als eine vergleichbare Alternativanlage am Kapitalmarkt, bei der keine Gewerbesteuer anfällt. Deshalb soll den Netzbetreibern die Möglichkeit gegeben sein, die tatsächlich anfallenden Gewerbesteuerzahlungen als Kostenpositionen anzusetzen. Um jedoch eine höhere Rendite der Netzinvestitionen im Vergleich zur Anlage am Kapitalmarkt zu vermeiden, soll eine darüber hinaus gehende Berücksichtigung tatsächlich nicht aufgewendeter Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition nicht erfolgen. Dieser Interpretation sollte aus regulierungsökonomischer Sicht nicht gefolgt werden. Allerdings wird aus dem OLG-Urteil ersichtlich, dass im aktuellen Fall nicht nach den Empfehlungen des Positionspapiers vorgegangen wurde, sondern die Gewerbesteuer kalkulatorisch ermittelt wurde unter Berücksichtigung der Abzugsfähigkeit bei sich

---

<sup>39</sup> Vgl. zur Bestimmung des Eigenkapitalzinses sowie zur Bewertung der vorgegebenen Verschuldungsobergrenze von 60% in Kapitel 5.7.1.

<sup>40</sup> Vgl. OLG (2006), Rnr. 61.

<sup>41</sup> In § 8 der NEVen ist lediglich formuliert, dass „die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer“ als kalkulatorische Kostenposition in Ansatz gebracht werden *kann*.

selbst. Dabei wurden keinerlei Hinzurechnungen und Kürzungen vorgenommen. Diese Vorgehensweise wurde durch die OLG- Entscheidung nicht beanstandet.<sup>42</sup>

Zusammenfassend muss kritisch angemerkt werden, dass die bisherige Bewertungspraxis im Rahmen der NEVen in mehreren Punkten den Anforderungen eines wettbewerbsorientierten Bewertungsansatzes widerspricht. Dahingehend ist zunächst die unterschiedliche Bewertung von Alt- und Neuanlagen zu deuten, die bis zur endgültigen Ausmusterung der Altanlagen zur Einführung zweier parallel laufender Rechensysteme führt und damit einem einheitlichen Ansatz widerspricht. Als weiterer Punkt berücksichtigt die Begrenzung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote auf 40% nicht die individuelle Kapitalstruktur der Unternehmen.<sup>43</sup> Außerdem wird die Berücksichtigung steuerlicher Größen auf Basis der Bilanzdaten vorgenommen, anstatt kalkulatorische Werte anzusetzen. Zudem ist in der Verordnung im Rahmen der aktuellen Kostenprüfungen keine Berücksichtigung der Körperschaftsteuer vorgesehen.<sup>44</sup> Die Anwendung der oben beschriebenen Auslegungsregeln wird nach bisherigem Kenntnisstand nicht als durchgängig und für alle beteiligten Regulierungsbehörden bindend angesehen. Hier könnte die Vorgabe detaillierter Anweisungen zur Kostenprüfung im Rahmen der Entgeltprüfungen zumindest dazu dienen, im Vergleich zur bisher uneinheitlichen Vorgehensweise bei der BOElt einen einheitlichen Bezugsrahmen für die Erfassung und Bewertung netzrelevanter Kosten zu schaffen. Dies ist insbesondere von Bedeutung, da die Kostenprüfung den ersten Schritt auf dem Weg zur Bestimmung des Startniveaus einer Anreizregulierung darstellt und zu diesem Zeitpunkt eine horizontale Gleichberechtigung der regulierten Unternehmen angestrebt werden sollte. Als positiv ist zu vermerken, dass im Rahmen der Kostenprüfungen eine erste Korrektur bisher unternehmensindividuell unterschiedlicher Bewertungen des Anlagenbestandes erfolgt ist. Trotz der benannten kritischen Punkte gilt es daher, auf eine einheitliche Auslegung der Bestimmungen der Netzentgeltverordnungen durch die Bundesnetzagentur sowie die Landesregulierungsbehörden hinzuwirken, um damit größenspezifischen sowie regionalen Disparitäten bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus der regulierten Unternehmen entgegenzuwirken.

---

<sup>42</sup> Vgl. OLG (2006), Rnr. 65-66. Zur generellen Methodik der Berücksichtigung von Steuerpositionen im Rahmen der Zinsberechnung vgl. auch Kapitel 5.5.

<sup>43</sup> Auf diesen Aspekt wird im zweiten Teil der Arbeit näher eingegangen.

<sup>44</sup> Dieses Thema wird im Rahmen der Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes ausführlich besprochen. Zudem sehen die NEVen in § 7 Absatz 6 explizit vor, dass zu Beginn der Anreizregulierung ein Zinssatz *nach* Ertragssteuern festzulegen ist.

## 5 Theoretische Überlegungen zur Ermittlung des Eigenkapitalzinses

Im folgenden Kapitel steht die Frage des regulatorischen Eigenkapitalzinses im Mittelpunkt des Interesses. Hierbei wird ein wettbewerblicher Ansatz vertreten, d.h. Ausgangspunkt der Überlegungen ist das marktliche Attrahieren von Eigenkapital durch die Unternehmen. Dies bedingt, dass eine Kapitalmarktperspektive eingenommen wird und zumindest implizit der Kapitalanleger und dessen Risiko- bzw. Opportunitätskalküle im Zentrum der Betrachtung stehen. Dabei wird zunächst auf den Ansatz der gewogenen Kapitalkosten (WACC-Modell) eingegangen und anschließend verschiedene Methoden zur Bestimmung von Risiken und Kapitalkosten erläutert. Dabei wird insbesondere das in der Literatur sehr verbreitete Kapitalmarktmodell des CAPM ausführlich erläutert und diskutiert.

### 5.1 Grundsätzliche Anforderungen an die regulatorische Ermittlung der Kapitalkosten

Zunächst können an die Messung der Eigenkapitalkosten allgemeine Anforderungen gestellt werden, die sektorübergreifend gültig sind und auch im Rahmen der Bestimmung von Kapitalkosten für die Deutsche Telekom von der Monopolkommission formuliert wurden.<sup>45</sup> Bezüglich einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals fordert die Monopolkommission, dass die Höhe einer adäquaten Risikoprämie nicht vollständig losgelöst von dem vorliegenden Regulierungsrahmen gesehen werden sollte. Vielmehr ist die Ausgestaltung des Regulierungskontextes als wichtiger Einflussfaktor auf das Risiko des regulierten Netzbetreibers zu sehen. Bei der Messung der Risikoprämie muss zudem berücksichtigt werden, dass lediglich das Risiko des der Regulierung unterliegenden Geschäftsbereiches – im Falle der Energiemarktregulierung also der entsprechenden Strom- und Gasnetze – identifiziert wird und nicht das Risiko des Gesamtunternehmens, das durchaus höher oder geringer ausfallen kann. Als wichtigste Basis für die Bestimmung der Risikoprämie sollte ein kapitalmarktorientierter Ansatz dienen, d.h. die Bewertungsmaßstäbe, die an einem Kapitalmarkt für Risiken gelten, sind in die Analyse mit einzubeziehen. Dabei ist die Fragestellung nach der adäquaten *Methode* zur Bestimmung der Risikoprämie zunächst prinzipiell zu trennen von der Frage der angemessenen *Ausprägung* der Risikoprämie. So können z.B. Vergangenheitswerte, die nach einer bestimmten Methode ermittelt wurden, lediglich als Anhaltspunkte für die zukünftige Festlegung einer angemessenen Höhe der Risikoprämie angesehen werden. Damit verbunden ist ebenso die Festlegung, dass für die Ermittlung einer angemessenen Prämie die Kombination mehrerer Methoden nicht ausgeschlossen wird. Des Weiteren ist zu empfehlen, bei der Ermittlung der Kapitalkosten auf längerfristige Werte zurückzugreifen. Dieses Vorgehen wird zwar nicht explizit durch die entspre-

---

<sup>45</sup> Vgl. Monopolkommission (2003) Rnr. 152 – 195.

chenden Verordnungen<sup>46</sup> vorgegeben, es erscheint jedoch ebenso als geeignet, dass analog zur Regulierung der Kapitalkosten in der Telekommunikation auch im Energiesektor darauf abgestellt wird, um zu einer Stabilität des regulatorischen Umfeldes insbesondere in der Phase kurz vor der Anreizregulierung beizutragen. Dies erscheint angesichts der langfristigen Kapitalbindung der Investitionen in Energienetze und aus Gründen der besseren Planbarkeit für zukünftige Investitionen als adäquates Vorgehen. Darüber hinaus ist darauf zu achten, die Relevanz der Steuerproblematik im Rahmen der Bestimmung des Zinssatzes angemessen zu berücksichtigen.

## 5.2 Eigenkapitalzins als Bestandteil der Kapitalkosten

Der Eigenkapitalzins stellt neben dem Fremdkapitalzins und den Abschreibungen auf den eingesetzten Anlagenbestand einen wesentlichen Teil der Kapitalkosten eines Unternehmens dar. Die Kapitalkosten sind dabei Ausdruck der Opportunitätskosten für in Netzkomponenten oder damit verbundenen Anlagen investierte finanzielle Mittel eines Unternehmens bzw. der hinter diesem Unternehmen stehenden Kapitalgeber. Ausgegangen wird dabei meist vom Ansatz der durchschnittlich gewogenen Kapitalkosten (WACC, Weighted Average Cost of Capital)<sup>47</sup>. Dieser ermittelt die gewichteten Durchschnittskosten für Kapital auf Basis der geschätzten Fremdkapitalkosten sowie der erwarteten Kosten für das Eigenkapital und stellt somit eine risikoadjustierte Rendite des Gesamtkapitals dar, die seitens des Unternehmens erwirtschaftet werden muss, um Eigen- und Fremdkapitalgeber zufrieden zu stellen. Die Eigenkapitalrendite entspricht somit der von den Unternehmenseigentümern erwarteten Rendite. Gelingt es langfristig nicht, diese Erwartungen zu erfüllen, so kann dies zur Folge haben, dass die Anleger ihr Kapital aus der jeweiligen Unternehmung zurückziehen.

Unter Vernachlässigung von Steuern ergibt sich dafür die einfache Formel:

$$(5-1) \quad WACC = \frac{FK}{GK} r_{FK} + \frac{EK}{GK} r_{EK}$$

mit:

EK = nominale Höhe des Eigenkapitals

FK = nominale Höhe des Fremdkapitals

GK = nominale Höhe des Gesamtkapitals

$r_{FK}$  = nominaler Fremdkapitalzinssatz

$r_{EK}$  = nominaler Eigenkapitalzinssatz

oder etwas umgeformt :

$$(5-2) \quad WACC = f r_{FK} + (1-f) r_{EK} ,$$

<sup>46</sup> Gemeint sind die NEVen für Gas und Strom. Vgl. dazu die Ausführungen in Kapitel 1.

<sup>47</sup> Dieser Ansatz findet sich bereits bei Modigliani/Miller (1958).

wobei  $f$  für den Anteil des Fremdkapitals am Gesamtkapital steht. Dabei sind für die Bewertung im Rahmen eines kapitalmarktorientierten Ansatzes ausschließlich Markt- und nicht Bilanzwerte zu verwenden. Der durch die Höhe des Fremdkapitalanteils eines Unternehmens ausgedrückte Verschuldungsgrad wird in einem Wettbewerbsumfeld grundsätzlich nicht von außen vorgegeben, sondern durch die Finanzierungspolitik des Unternehmens bestimmt.<sup>48</sup> Die Auswirkungen eines extern vorgegebenen Verschuldungsgrades auf die Ermittlung der Kapitalkosten wird später in Kapitel 5.7.1 dargestellt, wenn es um die regulierungsökonomische Bewertung des aktuellen rechtlichen Rahmens geht. Im weiteren Verlauf der Darstellung wird der Schwerpunkt auf die Ermittlung der Eigenkapitalkosten gelegt, was im Regulierungsumfeld einer Anreizregulierung häufig Gegenstand kontroverser Diskussionen ist. Hier ist vor allem die Risikobewertung als zentrales Thema zu sehen.

### 5.3 Methoden zur Risikobewertung und Bestimmung der Kapitalkosten

Um die adäquate Höhe der Eigenkapitalverzinsung zu ermitteln ist es notwendig, die damit verbundenen Risiken zu quantifizieren. Im folgenden werden die vier gebräuchlichsten Verfahren zur diesbezüglichen Bestimmung von Kapitalkosten dargestellt und anschließend insbesondere ihre Eignung zur Ermittlung eines risikoadäquaten Eigenkapitalzinses im Rahmen einer Anreizregulierung deutscher Netzbetreiber diskutiert. Neben diesen analytisch orientierten Ansätzen werden in der Regulierungspraxis auch die Einschätzungen von Kapitalmarktteilnehmern bezüglich der Höhe der Eigenkapitalkosten verwendet.<sup>49</sup>

#### 5.3.1 Capital Asset Pricing Model (CAPM)

Bekanntere Modelle zur Risikobewertung an Finanzmärkten sind im Rahmen der modernen Kapitalmarkttheorie entstanden, deren Ausgangspunkt die Portfolio Selection Theorie von Markowitz (1952, 1959) darstellt. Diese beinhaltet eine normative Theorie, die zeigt, wie ein Investor mit gegebenen Erwartungen auf Basis seiner Risikopräferenz die Struktur seines Portfolios aus riskanten Vermögensgegenständen optimieren sollte. Als klassischer Ansatz der Kapitalmarkttheorie wird das Capital Asset Pricing Model (CAPM) bezeichnet, welches auf der Portfoliotheorie unter Einbeziehung einer sicheren Kapitalanlagemöglichkeit basiert. In der internationalen Regulierungspraxis findet dieser Ansatz häufig Gebrauch, weshalb das zugrunde liegende Modell in den folgenden Kapiteln ausführlich dargestellt wird. Das CAPM zählt zu den marktorientierten Kapitalkostenkonzepten und dient dazu, den Eigenkapitalkostensatz, der aus einem Zinssatz für risikolose Anlagen zuzüglich einer adäquaten Risikoprämie besteht, zu ermitteln. Dabei

---

<sup>48</sup> Entgegen der Thesen von Modigliani / Miller ist daher davon auszugehen, dass die Kapitalstruktur eines Unternehmens, das Zugang zu liquiden Kapitalmärkten hat, einer Optimierung zugänglich ist.

<sup>49</sup> Vgl. Ofgem (2002), S. 106.



soll sich die Höhe dieser Kosten an Bewertungsmaßstäben orientieren, die aus Kapitalmarktdaten abgeleitet sind. Im folgenden werden zunächst die wichtigsten theoretischen Grundlagen dieses Modells erläutert.

### 5.3.1.1 Das Single-Index-Modell als Ausgangspunkt

Der ebenfalls im CAPM verwendete Betafaktor wurde erstmals von Sharpe im Zusammenhang mit dem Single-Index-Modell in die Kapitalmarkttheorie eingeführt.<sup>50</sup> Derartige Indexmodelle werden verwendet, um einen rendite-erzeugenden Prozess an Kapitalmärkten zu beschreiben. In seinem Modell nimmt Sharpe als einzige Ursache der Kovarianzbeziehungen zwischen den einzelnen Wertpapieren deren gemeinsame Abhängigkeit von einem allgemeinen Einflussfaktor an, der jedoch zunächst nicht näher spezifiziert ist. Dabei wird folgender linearer Zusammenhang zwischen der Aktienrendite  $r_i$  und der Rendite des Einflussfaktors ( $r_f$ ) vorgegeben:

$$(5-3) \quad r_{it} = \alpha_i + \beta_i r_{ft} + \epsilon_{it}$$

mit den Variablen:

$r_{it}$  = Rendite der Aktie i zum Zeitpunkt t

$r_{ft}$  = Rendite des Einflussfaktors zum Zeitpunkt t

$\alpha_i$  = Achsenabschnittsparameter

$\beta_i$  = Steigungskoeffizient der Geraden

$\epsilon_{it}$  = Störterm

Dabei gilt:  $E[\epsilon_{it}] = 0$ ;  $Var[\epsilon_{it}] = \sigma_{\epsilon_i}^2$

Damit kann die Rendite eines risikobehafteten Wertpapiers in einen marktabhängigen und einen unternehmensspezifischen Teil zerlegt werden. Der Störterm  $\epsilon_{it}$  stellt dabei die nicht durch Veränderungen dieser Einflussfaktors erklärbaren und somit unsystematischen Anteile der Rendite dar. Ihm wird im Marktmodell eine Normalverteilung sowie ein Erwartungswert von Null unterstellt. Somit lässt sich aus Gleichung (5-3) der bedingte Erwartungswert ableiten unter der Annahme, dass  $r_f$  einen bestimmten Wert annimmt:

$$(5-4) \quad E(r_i / r_f) = \alpha_i + \beta_i r_f$$

Unter der Voraussetzung, dass dieses Modell in der Vergangenheit Gültigkeit besaß, bewegt sich die Rendite des Wertpapiers i in Abhängigkeit von der Marktrendite gemäß

---

<sup>50</sup> Vgl. Sharpe (1963).

Gleichung (5-4). Dieser Zusammenhang wird durch den Betafaktor ausgedrückt, der das Verhältnis zwischen der Aktienrendite und dem gewählten Einflussfaktor angibt.

$$(5-5) \quad \beta_{i,I} = \frac{\text{Cov}(r_i; r_I)}{\text{Var}(r_I)}$$

$\beta_{i,I}$  kann somit als Regressionskoeffizient interpretiert werden, der die Funktion eines Risikomaßes bzw. Sensitivitätsfaktors einnimmt. Das Single-Index-Modell trifft jedoch keine Aussagen über erwartete Gleichgewichtsrenditen, sondern strukturiert lediglich die realisierte Rendite und das Risiko in einen systematischen und einen unsystematischen Teil.

### 5.3.1.2 Erweiterung des Modells zum CAPM

Auf der Basis des beschriebenen Single-Index-Modells wurde später das Capital Asset Pricing Model (CAPM) entwickelt, welches als eines der populärsten Modelle in der Kapitalmarkttheorie bezeichnet werden kann.<sup>51</sup> Es weist eine mehr als dreißigjährige Geschichte auf und geht auf Sharpe (1964), Lintner (1965) und Mossin (1966) zurück. Das darin ebenfalls zur Anwendung kommende Konzept der Betafaktoren, in dem das Marktrisiko oder systematische Risiko einer Aktie gemessen wird, ist das in den letzten Jahrzehnten am häufigsten behandelte Themengebiet der Kapitalmarktforschung. Betafaktoren lassen sich im Portfolio-Management, zur Performance-Messung oder zur Ermittlung von Kapitalkosten für die Unternehmensbewertung anwenden. Das CAPM leitet durch das Setzen von Annahmen über den Kapitalmarkt und die Erwartungsbildung der Anleger Aussagen über erwartete Renditen ab.

Im Gleichgewichtszustand eines vollkommenen Marktes treten alle Marktteilnehmer als Preisnehmer auf und alle Vermögensgegenstände, die das gleiche Risiko und einen identischen Erwartungswert aufweisen, werden vom Markt in der gleichen Höhe bewertet. Ausgangspunkt des beschriebenen Gleichgewichtszustandes ist dabei die Portfoliotheorie von Markowitz. Als weitere wichtige Annahme liegt dem Modell die Existenz einer risikolosen Anlagemöglichkeit zugrunde. Wegen der unbegrenzten Geldanlage- und Verschuldungsmöglichkeit hält jeder Investor eine Mischung aus der risikolosen Anlage (bzw. Verschuldung) und dem Marktportfolio, da sich so bei jeder Ausprägung des Risikos die größtmögliche Rendite realisieren lässt. Das Marktportfolio setzt sich aus sämtlichen risikobehafteten Vermögenstiteln zusammen. Die Risikopräferenz eines Anlegers zeigt sich in der Aufteilung seines Investitionsbetrages auf sichere und risikobehaftete Anlagen.

Um Gleichgewichtsrenditen für einzelne Wertpapiere abzuleiten, wird ein Investor lediglich den Rendite- und Risikobeitrag dieser Vermögensgegenstände im Verhältnis zum

---

<sup>51</sup> Vgl. z.B. Loderer/Cooney/Van Drunen (1991), S. 621.

Marktportfolio bewerten, da der unsystematische Teil des Gesamtrisikos einer Einzelanlage durch Diversifikation beseitigt werden kann. Aus diesen Überlegungen lässt sich der zentrale Bewertungszusammenhang des CAPM ableiten, welcher gleichzeitig die sogenannte Wertpapierlinie darstellt (vgl. auch Abbildung 5-1):

$$(5-6) \quad E[r_i] = r_f + \beta_i (E[r_m] - r_f)$$

mit den Variablen:

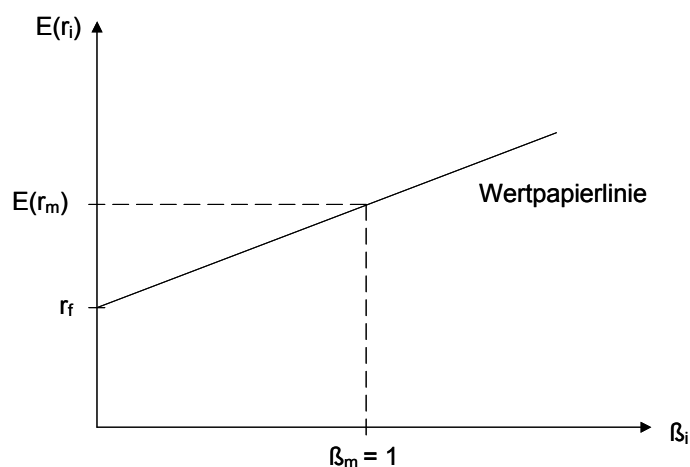
$E[r_i]$  = Erwartungswert der Rendite von Aktie i

$r_f$  = risikoloser Zins

$\beta_i$  = systematisches Risiko der Aktie i

$E[r_m]$  = Erwartungswert der Rendite des Marktportfolios

Abbildung 5-1: Grafische Darstellung der Wertpapierlinie im CAPM



Quelle: angelehnt an Steiner/Bruns (2003), S. 27.

Der Betafaktor kann gleichfalls als Proportionalitätsfaktor interpretiert werden. Je höher (niedriger) der Betawert einer Aktie ausfällt, desto höher (niedriger) ist bei einer positiven erwarteten Überschussrendite des Marktportfolios ( $E[r_m] - r_f$ ) die erwartete Überschussrendite der Aktie i mit ( $E[r_i] - r_f$ ). Der Betafaktor stellt das systematische Risiko jeder einzelnen Aktie dar. Dieses Risiko kann nicht durch weitere Diversifikation elimi-

niert werden.<sup>52</sup> Als Endergebnis einer empirischen Betaschätzung kann somit das systematische Risiko jeder Aktie für die Ermittlung der Eigenkapitalkosten berücksichtigt werden.

### 5.3.1.3 Kritische Würdigung des CAPM und der Ansatz nach Fama / French

Dem Investor an einem Kapitalmarkt bietet das CAPM in der Theorie ein analytisches Werkzeug, mit dessen Hilfe er für jede beliebige risikobehaftete Investition das Verhältnis zwischen Rendite und Risiko ermitteln und gleichzeitig einen fairen Preis bestimmen kann. Die grundsätzlichen Aussagen des CAPM konnten anfangs durch erste empirische Studien untermauert werden.<sup>53</sup>

Später wurden dagegen von einigen Autoren die Ergebnisse der vielzitierte Studie von Fama/French (1992) als endgültige empirische Widerlegung der Relevanz des Betafaktors und damit auch der praktischen Bedeutung des CAPM bewertet.<sup>54</sup> Fama/French konnten in einer Untersuchung über Aktienkursrenditen am US-amerikanischen Kapitalmarkt im Zeitraum von 1963 bis 1990 keinen Zusammenhang zwischen dem Ausmaß der Risikoprämie und dem systematischen Risiko feststellen. In der Untersuchungsperiode wurde zusätzlich ein negativer Zusammenhang zwischen Marktkapitalisierung einer Aktie und der Rendite sowie ein positiver Zusammenhang zwischen relativem Buchwert und der Rendite festgestellt.<sup>55</sup> Aktien mit niedrigem Buchwert werden als Wachstumsaktien (Growth Stocks) bezeichnet, solche mit einem hohen dagegen als Substanzwerte (Value Stocks).<sup>56</sup> Als Folge ihrer Ergebnisse schlugen Fama/French ein Drei-Faktorenmodell vor, um die Risikoprämie besser zu erklären.<sup>57</sup> Allerdings wurde die zitierte Studie auch von verschiedenen Autoren bezüglich ihrer Testmethodik, des verwendeten Indexes, des Untersuchungszeitraumes und des Rendite-Intervalls kritisiert.<sup>58</sup> So lässt sich z. B. bei Verwendung eines monatlichen statt jährlichen Rendite-Intervalls ein Zusammenhang zwischen systematischem Risiko und der Risikoprämie nachweisen.<sup>59</sup> Eine aktuelle Studie von Ziegler et al. (2003) für den deutschen Aktienmarkt basiert auf einem langfristigen Datensample von 1967 bis 1995 unter der Verwendung monatlicher Rendite-Intervalle. Sie weist als Ergebnis einen höheren Erklärungsgehalt der durchschnittlichen Risikoprämien sowohl für das CAPM als auch für das Drei-Faktoren-Modell auf im Vergleich zum US-amerikanischen Aktienmarkt. Somit kann als Ergebnis der Studie für den deutschen Kapitalmarkt keine eindeutige Überle-

---

<sup>52</sup> Vgl. Steiner/Bruns (2003), S. 57.

<sup>53</sup> Vgl. z.B. Black/Jensen/Scholes (1972); Fama/MacBeth (1973).

<sup>54</sup> Vgl. z.B. die Bewertung durch den Artikel von Grinold (1993) mit dem Titel „Is Beta dead again?“.

<sup>55</sup> Der relative Buchwert berechnet sich aus der Höhe des Eigenkapitals der Bilanz geteilt durch die Marktkapitalisierung der Aktie.

<sup>56</sup> Vgl. z.B. Steiner / Bruns (2002), S. 271.

<sup>57</sup> Vgl. Fama / French (1993), (1996)

<sup>58</sup> Vgl. zu den Kritikpunkten Rudolph (1995), S. 35 f; Ross et al. (1996), S. 290.

<sup>59</sup> Kothari et al. (1995) führten eine Wiederholung der Fama/French-Studie durch und stellten signifikante Risikoprämien für Beta sowie einen leichten Einfluss der Marktkapitalisierung fest.

genheit des Fama/French-Ansatzes zur Erklärung der Risikoprämien festgestellt werden. Allerdings wird die zeitliche Streuung der Renditen durch die Modelle für den deutschen Aktienmarkt wesentlich schlechter abgebildet. Darüber hinaus würde eine Anwendung des Fama/French-Ansatzes im Regulierungskontext bedeuten, dass in Abhängigkeit von der Unternehmensgröße unterschiedlich hohe Zinssätze gewährt werden müssten. Stadtwerken würde aufgrund ihrer geringeren Marktkapitalisierung eine höhere Rendite zugestanden werden als großen Versorgungsunternehmen, was vor dem Hintergrund eines konsistenten Systemrahmens nicht unproblematisch erscheint.<sup>60</sup>

Neben den empirischen Falsifizierungsversuchen wird im Rahmen des CAP-Modells häufig die Annahme eines vollkommenen Kapitalmarktes kritisiert, wodurch z.B. auch das Vorhandensein von Informations- und Transaktionskosten vollständig unberücksichtigt bleibt. Kritik an der singulären Berücksichtigung des systematischen Risikoanteils hat bereits Levy (1978) geübt. Er argumentiert, dass infolge von Informations- und Transaktionskosten die Anleger-Portfolios nur geringer diversifiziert sind, so dass das unsystematische Risiko nicht ganz zum Verschwinden gebracht wird. Der Diversifikationsprozess bleibt sozusagen auf halbem Weg stecken, so dass die Höhe der Risikoprämie nicht nur vom systematischen Risiko sondern auch vom unsystematischen Risiko, gemessen durch die Standardabweichung oder Varianz der Wertpapierkurse, abhängt. Ebenso wenig Berücksichtigung finden psychologische Faktoren, die zu Über- oder Unterreaktionen an einem Kapitalmarkt führen können. Die Diskussion der empirischen Ergebnisse zeigt, dass bei einer statistischen Analyse insbesondere auf die Auswahl des Indexes und des angemessenen Rendite-Intervalls geachtet werden muss. Unter Berücksichtigung der empirischen Besonderheiten von tatsächlichen Kapitalmarktdaten bietet das CAPM zumindest eine gute Ausgangsbasis für die Entwicklung praktikabler Schätzverfahren.<sup>61</sup>

### 5.3.2 Arbitrage Pricing Theory (APT)

Die APT wurde ursprünglich von Ross<sup>62</sup> entwickelt und erweitert die Betrachtung lediglich eines Erklärungsfaktors aus dem CAPM, nämlich Rendite und Risiko des Marktportfolios, um weitere Parameter. Im Rahmen der APT wird die Rendite risikobehafteter Wertpapiere anhand *mehrerer* makro- oder mikroökonomischer Faktoren erklärt. Als weitere wichtige Unterschiede dieses theoretischen Ansatzes gegenüber dem CAPM werden keine Annahmen bezüglich der Risikonutzenfunktion eines Anlegers getroffen;

---

<sup>60</sup> Eine weiteres Problem bestünde darin, die Marktwerte der Netzbetreiber zu bestimmen. In Deutschland sind nur einige wenige Energieversorger überhaupt börsennotiert. Eine separate Notierung für eine Netzgesellschaft fehlt völlig.

<sup>61</sup> Vgl. Schmidt / Terberger (1996), S. 372.

<sup>62</sup> Vgl. Ross (1976) und die empirische Überprüfung der Theorie in Roll / Ross (1980).

des weiteren wird keine Normalverteilung der Renditen unterstellt und es bedarf auch nicht der Existenz eines effizienten Marktportfolios.<sup>63</sup>

Das Fundament der APT bildet ein in sich geschlossenes Arbitragegebäude, das ebenso wie das CAPM als Gleichgewichtsmodell definiert ist. Eine wesentliche Voraussetzung, um die Bewertungsgleichung in der APT herzustellen, ist somit die zusätzliche Annahme der Arbitragefreiheit. Dies ist dann gegeben, wenn Anleger keine Portfolios bilden können, die ohne Kapitaleinsatz einen risikolosen Ertrag ermöglichen. Solange diese Annahme nicht erfüllt ist, herrscht kein Gleichgewicht an einem Kapitalmarkt.<sup>64</sup> Für die Anwendung dieser Überlegungen wird vorausgesetzt, dass Portfolios aus Wertpapieren gebildet werden können, die identische Zahlungsstrukturen aufweisen. Mittels einer geeigneten Gewichtung der Anteile lassen sich so verschiedene Portfolios konstruieren, die gleichartig auf diese gemeinsamen Faktoren reagieren.

Eine weitere zentrale Annahme der APT ist neben der Funktionsfähigkeit des bereits beschriebenen Arbitrageprinzips in der linearen Abhängigkeit der beobachteten Renditen von mehreren Faktoren zu sehen. Demnach lässt sich die Risikoprämie nach diesem Modell als mit den jeweiligen Faktorsensitivitäten multiplizierte Risikoprämie der ermittelten Faktoren darstellen:

$$(5-7) \quad E[r_i] = r_f + \beta_1 [E(F_1) - r_f] + \beta_2 [E(F_2) - r_f] + \dots + \beta_n [E(F_n) - r_f]$$

mit den Variablen:

$E[r_i]$  = Erwartungswert der Rendite von Aktie i

$r_f$  = risikoloser Zins bzw. faktorunabhängiger Renditebestandteil

$\beta_1, \dots, \beta_n$  = Sensitivität der Faktoren 1 bis n

$F_1, \dots, F_n$  = Einflussfaktoren 1 bis n

Der Vorteil der APT, der darin besteht, dass mehrere Faktoren für die Erklärung der Renditeentwicklung zum Einsatz kommen, kann auch gleichzeitig als problematisch für deren praktischen Einsatz gesehen werden, da weder die Anzahl noch die Art oder gar die Gewichtung der bewertungsrelevanten Faktoren durch die Theorie vorgegeben sind. In der häufig zitierten empirischen Untersuchung für den gesamten US-amerikanischen Kapitalmarkt Chen/Roll/Ross (1986) identifizieren die Autoren als makroökonomische Faktoren die Wachstumsrate der Industrieproduktion, die Inflationsrate, die Zinsstruktur (Differenz zwischen lang- und kurzfristigem Zinssatz) sowie die Rendi-

<sup>63</sup> Vgl. z.B. Copeland / Weston (1988), S. 222. Das CAPM geht von homogenen Erwartungen der Anleger bezüglich der Renditen der einzelnen Wertpapiere aus.

<sup>64</sup> Vgl. z.B. Steiner / Bruns (2002), S. 5. Hierbei handelt es sich allerdings lediglich um eine notwendige und nicht um eine hinreichende Bedingung.

tedifferenz von Industrieanleihen mit unterschiedlicher Bonität. Empirische Untersuchungen zu Energieversorgeraktien für den amerikanischen Aktienmarkt stellen größtenteils eine bessere Prognosegüte für Modelle, die auf der APT basieren fest, im Vergleich zu CAPM-basierten Untersuchungen.<sup>65</sup>

Für weitere Kapitalmärkte werden in empirischen Studien wiederum auch abweichende Einflussfaktoren festgestellt.<sup>66</sup> Empirische Untersuchungen für in Deutschland gehandelte Aktien gelangen bezüglich der Anzahl sowie der Art der relevanten Faktoren zu unterschiedlichen Ergebnissen.<sup>67</sup> Für den US-amerikanischen Kapitalmarkt hat die APT insgesamt einen höheren Erklärungsgehalt als für den deutschen Kapitalmarkt.<sup>68</sup> Die dabei ermittelten Faktoren sind im allgemeinen instabil was das Vorzeichen sowie die Signifikanz der Risikoprämien anbelangt.<sup>69</sup>

Trotz der Unterstützung, welche die APT aufgrund empirischer Belege erhält, ist die praktische Verwendung dieses Ansatzes zur Bestimmung von Kapitalkosten nicht weniger umstritten als die Verwendung des CAPM. Für die Schätzung von Faktorsensitivitäten ergeben sich bei der APT ähnlich gelagerte statistische Probleme wie bei der Schätzung von Betafaktoren im Rahmen des CAPM.<sup>70</sup> Der größte Einwand betrifft allerdings die Festlegung der relevanten Einflussfaktoren. So besteht z.B. keine einhellige Meinung darüber, ob lediglich makroökonomische oder ebenso auch firmenspezifische Faktoren als Determinanten für die erwartete Rendite in Frage kommen.<sup>71</sup> Dieses Problem wird verschärft, wenn die Einflussfaktoren sich über die Zeitachse verändern. Aufgrund dieser Probleme handelt es sich bei der APT bisher um keine gebräuchliche Methode zur Kapitalkostenbestimmung in regulatorischen Entscheidungen.<sup>72</sup>

### 5.3.3 Discounted Cash Flow (DCF) Verfahren

Bewertungsverfahren, die auf der Basis von abgezinnten cash flows operieren, schätzen die Höhe der Kapitalkosten anhand von prognostizierten cash flows, die den Kapitalgebern zufließen. Dabei setzt sich der cash flow aus den kumulierten Dividenden und dem Kursgewinn bis zur Veräußerung der Aktie zusammen.<sup>73</sup> Es existieren verschiedene Varianten der DCF-Verfahren, die alle auf dem aus der Investitionsrechnung bekannten Barwertkonzept basieren. Sie werden eingesetzt, um den fundamentalen Wert eines Unternehmens aus der Sicht eines Anlegers zu ermitteln sowie diesen auf ver-

---

<sup>65</sup> Vgl. Roll/Ross (1983), Bower/Bower/Logue (1984), Pettway / Jordan (1987).

<sup>66</sup> Vgl. z.B. für europäische Länder die Studie Asprem (1989).

<sup>67</sup> Vgl. dazu z.B. die neueren Studien Ulschmid (1994) und Lockert (1996).

<sup>68</sup> Vgl. zu dieser Aussage Zimmermann (1997), S. 38, FN Nr. 1.

<sup>69</sup> Vgl. dazu Zimmermann (1997), S. 38.

<sup>70</sup> Vgl. dazu die Ausführungen in Kapitel 5.4.2.

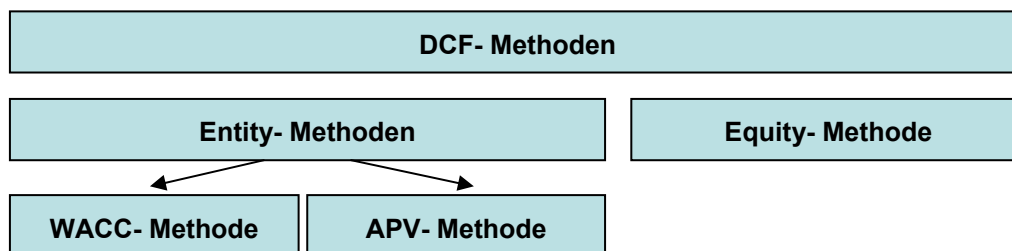
<sup>71</sup> Vgl. zu dieser Einschätzung z.B. Pedell (2004), S. 78.

<sup>72</sup> Vgl. Pedell (2004), S. 78.

<sup>73</sup> Vgl. Pedell (2004), S. 79.

schiedene Geschäftsbereiche aufzugliedern.<sup>74</sup> Je nach Ermittlungsart der Cash Flows und der Erfassung der Steuervorteile bei der Fremdfinanzierung („tax shield“) lassen sich drei grundsätzliche Varianten unterscheiden (vgl. Abbildung 5-2): den WACC-Ansatz, die Adjusted Present Value (APV)- sowie die Equity-Methode.

Abbildung 5-2: Systematisierung der Discounted Cash Flow-Verfahren



Quelle: angelehnt an Steiner/Bruns (2003), S. 246.

Der WACC-Ansatz und die APV-Methode ermitteln jeweils den Gesamtwert eines Unternehmens anhand der diskontierten Cash Flows, die sowohl den Eigen- als auch den Fremdkapitalgebern zufließen (Entity - Methode). Bei dem WACC-Ansatz wird der bereits angesprochene gewogene durchschnittliche Kapitalkostensatz (WACC) als Diskontsatz verwendet, der um die Steuervorteile aus dem Fremdfinanzierungsanteil korrigiert wird. Somit besteht bei dieser Methode die gleiche Problematik der Schätzung eines angemessenen Zinses wie es bereits bei der Anwendung des CAPM ausführlich geschildert wurde. Die APV-Methode berechnet zunächst den (fiktiven) Wert eines rein eigenkapitalfinanzierten Unternehmens, der anschließend um Finanzierungs- und Steuereffekte modifiziert wird.<sup>75</sup> Um den Marktwert des Eigenkapitals zu erhalten, muss bei beiden Verfahren der Marktwert des Fremdkapitals vom Gesamtunternehmenswert in Abzug gebracht werden.

Bei der Equity – Methode hingegen wird von Anfang an die Perspektive des Eigenkapitalgebers eingenommen, indem ausschließlich die Cash-Flows der Anteilseigner mit einem risikoadäquaten Zinssatz diskontiert werden. Ein einfaches und sehr verbreitetes Bewertungsmodell, welches auf diesem Ansatz basiert, ist das Dividenden-Wachstumsmodell (Dividend Growth Model - DGM).<sup>76</sup> Das DGM basiert auf der An-

<sup>74</sup> Vgl. dazu sowie für den folgenden Überblick verschiedener Methoden Steiner / Bruns (2002), S. 245f.

<sup>75</sup> Vgl. z.B. Steiner / Bruns (2002), S. 252. Die APV wurde vor allem als Entscheidungshilfe bei Unternehmenskäufen entwickelt. Sie vermeidet die Festlegung auf eine vorgegebene Kapitalstruktur, da sich in der Praxis nach einem Unternehmenskauf ebenfalls der Verschuldungsgrad des Zielunternehmens ändert. Vgl. dazu Jansen (2000), S. 196.

<sup>76</sup> Vgl. zu den folgenden Ausführungen Pedell (2004), S. 79ff.



nahme, dass der Wert des Eigenkapitals dem Barwert der zukünftigen Dividendenströme je Aktie entspricht:

$$(5-8) \quad S_0 = \sum_{t=1}^n \frac{D_t}{(1+r_{EK})^t}$$

mit:

$D_t$  = Dividende zum Zeitpunkt t

$S_0$  = aktueller Aktienkurs

$r_{EK}$  = Eigenkapitalkostensatz

Wird bei diesem Bewertungskonzept ein konstanter durchschnittlicher Dividendenstrom angenommen, so kann der obige Ausdruck vereinfacht werden zu:

$$(5-9) \quad r_{EK} = D/S_0$$

Aus obiger Gleichung ließe sich somit anhand der aktuellen Dividende und des Wertes für das Eigenkapital der Eigenkapitalzinssatz ermitteln. Bei der Annahme einer konstanten Wachstumsrate g für den zukünftigen Dividendenstrom wird die Gleichung folgendermaßen modifiziert:

$$(5-10) \quad r_{EK} = D_1/S_0 + g$$

Dabei gilt die Beziehung :  $D_1 = D_0 (1+g)$ . Das DGM bedient sich mehrerer Annahmen. So muss neben der konstanten Wachstumsrate der Dividende der Eigenkapitalzinssatz größer sein als die Wachstumsrate g, was zumindest für den Stromsektor im Vergleich zu anderen Branchen, die eine starke Wachstumsdynamik aufweisen, keine grundsätzlich problematischen Annahmen darstellen. Als weitere Annahme muss die Bedingung flacher Zinsstrukturkurven erfüllt sein, d.h. die Kapitalstruktur und die Ausschüttungspolitik des Unternehmens müssen über den Betrachtungszeitraum stabil bleiben. Die letzte Restriktion beinhaltet die Maßgabe, dass keine externe Finanzierung stattfinden soll.

Das größte Problem bei der Bestimmung der einzelnen Variablen stellt sicherlich die Wachstumsrate g dar. Sie kann sich in Zukunft z.B. durch eine steigende Inflation erhöhen. Die gebräuchlichsten Methoden zur Bestimmung der Wachstumsrate liegen in der Verwendung von Analystenprognosen und der Fortschreibung von Vergangenheitsdaten. Abschließend kann gesagt werden, dass der DCF-Ansatz insbesondere unter stabilen Rahmenbedingungen plausible Ergebnisse erzielen kann.<sup>77</sup>

---

<sup>77</sup> Vgl. z.B. Kolbe/Read/Hall (1984), S. 64.

Im Falle einer starken Änderung des regulatorischen Umfeldes kann dagegen nicht von einer eindeutigen Überlegenheit der DCF-Methoden gegenüber der APT oder dem CAPM gesprochen werden. Letztlich liegt die besondere Schwierigkeit im Falle des dargestellten DGM in der Prognoseunsicherheit zukünftiger Dividendenentwicklungen begründet.

#### 5.3.4 Comparable earnings standard

Die Methode des “comparable earnings standard” (auch “comparative company approach” genannt) bedient sich vorzugsweise dem Vergleich regulierter Unternehmen mit Unternehmen, die keiner Regulierung unterliegen und hinsichtlich ihrer Geschäftstätigkeit einem vergleichbaren Risiko ausgesetzt sind.<sup>78</sup> Dieser Ansatz unterscheidet sich von den bisher geschilderten Bewertungsansätzen insofern, als für diesen Vergleich ausschließlich Erträge bzw. Renditen auf der Basis von *Buchwerten* ermittelt werden. Üblicherweise werden dazu Durchschnittswerte einer Vielzahl vergleichbarer Unternehmen über einen längeren Zeitraum gebildet. Die vorzugsweise Verwendung unregulierter Vergleichsunternehmen rührt von dem Ziel einer jeglichen Regulierungstätigkeit her, Wettbewerbsverhältnisse zu simulieren.

Aus mehreren Gründen erscheint der comparable earnings standard für die Kapitalkostenbestimmung im Rahmen der Energiemarktregulierung als wenig geeignet. Zum einen ist die Orientierung an Buchwerten zu nennen, welche die tatsächlich (d.h. ökonomisch) erzielten Renditen nur unzureichend widerspiegelt.<sup>79</sup> Ein weiterer Kritikpunkt erhebt sich bei der Frage, ob der Vergleich mit dem Risiko unregulierter Unternehmen als angemessen betrachtet werden kann. So ist es durchaus vorstellbar, dass der Unterschied zwischen Renditen auf der Basis von Buchwerten und tatsächlichen Renditen bei nichtregulierten Unternehmen systematisch höher ausfällt als bei der regulierten Vergleichsgruppe, da die Erträge dort stärker mit den Buchwerten verknüpft sind, die als asset base fungieren. Falls aufgrund der geschilderten Problematik daran gedacht wird, als Vergleichsgruppe andere Unternehmen heranzuziehen, die ebenfalls aus einem regulierten Bereich stammen, sollte genau auf die möglichen Unterschiede hinsichtlich der länderspezifischen bzw. branchenspezifischen Unterschiede bei den Risikofaktoren sowie hinsichtlich der Ausgestaltung des jeweiligen Regulierungsregimes geachtet werden. Außerdem kann es zu einem problematischen Zirkelschluss führen, wenn sich ein Regulierer in seinen Entscheidungen von den Ergebnissen anderer Regulierungsbehörden abhängig macht. Ein weiteres Problem bei der Anwendung dieser Bewertungsmethode für die Kapitalkosten besteht in der genauen Auslegung des Begriffes „vergleichbares Risiko“, der auch eine relativ subjektive Auswahl an Vergleichsunterneh-

---

<sup>78</sup> Vgl. grundlegend zu diesem Ansatz bei regulierten Unternehmen Kolbe/Read/Hall (1984), S. 41 ff.

<sup>79</sup> Dies ist vor allem durch die Gestaltungsspielräume begründet, die im Rahmen der Bilanzpolitik genutzt werden können um den Bilanzadressaten ein bestimmtes Bild von der Ertragslage eines Unternehmens zu vermitteln.

men zulässt. Dadurch wird im Gegensatz zu den anderen kapitalmarktorientierten Methoden der Marktmechanismus zur Bewertung von Kapitalkosten komplett ausgeblendet.

### 5.3.5 Diskussion der dargestellten Methoden

In Anlehnung an die in Kapitel 5.1 aufgeführten Anforderungen erfolgt an dieser Stelle eine erste Bewertung der vier dargestellten Methoden hinsichtlich ihrer Eignung für die Bestimmung des Eigenkapitalzinses einer Anreizregulierung. Als wichtiges Kriterium wurde bereits die Präferenz für eine Kapitalmarktorientierung bei der Methodenwahl genannt. In diesem Punkt können alle Ansätze bis auf den comparable earnings standard, der keine Orientierung der Kapitalkosten an einem funktionierenden Marktmechanismus vornimmt, als grundsätzlich geeignet betrachtet werden. Bei den übrigen Methoden erhält zwar die APT teilweise Unterstützung aufgrund empirischer Belege, ist aber trotzdem in der praktischen Anwendung zur Bestimmung von Kapitalkosten nicht weniger umstritten als das vielfach verwendete CAPM. Der größte Einwand ist in der schwierigen Festlegung der relevanten Einflussfaktoren zu sehen, die je nach Untersuchung sehr unterschiedlich ausfallen. Außerdem scheint dieser Ansatz zumindest für den deutschen Kapitalmarkt keine eindeutige Überlegenheit gegenüber dem CAPM aufzuweisen, was den Erklärungsgehalt zur Höhe der Risikoprämie von Aktien betrifft. Die Tatsache, dass lediglich das Risiko des Netzbetriebes untersucht werden soll, stellt eine empirische Ermittlung des Betafaktors für Deutschland vor Datenprobleme, da im Gegensatz zum Ausland kein reiner Netzbetreiber an der Börse gelistet ist.<sup>80</sup> Die einzigen beiden empirischen Studien dieser Art von Gerke (2003) und Diedrich (2005) untersuchen letztlich nur das Risiko des utility-Sektors und unternehmen mittels eines pauschalen Abschlags lediglich den analytischen Versuch, daraus auf das Risiko des Netzbetriebs zu schließen. Aufgrund der Unzulänglichkeit fehlender Kursdaten erscheint der Ansatz des CAPM aber gut geeignet, um die Risikoprämie auf der Basis international vergleichbarer Betas zu ermitteln. Dagegen besteht bei der Methode des Dividend Growth Models (DGM) der Vorteil gerade darin, dass eine explizite Schätzung der Cash Flows, die aus dem Netzbereich stammen, prinzipiell möglich ist und sich daraus auf analytischem Weg ein adäquater Zinssatz ermitteln lässt. Allerdings ist diese Untermethode der DCF-Verfahren im Falle einer starken Änderung des regulatorischen Umfeldes ebenfalls mit Problemen behaftet, da in einem solchen Fall die Prognoseunsicherheit zukünftiger cash flows sehr hoch ausfällt. Grundsätzlich erscheinen die DGM und der APT-Ansatz jedoch zumindest als Kontrollverfahren gegenüber dem CAPM als geeignet.

---

<sup>80</sup> Dieser Einwand trifft aber auf alle drei kapitalmarktorientierten Ansätze, CAPM, APT und DGM, zu.

## 5.4 Nähere Erläuterungen zur praktischen Anwendung des CAPM

### 5.4.1 Empirische Ermittlung der Parameter

Wie bereits anhand der Herleitung gezeigt werden konnte, ist für die Ermittlung der Eigenkapitalkosten bzw. des adäquaten Kalkulationszinses im Bewertungsrahmen des CAPM die Prognose dreier Größen notwendig: der risikolose Zinssatz, die erwartete Marktrendite und der Betafaktor des betrachteten Unternehmens. Die Ermittlung aller genannten Größen ist dabei mit Unsicherheit behaftet. Für die Verwendung eines möglichst langen Betrachtungszeitraumes bei der Ermittlung und Festlegung des Basiszinssatzes wird häufig das Argument der Laufzeitäquivalenz im Verhältnis zu den langfristigen Netzinvestitionen angeführt. Gegen diesen Standpunkt kann angeführt werden, dass Unternehmen unabhängig von der Lebensdauer der Energienetze unentwegt ihre Finanzierungsstruktur in Abhängigkeit von den jeweils gültigen Kapitalmarktbedingungen optimieren. Ein zu langer Referenzzeitraum zur Ermittlung dieses Parameters würde somit entweder Unternehmen ungerechtfertigt begünstigen (wenn der festgesetzte Zinssatz im Laufe der Regulierungsperiode relativ zu den Marktbedingungen zu hoch wäre) oder vice versa benachteiligen. Der Basiszins sollte grundsätzlich dem Erwartungswert für den risikofreien Zinssatz festverzinslicher Wertpapiere entsprechen. Ohne dass derzeit bereits die genaue Laufzeit für den Eigenkapitalzins für die erste Phase der Anreizregulierung bekannt ist, sollte sich ein angemessener Zeitraum in etwa am Durchschnitt der vergangenen fünf Jahre orientieren. Für die Verwendung von Erwartungswerten bestünde dann ein adäquater Vorschlag darin, den Durchschnitt der vergangenen fünf Jahre der Rendite für Wertpapiere mit einer Laufzeit von 10 Jahren zu verwenden.<sup>81</sup> Als zugrundeliegende Objekte für die Ermittlung des Basiszinssatzes erscheinen festverzinsliche Wertpapiere staatlicher Emittenten als Anlageformen mit dem geringsten (bzw. keinem) Insolvenzrisiko als am besten geeignet.<sup>82</sup> Das Zinsänderungsrisiko kann dadurch ausgeschlossen werden, dass das Papier nicht vor Endfälligkeit verkauft wird. Unter diesen Nebenbedingungen kommen für Deutschland z.B. die Effektivverzinsungen von Bundesanleihen mit zehnjähriger Laufzeit in Frage. Als landesüblicher risikoloser Zinssatz wird im Rahmen der Unternehmensbewertung auch die Umlaufrendite festverzinslicher Anleihen genannt.<sup>83</sup> Bei der Berechnung von Durchschnittswerten ist zu beachten, dass das Ergebnis nicht nur von dem zugrunde gelegten Betrachtungszeitraum sondern auch von der Berechnungsmethode (arithmetisch versus geometrische Renditeberechnung) abhängt.<sup>84</sup>

---

<sup>81</sup> Vgl. Neu (2004), S. 21.

<sup>82</sup> Es wird zunächst nur auf die Verwendung von Nominalzinsen abgestellt, ohne dabei implizit die Inflation zu berücksichtigen.

<sup>83</sup> Vgl. Bellinger/Vahl (1992), S. 169.

<sup>84</sup> Je nach zugrundeliegender Annahme können grundsätzlich beide Methoden für die Renditeberechnung verwendet werden. Bei der arithmetischen Berechnungsmethodik wird unterstellt, dass der Anleger die Zuflüsse am jeweiligen Jahresende entnimmt, dahingegen wird bei der geometrischen Variante eine Wiederanlageprämisse angenommen. Vgl. z.B. Steiner/Bruns (2002), S. 53.

Die Bestimmung der erwarteten Rendite des Marktportefeuilles sollte in Anlehnung an den Zeitraum der Bestimmung des Betafaktors erfolgen, da beide Größe bei der empirischen Ermittlung aufeinander bezogen sind. Die Anforderungen an einen geeigneten Index werden in Kapitel 5.4.2 ausführlicher dargestellt. Als Prognose für einen mehrjährigen Planungshorizont wird meist empfohlen, das geometrische Mittel der Indexrendite über mehrere Jahre zu verwenden, um die Höhe der jährlichen Rendite zu ermitteln, die ein Anleger bei einer Investition über den betrachteten Zeitraum erzielt hätte.<sup>85</sup>

#### 5.4.2 Besonderheiten bei der empirischen Schätzung von Betafaktoren

Die Bestimmung unternehmensindividueller Betafaktoren im Rahmen der Energiemarktregulierung stellt die größte Problematik dar. An dieser Stelle erfolgt eine Darstellung wichtiger Einflussfaktoren bei der Ermittlung des Betafaktors, was gleichwohl für eine empirische Ermittlung als auch für die Wahl eines vergleichbaren Betafaktors internationaler Regulierungsregimes von Bedeutung ist.

Zunächst gilt es in einem ersten Schritt zu klären, ob Kursdaten von Netzbetreibern vorliegen, deren Aktien bereits über einen längeren Zeitraum an der Börse gehandelt werden. Ist dies nicht der Fall, so werden zur Behebung dieses Problems in der Literatur verschiedene Verfahren genannt, um Betas von nicht börsennotierten Unternehmen zu bestimmen. Zu den beiden wichtigsten Methoden gehört zum einen der Pure Play-Ansatz, der sich eines Vergleichunternehmens bedient, welches hinsichtlich bestimmter Kriterien analog zu dem zu untersuchenden Unternehmen ist, sowie die Verwendung von Branchen-Betas.<sup>86</sup> Für den erstgenannten Ansatz müsste ein Vergleichsunternehmen gefunden werden, das lediglich in dem Geschäftsbereich eines Netzbetreibers agiert, um ähnliche Betawerte zu erhalten. Ist dies nicht der Fall, können die anteilig mit ihren Marktwerten gewichteten Geschäftsbereiche mit ihren jeweiligen Pure Play-Betas addiert werden. Dabei ist gegebenenfalls eine Korrektur beim Vorliegen unterschiedlicher Verschuldungsgrade vorzunehmen. Da das Auffinden von vergleichbaren Unternehmen selbst im internationalen Kontext mit großen Schwierigkeiten behaftet ist, liegen bisher für deutsche Netzbetreiber lediglich zwei empirische Untersuchungen auf Basis der Verwendung von Branchen-Betas vor.<sup>87</sup> Als Datenbasis dienten dabei Kursdaten von Branchenindizes aus dem Energiebereich.<sup>88</sup> Die so ermittelten Ergebnisse für den Betafaktor wurden unter Berücksichtigung von Sicherheitsabschlägen auf den Betafaktor des Netzbetriebs als Indikator für dessen Risiko übertragen. Die theoretische Begründung für die Verwendung von Branchen-Betas ist die Annahme, dass Unternehmen, die aus einer Branche stammen, ein ähnliches systematisches Risiko aufwei-

---

<sup>85</sup> Vgl. z. B. Steiner/Bruns (2002), S. 54.

<sup>86</sup> Vgl. Zimmermann (1997), S. 351-353

<sup>87</sup> Branchen-Betas können grundsätzlich auf zwei verschiedene Arten ermittelt werden: Entweder durch die Regression der Rendite eines Subindex gegen die Rendite eines adäquaten Marktindex oder die Berechnung des gewogenen Durchschnitts der Aktien-Betas aus einer Branche. Vgl. Zimmermann (1997), S. 320. Bei den im folgenden zitierten Studien kommt das erste Verfahren zur Anwendung.

<sup>88</sup> Vgl. Gerke (2003) und Diedrich (2005).

sen, was durch die Ähnlichkeit des Produktionsprozesses, der Kostenstruktur etc. bedingt ist. Sowohl bei der Durchführung des beschriebenen Ansatzes als auch im günstigen Fall vorhandener Kursdaten ist für die empirische Betaschätzung der Einfluss wichtiger Faktoren auf das Endergebnis zu beachten:

- Referenzindex,
- Schätzverfahren,
- Rendite-Intervall,
- Länge der Schätzperiode.

Für die Wahl eines adäquaten Referenzindex kommen grundsätzlich mehrere Marktindizes in Frage. Folgt man dem bereits beschriebenen Marktmodell von Sharpe, dann sollte der verwendete Index möglichst alle existierenden Anlagealternativen umfassen. Dieser Forderung nach einer breiten Streuung ließe sich lediglich durch die Verwendung eines internationalen Aktienindex möglichst nahe kommen. In empirischen Untersuchungen wird allerdings häufig festgestellt, dass auch nationale Indizes für den jeweiligen Heimatmarkt gute Referenzindizes darstellen.<sup>89</sup> Die Verwendung eines möglichst breit angelegten aber dennoch nicht vollständig diversifizierten Indexes erscheint demzufolge für die praktische Schätzung von Betawerten durchaus als geeignetes Vorgehen.

Als zweiter Faktor wurde die Wahl eines geeigneten Schätzverfahrens zur Ermittlung der Betawerte genannt. Hier bietet sich die Methode der Kleinsten Quadrate (Ordinary Least Squares, OLS) als Standardverfahren der linearen Regressionsanalyse an. Bei empirischen Vergleichen des OLS-Schätzverfahrens mit der Generalized Least Squares (GLS) Methode können keine signifikanten Unterschiede hinsichtlich der Ergebnisse festgestellt werden.<sup>90</sup> Das Regressionsverfahren der OLS erweist sich auch im Vergleich mit anderen Methoden als geeignet. Wichtige Voraussetzungen für valide Schätzergebnisse sind das Fehlen von Autokorrelation und Heteroskedastizität bei den Störtermen, sowie eine annähernde Normalverteilung der Residuen.<sup>91</sup> Diese Voraussetzungen sollten für Stichproben der empirischen Daten gegeben sein.

Als weiterer Parameter beschreibt das Rendite-Intervall die Fristigkeit der verwendeten (täglichen, wöchentlichen etc.) Renditen. Die Veränderung des Rendite-Intervalls hat

---

<sup>89</sup> Vgl. z.B. für den europäischen Kapitalmarkt die Ergebnisse der Studie Drummen/Zimmermann (1992), S. 25.

<sup>90</sup> Vgl. für einen ausführlichen Vergleich unterschiedlicher Verfahren zur Schätzung von Betawerten die Untersuchung Zimmermann (1997), S. 207.

<sup>91</sup> Unter Autokorrelation versteht man den linearen Zusammenhang zwischen beobachteten Daten, die einen bestimmten zeitlichen Abstand zueinander aufweisen. Heteroskedastizität liegt vor, wenn die Varianz des Störterms keinen konstanten Wert aufweist. Das Vorliegen dieser beiden statistischen Phänomene sollte im Rahmen einer Datenanalyse untersucht werden, da dadurch die Regressionsergebnisse verzerrt werden können. Vgl. ausführlich zur Herleitung der genannten Annahmen Podig/Dichtl/Petersmeier (2000), S. 293-324.

von allen genannten Faktoren den größten Einfluss auf die Schätzung der Betawerte.<sup>92</sup> Vor allem bei der Untersuchung relativ illiquider Aktien treten Probleme hinsichtlich der Schätzung eines adäquaten Betafaktors auf, die unter dem Begriff Intervalling-Effekt in der Literatur bekannt sind.<sup>93</sup> Damit wird die systematische Änderung des Betafaktors in Abhängigkeit von dem zugrunde liegenden Rendite-Intervall bezeichnet.<sup>94</sup> Je illiquider der Handel in den untersuchten Aktientiteln ist, desto stärker ist dieser Effekt ausgeprägt.<sup>95</sup> Der genannte Effekt wird damit begründet, dass alle Aktien zwar in der Regel mindestens einmal täglich gehandelt werden, aber Aktientitel mit niedriger Marktkapitalisierung, die keine kontinuierliche Kursfeststellung aufweisen, auf das Eintreffen neuer Informationen nicht unmittelbar mit Kursänderungen reagieren können. Daher schlagen sich neue Informationen meist schneller in dem verwendeten Referenzindex nieder als in den einzelnen Aktientiteln.<sup>96</sup> Eine Verlängerung des Rendite-Intervalls vermindert die Verzerrung durch den Intervalling-Effekt. Allerdings lässt die Zuverlässigkeit der geschätzten Beta-Werte bei ansteigendem Rendite-Intervall infolge des abnehmenden Stichprobenumfangs stark nach.<sup>97</sup>

Um eine aussagefähige und zuverlässige Schätzung für die Betawerte zu erhalten, benötigt man eine Mindestanzahl von Beobachtungen. Die Anzahl der Beobachtungswerte wird neben dem Rendite-Intervall auch durch die Schätzperiodenlänge determiniert, die den gesamten Zeitrahmen für die betrachteten Daten absteckt. Eine Verlängerung der Schätzperiode bewirkt aufgrund des größeren Stichprobenumfangs c.p. eine zuverlässigere Schätzung, was sich in einem geringeren Standardfehler der Betawerte widerspiegelt.<sup>98</sup> Eine längere Schätzperiode führt aber lediglich dann zu einer erhöhten Stabilität der Schätzwerte, wenn in dem Beobachtungszeitraum keine Strukturbrüche auftreten. Dabei kann im allgemeinen von einem Strukturbruch gesprochen werden, wenn sich mindestens ein Parameter der Regressionsfunktion zu einem bestimmten Zeitpunkt sprunghaft verändert.<sup>99</sup> Eine zu lange Schätzperiode erhöht wiederum die Wahrscheinlichkeit von Strukturbrüchen und wirkt sich demzufolge negativ auf die Zuverlässigkeit der Schätzwerte aus.<sup>100</sup>

---

**92** Vgl. Zimmermann (1997), S. 206. Häufig wird deshalb die Auswirkung unterschiedlicher Rendite-Intervalle auf die Höhe der geschätzten Betafaktoren getestet. Vgl. z.B. die empirische Untersuchung von Wright et al. (2003) im Auftrag des britischen Energieregulierers Ofgem.

**93** Vgl. Thiele/Cremers/Robé (2000), S. 8.

**94** Dieser Effekt konnte bereits in vielen empirischen Untersuchungen nachgewiesen werden. Vgl. z.B. Zimmermann (1997), Frantzmann (1990), Smith (1978), Levhari/Levy (1977).

**95** Vgl. die erste Untersuchung mit diesem Ergebnis bei Scholes/Williams (1977). Dieser Effekt wird in der Literatur auch als Lawrence-Fisher-Effekt bezeichnet. Vgl. dazu Fisher (1966).

**96** Vgl. Thiele/Cremers/Robé (2000), S. 13-14.

**97** Diese Aussage gilt bei gegebener Länge der Schätzperiode.

**98** Vgl. Zimmermann (1997), S. 98 und S. 233-234.

**99** Vgl. Schneeweiß (1990), S.118. Bei bisherigen empirischen Untersuchungen kann das Vorliegen eines Strukturbruches oft mit politischen, gesamtwirtschaftlichen oder unternehmensspezifischen Ereignissen in Verbindung gebracht werden. Für einen Überblick der bisherigen Untersuchungen vgl. die Tabelle bei Zimmermann (1997), S. 216-217.

**100** Auf diese Problematik weist bereits Gonedes (1973), S. 416-417 hin. Vgl. auch Alexander/Chervany (1980), S. 128; Dimson/Marsh (1983), S. 772-773.

### 5.4.3 Exkurs: empirische Kurzstudie zur Abhängigkeit von Schätzzeitraum und Rendite-Intervall auf den ermittelten Betawert

Die in Kapitel 5.4.2 aufgeführten Besonderheiten bei der Schätzung von Betafaktoren sollen in diesem Kapitel am Beispiel aktueller Kapitalmarktdaten erläutert werden. Um den Rahmen der Arbeit nicht zu sprengen, werden dabei lediglich die wichtigen Einflussgrößen „Rendite-Intervall“ und „Länge der Schätzperiode“ am Beispiel der beiden liquiden Versorgeraktien RWE AG und E.ON AG unter Verwendung des DAX als Referenzindex betrachtet. Der Untersuchungszeitraum erstreckt sich über rund 10 Jahre.<sup>101</sup> Die Renditeberechnung erfolgt anhand logarithmierter Renditen.<sup>102</sup> Für die beiden Einzelaktien wurden ausschließlich Kurse verwendet, die bereits um Kapitalmaßnahmen bereinigt wurden. Ansonsten würden Kurssprünge, die ausschließlich aufgrund von Dividendenzahlungen oder Veränderungen des gezeichneten Kapitals erfolgen, zu einer Verzerrung der Schätzung führen. Die Schätzung wird mit der bereits angesprochenen Methode der Kleinsten Quadrate (Ordinary Least Squares, OLS) als Standardverfahren der linearen Regressionsanalyse durchgeführt. Als Ergebnis werden zunächst die Bestimmtheitsmaße ( $R^2$ ) und der jeweilige geschätzte Betawert für unterschiedliche Rendite-Intervalle über den gesamten Untersuchungszeitraum angeführt.

Die Verwendung unterschiedlicher Rendite-Intervalle hat dabei wesentlichen Einfluss auf die Güte der Schätzung ( $R^2$ ), die für das monatliche Intervall etwas höher ausfällt, sowie auf die Höhe des Betafaktors (Vgl. Tabelle 5-1)

Tabelle 5-1: Betawerte für Versorgeraktien im Zeitraum 1997 – 2006

Versorgeraktie	Rendite-Intervall	Betawert	$R^2$
E.ON	wöchentlich	0,5217	0,19
E.ON	monatlich	0,4271	0,23
RWE	wöchentlich	0,5675	0,21
RWE	monatlich	0,5811	0,30

Quelle: WIK.

In den beiden folgenden Tabellen wird die Schätzperiode in zwei kürzere Abschnitte unterteilt, um zu untersuchen, welche Auswirkungen dies auf das Bestimmtheitsmaß der Schätzung und die Höhe des Betafaktors hat. Als Ergebnis erhält man, dass bei kürzeren Zeiträumen die Vorteilhaftigkeit des monatlichen Rendite-Intervalls nicht mehr ganz eindeutig ist, wenngleich dies tendenziell aber noch der Fall ist. Bei einer Aufteilung in die beiden Zeiträume von jeweils rund fünf Jahren als Schätzperiode erhält man im Durchschnitt eine etwas bessere Schätzungsgüte der Regression von  $R^2 = 0,254$  im Ver-

<sup>101</sup> Aufgrund teilweise inkonsistenter Daten erstreckt sich der exakte Untersuchungszeitraum vom 1.7.1997-31.12.2006. Die Daten wurden von Bloomberg zur Verfügung gestellt.

<sup>102</sup> Logarithmierte Renditen besitzen im Vergleich zu diskreten Renditen Vorteile, wie z. B. Additivität der Ergebnisse einzelner Teilperioden. Daher werden sie bei empirischen Untersuchungen bevorzugt verwendet. Vgl. Zimmermann (1997), S. 55.



gleich zu  $R^2 = 0,233$ . Dieses Vorgehen wird auch in der Literatur empfohlen, um die Güte der Schätzung zu erhöhen.<sup>103</sup> So sind durchschnittliche Betawerte, die aus den Betas verschiedener Zeitreihen unter Verwendung eines Rendite-Intervalls gewonnen wurden, stabiler als einzelne Betas, die auf Basis lediglich einer längeren Zeitreihe je Rendite-Intervall berechnet wurden.<sup>104</sup>

Tabelle 5-2: Betawerte für Versorgeraktien, Teilperiode 1 (1997 – 2001)

Versorgeraktie	Rendite-Intervall	Betawert	R <sup>2</sup>
E.ON	wöchentlich	0,5231	0,17
E.ON	monatlich	0,4035	0,16
RWE	wöchentlich	0,5424	0,17
RWE	monatlich	0,4285	0,18

Quelle: WIK.

Tabelle 5-3: Betawerte für Versorgeraktien, Teilperiode 2 (2002 – 2006)

Versorgeraktie	Rendite-Intervall	Betawert	R <sup>2</sup>
E.ON	wöchentlich	0,5246	0,25
E.ON	monatlich	0,4499	0,33
RWE	wöchentlich	0,6064	0,31
RWE	monatlich	0,7295	0,46

Quelle: WIK.

Diese exemplarischen Ergebnisse sollen zeigen, dass eine Beta-Schätzung immer unter Beibehaltung des gleichen Rendite-Intervalls, aber unter Berücksichtigung mehrerer unterschiedlicher Zeiträume durchgeführt werden sollte, um anhand von Durchschnittswerten stabile Schätzungen zu erhalten. Als wichtiges Kriterium gilt dabei die Präferenz für eine hohe Schätzgüte, anstatt lediglich die Veränderung des Betafaktors zu beachten.

#### 5.4.4 Zusammenhang zwischen systematischem Risiko und der Kapitalstruktur eines Unternehmens

Das CAPM beinhaltet unmittelbare Implikationen, die im Rahmen der Unternehmensfinanzierung eine wichtige Rolle spielen. So kann dieses Modell auch bei der Fragestellung eingesetzt werden, welchen Einfluss die Wahl des Verschuldungsgrades (leverage) auf die Kapitalkosten hat. Unter den Annahmen des CAPM lässt sich somit glei-

<sup>103</sup> Vgl. Zimmermann (1997), S. 258, der längerfristige Schätzperioden, die über fünf Jahre hinausgehen für kein optimales Verfahren hält, da sie mit hohen Prognosefehlern verbunden sind

<sup>104</sup> Vgl. Zimmermann (1997), S. 256.

chermaßen das Irrelevanztheorem der Kapitalstruktur von Modigliani/Miller (1958) abbilden. Die Schlussfolgerungen dieses Theorems besagen, dass an einem vollkommenen Kapitalmarkt die Investitions- und Finanzierungsentscheidungen getrennt voneinander betrachtet werden können. Dadurch lässt sich das Risiko des Eigenkapitalgebers in das Kapitalstrukturrisiko (*financial risk*, *leverage risk* oder *gearing*) und das Geschäftsrisiko (*operating risk*) aufteilen.<sup>105</sup> Bereits in Kapitel 5.2 wurde gezeigt, dass die vom Aktionär verlangte Anlagerendite gleichzeitig die relevanten (Eigen-) Kapitalkosten für ein Unternehmen darstellt. Bei einem unverschuldeten Unternehmen, das somit zu 100% mit Eigenkapital finanziert ist, entspricht das Beta des Gesamtunternehmens dem Wert für das „operating Beta“, das auch häufig als „equity Beta“ ( $\beta_e$ ) bezeichnet wird und somit dem Betawert für das Eigenkapital ( $\beta_{EK}$ ). Geht man jedoch von einem verschuldeten Unternehmen aus und unterstellt gleichzeitig, dass es sich um risikoloses Fremdkapital handelt, so lässt sich die Höhe des equity Beta wie folgt bestimmen:<sup>106</sup>

$$(5-11) \quad \beta_e = \beta_a \left( 1 + \frac{FK}{EK} \right)$$

Der in obiger Gleichung verwendete Betafaktor  $\beta_a$  (a steht für „asset“) entspricht dabei dem Beta einer Aktie mit dem identischen Geschäftsrisiko, welches jedoch um das Kapitalstrukturrisiko bereinigt wurde. Geht man demnach zunächst von einem risikolosen Zinssatz für das Fremdkapital aus, so besteht ein positiver Zusammenhang zwischen dem equity-Beta und dem Verschuldungsgrad. Im Vergleich zu einem rein eigenfinanzierten Unternehmen fällt die Risikoprämie mit zunehmender Fremdfinanzierung höher aus, was in einem Ansteigen des Betafaktors zum Ausdruck kommt. Bereinigt man daher den Betafaktor eines fremdfinanzierten Unternehmens um diesen Effekt, so kann der isolierte Einfluss des Kapitalstrukturrisikos unter den bereits genannten Annahmen ermittelt werden. Erhöht in Gleichung (5-11) ein Unternehmen seinen Fremdfinanzierungsanteil z.B. um die Hälfte, also etwa von 50% auf 75% (gemessen am Gesamtkapital), dann verdoppelt sich dadurch der Betafaktor, z.B. von 0,8 auf 1,6, was eine Steigerung der Eigenkapitalkosten zur Folge hat. Somit bestimmt die Gestaltung der Kapitalstruktur direkt die Eigenkapitalkosten der Unternehmung. Die Höhe des Aktionärsvermögens hingegen bleibt gleich, da die gestiegene Eigenkapitalrendite lediglich eine Entschädigung für das zusätzlich eingegangene finanzielle Risiko darstellt und von den Eigentümern entsprechend neutralisiert werden kann.<sup>107</sup>

<sup>105</sup> Vgl. z.B. Schmidt/Terberger (1996), S. 159 f.

<sup>106</sup> Vgl. für diese Art der Darstellung z.B. Drukarczyk (1998), S. 260. Unter Berücksichtigung steuerlicher Effekte nimmt die Formel folgende Gestalt an:

$$\beta_e = \beta_a \left( 1 + (1-s) \frac{FK}{EK} \right); \text{ mit } s = \text{Steuersatz.}$$

<sup>107</sup> In dem geschilderten Beispiel kann ein Anleger, der vor der Veränderung der Kapitalstruktur zwei Aktien besaß, eine dieser Aktien verkaufen und das freigesetzte Kapital zum risikolosen Zinssatz anlegen. Dadurch würden das Risiko und die erwartete Rendite seines Portfolios konstant bleiben. Dies gilt allerdings nur unter der Bedingung, dass sich die Renditeerwartung der Aktienanlage aufgrund der veränderten Kapitalstruktur tatsächlich verdoppelt.

Auch unter der Annahme risikobehafteten Fremdkapitals mit  $\beta_{FK} > 0$ , welches einen niedrigeren Betawert als das Eigenkapital aufweist, steigt der Wert für  $\beta_e$  mit zunehmendem Verschuldungsgrad an. Dies gilt umso stärker, je niedriger der Wert für  $\beta_{FK}$  ist.<sup>108</sup>

$$(5-12) \quad \beta_e = \beta_a \left( 1 + \frac{FK}{EK} \right) - \beta_{FK} \frac{FK}{EK} = \beta_a + (\beta_a - \beta_{FK}) \frac{FK}{EK}$$

Die empirische Relevanz des beschriebenen positiven Zusammenhangs zwischen dem Beta des Eigenkapitals und dem Verschuldungsgrad wurde bereits vielfach im Rahmen von Kapitalmarktstudien überprüft. Für US-amerikanische Aktien kann dabei das positive Vorzeichen des Wirkungszusammenhangs weitestgehend bestätigt werden.<sup>109</sup> Studien, die den deutschen Kapitalmarkt als Untersuchungsgegenstand haben, kommen dagegen zu keinem signifikanten Ergebnis, welches das Vorliegen eines positiven Zusammenhangs stützen könnte bzw. weisen teilweise sogar eine negative Beziehung zwischen den genannten Größen aus.<sup>110</sup>

In der Unternehmensrealität liegen Abweichungen vom zugrunde liegenden Modell des vollkommenen Kapitalmarktes vor, die dazu führen, dass die Beziehungen aus den oben angeführten Gleichungen nicht eindeutig anzutreffen sind bzw. es auch zwischen den einzelnen Ländern hier Unterschiede bezüglich der Gültigkeit dieses von der Theorie propagierten Zusammenhangs gibt. So ist ein wichtiger Unterschied darin zu sehen, dass in der Realität die Wirkung von Steuern eine wesentliche Rolle spielt, was zumindest z. T. die Differenzen der Ergebnisse internationaler empirischer Untersuchungen erklären kann. Ein relevanter Faktor ist dabei in der unterschiedlichen Behandlung von Eigen- und Fremdkapital durch das deutsche Steuerrecht zu sehen (Vgl. Kapitel 5.5). In einer Erweiterung des Modells kann gezeigt werden, dass, im Gegensatz zum ursprünglichen Ansatz von Modigliani/Miller, durch Fremdkapitalaufnahme der Unternehmenswert erhöht werden kann, da die Fremdkapitalzinsen von der Steuerbemessungsgrundlage in Abzug gebracht werden können. Demnach besitzt ein verschuldetes Unternehmen im Vergleich zu einem unverschuldeten Unternehmen einen Steuervorteil. Der Barwert dieses Steuervorteils über den gesamten Betrachtungszeitraum wird auch als „tax shield“ bezeichnet. Auch nach dieser Modifikation verbleibt ein positiver Zusammenhang, auch wenn die Steuereffekte sich in der tatsächlichen unternehmerischen Praxis wesentlich komplexer darstellen.

Ein weiteres Problem ist auch darin zu sehen, dass für das Fremdkapital gewöhnlich keine Marktwerte erhältlich sind, weshalb bei empirischen Analysen auf die Verwendung von Buchwerten zurückgegriffen werden muss, was zu divergierenden Ergebnis-

<sup>108</sup> Vgl. z.B. Becker (2000), S. 77.

<sup>109</sup> Vgl. für einen Überblick bisher durchgeführter empirischer Studien Hachmeister (1995), S. 214.

<sup>110</sup> Vgl. dazu die Studien Bauer (1992), Müller (1992), Steiner/Bauer (1992), Pfennig (1993), Zimmermann (1994), Rudolph/Zimmermann (1997).

sen führen kann. Zudem ist in Gleichung (5-12) eine *Zeitpunkt*betrachtung des Verschuldungsgrads enthalten, wohingegen das Beta des Eigenkapitals über einen *Zeitraum* geschätzt wird. Dadurch wird nicht berücksichtigt, dass zeitliche Änderungen des Eigenkapitals sich wiederum in Änderungen des Verschuldungsgrades niederschlagen und somit möglicherweise zu Verzerrungen bei der Schätzung führen. Außerdem muss in der Realität die Annahme eines vollkommenen Kapitalmarktes aufgegeben werden und somit ist die Irrelevanz der Kapitalstruktur nicht mehr gegeben. Dadurch ist ein Unternehmen in der Praxis nicht völlig indifferent zwischen Fremdkapital und Eigenkapital als Finanzierungsquellen. Dieses Thema wird im Rahmen der durch die NEVen vorgegebene maximale Verschuldungsquote in Kapitel 5.7.1 thematisiert.

## 5.5 Berücksichtigung von Steuern bei der Berechnung der Kapitalkosten

Bisher wurde bei der Darstellung der Eigenkapitalrendite die Frage des theoriegeleiteten Umgangs mit steuerlichen Größen ausgeklammert. In diesem Abschnitt wird deshalb zunächst grundsätzlich auf dieses Thema eingegangen. So soll aufgezeigt werden, dass im Gegensatz zur aktuellen Praxis der Entgeltgenehmigungsverfahren die konsequente Verfolgung eines wettbewerblichen Ansatzes die Berücksichtigung der Besteuerung als Komponente der Kapitalrendite beinhalten sollte. Diese Verzinsung ist in einem integrierten Ansatz auf eine Kapitalbasis zu beziehen, die wettbewerbsanalog gebildet und bewertet wurde. Dabei wird die Perspektive eines Kapitalgebers eingenommen, der unter Berücksichtigung steuerlicher Effekte eine adäquate Renditeerwartung für sein investiertes Kapital besitzt.

Zunächst soll der grundsätzliche Zusammenhang aufgezeigt werden, wie Steuern an einem Kapitalmarkt auf die Verzinsung des Eigen- und Fremdkapitals wirken. Derartige Steuern auf Entgelte für das eingesetzte Kapital müssen vom Unternehmen zunächst erwirtschaftet und abgeführt werden, bevor die verbleibenden Erlöse den Kapitalgebern zufließen. Dies gilt sowohl für Steuern auf Zinsen wie auf den Gewinn. Sie wirken sich somit auf die Höhe der Kapitalkosten aus. Da Zinsen und Gewinne allerdings systematisch unterschiedlich besteuert werden, ist die Wirkung auf den Kapitalkostensatz zwangsläufig ebenfalls unterschiedlich.<sup>111</sup> Zweck dieses Abschnittes ist es aufzuzei-

---

<sup>111</sup> Dies gilt selbst dann, wenn die effektive Besteuerung an der Grenze den gleichen Wert annimmt. So führt das Halbeinkünfteverfahren in Deutschland dazu, dass aus Sicht eines Anlegers die effektive Steuerlast von Zinseinkünften (Anleger ist FK-Geber) und Einkünften aus Kapitalbeteiligungen (Anleger ist EK-Geber) gleich groß ist. Dies bedeutet aber nicht, dass daher auch die Renditeforderungen der Anleger bezüglich beider Anlageformen gleich hoch sein müssen. Im Gegenteil werden die Teilhaber im Regelfall eine höhere EK-Rendite fordern, da es sich hierbei um ein Residualeinkommen handelt, das folglich einem nicht unwesentlichen Ausfallrisiko unterliegt. Im Gegensatz dazu stellen Zinseinkünfte viel stärker Kontrakteinkommen dar, d.h. sie werden bevorzugt bedient und sind meist dinglich besichert. Zur Begriffserläuterung sei erwähnt, dass die Faktoreinkommen in Kontrakteinkommen, die durch Vertrag im Voraus festgelegt sind (z.B. Lohn oder Gehalt), und Residualeinkommen, die sich zum Schluss eines Rechnungszeitraums als Restgröße ergeben (z.B. Unternehmensgewinn), unterschieden werden können.

gen, wie durch die Besteuerung der Kapitalkostensatz konkret umgeformt wird und welche Implikationen sich daraus ergeben.

Wie bereits in Kapitel 5.2 im Rahmen des WACC erläutert wurde, setzt sich der von einem Unternehmen bei der Durchführung einer Investitionsentscheidung erwartete Zinssatz  $r$  aus einem gewichteten Mittel aus Eigen- und Fremdkapitalzins zusammen.<sup>112</sup> Vom Unternehmen sind jedoch zusätzlich zu den Renditeforderungen der Kapitalgeber gleichfalls Steuern vom Ertrag zu erwirtschaften, d.h. sowohl die Gewerbe- wie die Körperschaftssteuer. Die Bemessungsgrundlage für die Gewerbebesteuer ist der Gewerbeertrag<sup>113</sup>, bei der Körperschaftsteuer dient hingegen das zu versteuernde Einkommen der Kapitalgesellschaft als Bemessungsgrundlage. Ausgangsbasis für dessen Ermittlung ist dabei der Gewinn aus der Steuerbilanz.

Die Gewerbebesteuer wird auf den Gewinn vor Steuern ( $EBT$ ) sowie auf 50 % der Fremdkapitalzinsen erhoben, die Körperschaftssteuer dagegen auf den  $EBT$  nach Abzug der Gewerbebesteuer. Diese Zusammenhänge werden in den unten aufgeführten Gleichungen abgebildet:

$$(5-13) S_G = s_G (EBT + 0,5r_{FK}fKB) \text{ und}$$

$$(5-14) S_{KS} = s_{KS} (EBT - fKB - S_G)$$

mit:

$S_G, S_{KS}$  = Betrag der Gewerbe- bzw. Körperschaftssteuer,

$s_G, s_{KS}$  = Steuersätze der Gewerbebesteuer bzw. Körperschaftsteuer einschließlich Solidaritätszuschlag

$KB$  = Kapitalbasis (wird mit Fremdkapital- und Eigenkapitalzinsen bedient)

$f$  = Anteil des Fremdkapitals am Gesamtkapital

Zu beachten ist, dass bei Kapitalgesellschaften die Abzugsfähigkeit der Gewerbebesteuer von sich selbst berücksichtigt werden muss.<sup>114</sup> Wird nun unter Berücksichtigung der Steuerfunktionen (5-13) und (5-14) die Bestimmungsfunktion für  $r$  abgeleitet so ergibt sich:

---

<sup>112</sup> Die folgende Analyse basiert auf den Berechnungen in Neu (2001).

<sup>113</sup> Der Ausgangspunkt für die Berechnung des Gewerbeertrags einer Kapitalgesellschaft (die im folgenden als Ausgangsbasis der Untersuchung angenommen wird) ist das zu versteuernde Einkommen bzw. der Gewinn vor Steuern. Durch „Hinzurechnungen“ (§ 8 GewStG) und „Kürzungen“ (§ 9 GewStG) erhält man den Gewerbeertrag. Eine wichtige Position der Hinzurechnungen ist in Zinsen aus langfristig zur Verfügung stehendem Fremdkapital zu sehen. Diese kommen bei der Berechnung der Bemessungsgrundlage lediglich zur Hälfte zum Ansatz.

<sup>114</sup> Dies führt zu folgender Formel:  $s_G = 0,05 \cdot h / [1 + (0,05 \cdot h)] \cdot GE$  mit  $h$  = Gewerbebesteuerhebesatz der jeweiligen Gemeinde und  $GE$  = Gewerbeertrag.

$$(5-15) \quad r = \left[ \frac{(1-f)r_{EK} + [1 - s_{KS}(1 - 0,5s_G) - 0,5s_G]fr_{FK}}{1 - s_{KS}(1 - s_G) - s_G} \right]$$

Obige Gleichung lässt sich leichter analysieren, setzt man  $s_{EBT} = s_{KS} + s_G(1 - s_{KS})$  und zerlegt die rechte Seite in die beiden folgenden Komponenten:

$$(5-16) \quad r = fr_{FK}[1 + 0,5s_G(1 - s_{KS})/(1 - s_{EBT})] + (1-f)r_{EK}/(1 - s_{EBT})$$

Bezüglich der Fremdkapitalzinsen wurde davon ausgegangen, dass ausschließlich Dauerschulden vorliegen und diese somit zu 50 % der Bemessungsgrundlage für die Gewerbeertragsteuer hinzugerechnet werden. Im Rahmen der Körperschaftsteuer wird diese Position als Betriebsausgabe von dem ermittelten Einkommen abgezogen. Daraus folgt eine Steuerwirkung, die sich aus einer Gewerbesteuerquote ( $s_G$ ) von 17,763 % und einer Körperschaftssteuerquote plus Solidaritätszuschlag ( $s_{KS}$ ) von insgesamt 26,375 % zusammensetzt<sup>115</sup>.

Der Gewinn, d.h. die Rendite auf das Eigenkapital, ist gewerbesteuerpflichtig sowie - nach Abzug der Gewerbesteuerzahllast - körperschaftsteuerpflichtig. Entsprechend dem auf den EBT durchgerechneten Steuersatz [ $s_{EBT} = s_{KS} + s_G(1 - s_{KS})$ ] von 39,5 % ergibt sich eine um den Faktor  $1/(1 - 0,395)$ , d.h. um 65,3 % höhere Eigenkapitalrendite im Vergleich zu einer Situation ohne die Berücksichtigung steuerlicher Effekte.

In einem weiteren Schritt muss allerdings noch Berücksichtigung finden, dass im gewählten Beispiel eine vollständige Gewinnausschüttung durch das Unternehmen unterstellt wird. In der Realität werden Gewinne aber zumindest teilweise einbehalten, was langfristig zu einer Wertsteigerung der Unternehmensanteile führt. Auf der Basis des aktuell gültigen Steuerrechts kann ein Anleger, der seine Aktien erst nach einer einjährigen Haltedauer veräußert, diesen Ertragsanteil steuerfrei vereinnahmen, was sich in einer um diesen Vorteil geringeren Renditeforderung niederschlägt.

Wird z.B. die Annahme getroffen, dass ein Unternehmen lediglich ein Viertel seiner Erträge ausschüttet und dreiviertel thesauriert, so verändern sich die geforderten Nachsteuerrenditen, da rationale Anleger die Anteilsscheine ausreichend lange halten, um in den Genuss des steuerbefreiten Ertrages zu gelangen. Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass die Anleger ihre Renditeforderung wegen des Steuervorteils auf 70 % der Größe ohne Steuervorteil reduzieren. Bezüglich der Dividende wird die Renditeforderung um 12,5 % zurückgenommen und beträgt nunmehr 87,5 % der vorherigen Sätze. Der Faktor für die verbleibende Renditeforderung mit Steuerfreiheit beträgt in diesem Fall  $(0,25 \cdot 0,875) + (0,75 \cdot 0,7) = 0,74375$  und fällt damit um 25,625 % niedriger aus als bei Vernachlässigung dieses Effektes. Folglich fällt auch die Vorsteuerrendite, die

---

<sup>115</sup> Der Satz für Körperschaftsteuer ist Stellungnahmen entnommen, die der Bundesnetzagentur vorliegen und dem Verfasser bekannt sind. Der angesetzte Gewerbesteuersatz gilt durchschnittlich für Kapitalgesellschaften, die immer einer Steuermesszahl von 5 % unterworfen sind, wobei von einem bundesdurchschnittlichen Gewerbesteuerhebesatz im Jahr 2004 von 432 % ausgegangen wird.

notwendig ist, um unter dem bestehenden Steuerrecht und den gemachten Annahmen die Kapitalanleger zu befriedigen. Die Operation mit  $0,74375 \cdot 1,653$  ergibt dann den Faktor 1,229. Diese Berechnung geht davon aus, dass sowohl die Körperschaftsteuer als auch die Gewerbesteuer nicht über Positionen der G+V erfasst werden, was sich zwingend aus dem vorwärts gerichteten Ansatz ergibt, bei dem Kapitalerträge ebenfalls planerische Größen sind. Im Falle einer in Zukunft geplanten Aufhebung der Spekulationsfrist und der Besteuerung sämtlicher Kursgewinne müsste diese Änderung bei der Berechnung des Zinssatzes berücksichtigt werden.<sup>116</sup>

Im Rahmen der weiter oben vorgenommenen Berechnungen werden insbesondere die Auswirkungen steuerlicher Erwägungen auf die Höhe des Eigenkapitalzinses sichtbar. Deshalb werden in Tabelle 5-4 nochmals zusammenfassend die quantitativen Auswirkungen des Steuerfaktors, der die Einflüsse von Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer sowie der Einkommensteuereinsparung berücksichtigt, exemplarisch anhand des in der NEV Strom angegebenen Nominalzinses von 7,91% für Neuanlagen aufgeführt.<sup>117</sup>

Tabelle 5-4: Annahmen und beispielhafte Auswirkungen des Steuerfaktors auf die Berechnung des Eigenkapitalzinses

nominaler EK-Zins auf Basis NEV	kalkulatorischer Gew.-Steuersatz	kalkulatorischer KöSt-Steuersatz	Renditeminderung durch Steuervorteil	daraus sich ergebender Steuerfaktor	korrigierter EK-Zins
7,91%	17,8%	26,4%	30%	1,229	9,72%

Quelle: WIK.

Abschließend sollen die wesentlichen Argumente für die oben vorgenommene Berücksichtigung der Besteuerung (insbesondere die Körperschaftsteuer) als Komponente der Kapitalrendite angeführt werden. Zunächst müssen Steuern auf die Rendite für das eingesetzte Kapital vom Unternehmen erwirtschaftet und abgeführt werden, bevor die dann verbleibenden Erlöse den Kapitalgebern zukommen können. Werden für diesen Schritt jedoch die einzelnen steuerlichen Positionen in Höhe ihres Ausweises in der Gewinn- und Verlustrechnung der Bilanz berücksichtigt, so beeinflussen steuer- und handelsbilanzielle Erwägungen der Unternehmen die Höhe der Besteuerungsansätze und werden unkorrigiert in die Kostenrechnung übernommen. In einem stringent wettbewerblichen Ansatz hingegen bildet nicht der durch historische Kosten und Erwägungen geprägte Bilanzwert sondern ein wettbewerbsanaloger Kapitalstock die Bezugsbasis für steuerliche Einflussgrößen. Deshalb sollte dieser Wert kalkulatorisch ermittelt

<sup>116</sup> Aktuell ist von der Regierungskoalition geplant, ab 2009 eine generelle Abgeltungssteuer auf Aktienkursgewinne einzuführen.

<sup>117</sup> Das Rechenbeispiel geht lediglich aus Praktikabilitätsgründen von dem in der Verordnung vorgegebenen nominalen Zinssatz für Neuanlagen im Stromsektor aus. Damit soll jedoch keine Aussage über die Angemessenheit des Zinssatzes im Rahmen der aktuell noch bestehenden Kostenprüfungen gemacht werden.

werden und verliert demzufolge auch den direkten Kontext zu steuerbilanziellen Angaben der Netzbetreiber. Die Vorteile bei der Verwendung externer Größen sind somit in der Orientierung an einem effizienten Vergleichsniveau zu sehen sowie in der Tatsache, dass innerhalb der Regulierungsperiode mit konsistenten Werten gerechnet werden kann. Die tatsächlich entstehende Steuerlast kann in der Realität höher oder niedriger im Hinblick auf die jeweiligen Steuerarten sein.

## 5.6 Exkurs: Die Berechnung von Kapitalkosten am Beispiel des niederländischen Regulierungsregimes

In ausländischen Regulierungsregimes des Energiesektors sowie für andere Branchen wird für die Berechnung der Kapitalkosten vorwiegend der bereits beschriebene WACC-Ansatz herangezogen. Für eine Ermittlung des WACC sind generell fünf Parameter notwendig, um die gesamten Kapitalkosten zu bestimmen. Drei davon sind Parameter des Kapitalmarktes. Es sind dies

- der Parameter, der das inhärente Geschäftsrisiko des Unternehmens misst und allgemein durch das asset Beta ausgedrückt wird. Der Wert des asset Beta ergibt sich aus dem Geschäftsfeld und kann durch das Unternehmen selbst nicht beeinflusst werden.
- der risikofreie Zinssatz, der sich als Rendite auf die Investition in eine vollkommen risikofreie Anlage ergibt.
- die Marktrisikoprämie, die das durchschnittliche Risiko des Marktportfolios der auf dem Kapitalmarkt gehandelten Unternehmenspapiere wiedergibt. Sie ist definiert als Differenz zwischen der durchschnittlichen Rendite auf dieses Marktportfolio und dem risikofreiem Zinssatz, wird aber als eigenständige Variable betrachtet.

Sieht man von Steuern und Fremdkapitalfinanzierung (zu denen die beiden verbleibenden Parameter gehören) ab, würden sich die Kapitalkosten als Summe aus risikofreiem Zinssatz plus dem Produkt aus Marktrisikoprämie und Asset Beta ergeben.

In der Regulierungspraxis erfolgt meist die Vorgabe einer Spannweite von Werten (in Tabelle 5-5 als „Low case“ und „High case“ bezeichnet) durch den Regulierer, innerhalb derer dann der tatsächliche Wert festgelegt wird. Die Spannweite wird dabei durch empirische Analysen oder Expertenschätzungen ermittelt. Sind bestimmte Werte vorgegeben, wie z.B. der Verschuldungsgrad (gearing) in Tabelle 5-5, so kommt lediglich ein Wert zur Anwendung. Das unten aufgeführte Beispiel aus der niederländischen Regulierungspraxis wurde aufgrund seiner Aktualität und der analogen Herangehensweise zu dem britischen Regulierer Ofgem ausgewählt, welches häufig in der einschlägigen Literatur zitiert wird. In Tabelle 5-5 werden zunächst der risikolose Zins (nominal risk free rate) zuzüglich eines Risikoaufschlages (Debt premium) als Position für die Fremdkapitalkosten (Cost of debt) zusammengefasst. Die Eigenkapitalkosten (Cost of equity)



spiegeln sich zunächst in der Höhe des equity beta nieder, welches das systematische Risiko des Netzgeschäftes widerspiegelt. Dieses systematische Risiko wird nun, wie bereits in Kapitel 5.4.4 beschrieben, um den Einfluss des Kapitalstrukturrisikos (gearing) bereinigt, wodurch man das so genannte „asset beta“ erhält.

Tabelle 5-5: Bestandteile des WACC für die Verteilnetze Gas und Strom des niederländischen Regulierers DTE

Components	Low case	High case
Nominal risk-free rate	3.8%	4.3%
Debt premium	0.8%	0.8%
<b>Cost of debt</b>	<b>4.6%</b>	<b>5.1%</b>
Equity risk premium	4.0%	6.0%
Asset beta	0.23	0.36
Equity beta	0.47	0.74
<b>Cost of equity</b>	<b>5.7%</b>	<b>8.7%</b>
Gearing	60%	60%
Tax rate	30%	30%
<b>Nominal pre-tax WACC</b>	<b>6.0%</b>	<b>8.1%</b>
Inflation	1.25%	1.25%
<b>Real pre-tax WACC</b>	<b>4.7%</b>	<b>6.7%</b>

Quelle: Frontier Economics (2005), S. 56.

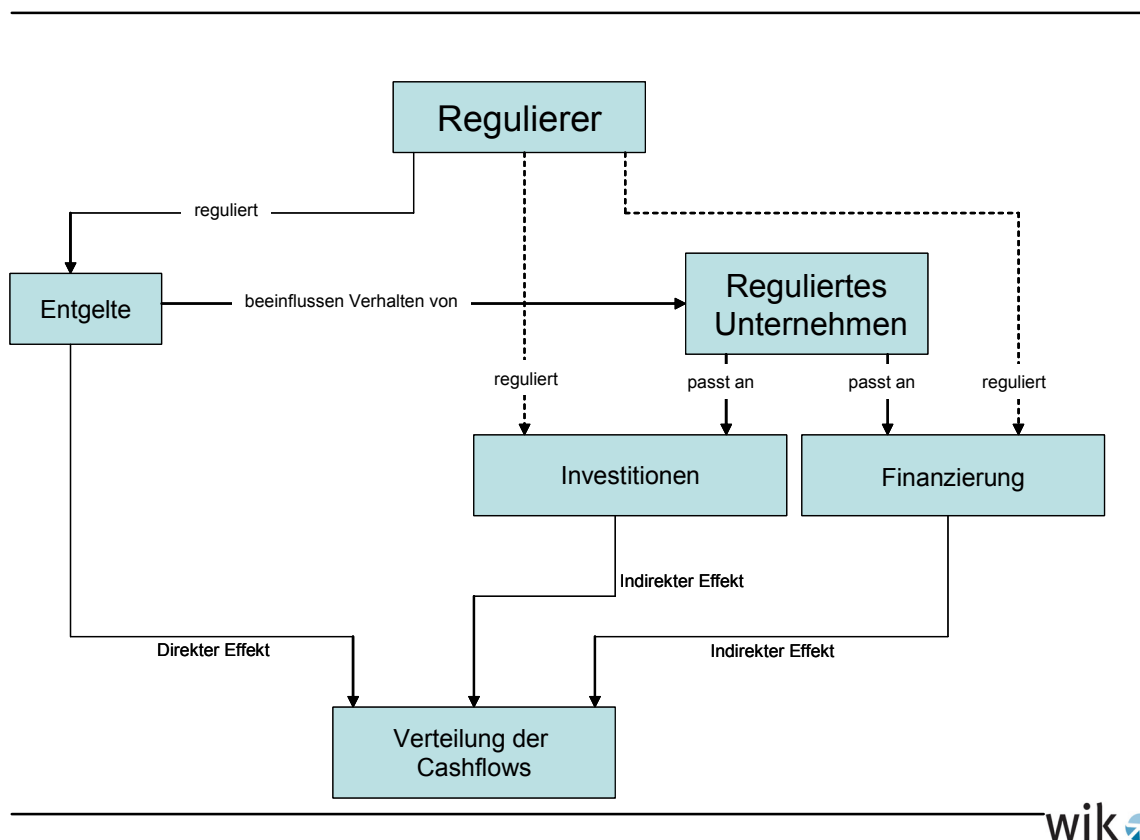
Unter Berücksichtigung des Verschuldungsgrades, der in diesem Fall mit 60% vorgegeben ist, sowie des relevanten Steuersatzes (Tax rate), kann zunächst der Wert für den nominalen WACC vor Steuern (nominal pre-tax WACC) errechnet werden, aus dem sich dann nach Abzug der erwarteten Inflationsrate der Wert für den realen WACC vor Steuern ergibt (Real pre-tax WACC).

## 5.7 Mögliche Auswirkungen des Regulierungsregimes auf das Risiko im Rahmen der Kapitalkostenbewertung

Eine Regulierung der Energienetze sollte auf lange Sicht das Ziel beinhalten, den nicht vorhandenen Wettbewerb in diesen natürlichen Monopolen anhand eines adäquaten regulatorischen Rahmens herzustellen. Je nach Ausgestaltung der Bedingungen können dadurch - ebenso wie in nicht regulierten Bereichen - für die Netzbetreiber unterschiedliche Ausprägungen des Risikos entstehen. Im folgenden werden zunächst die beiden unterschiedlichen Erklärungsansätze in der Literatur dargestellt. Der erste Ansatz beschäftigt sich mit den Auswirkungen des Regulierungsregimes auf das systematische Risiko, der zweite mit der Möglichkeit des Entstehens von asymmetrischen Risikoprofilen, die ein Regulierungsregime zur Folge haben kann. Diese beiden diskutierten Effekte wären dann entsprechend bei einem Ansatz der Kapitalkosten zu berücksichtigen.

gen. In Abbildung 5-3 ist als Überblick der direkte und indirekte Einfluss dargestellt, den die Ausgestaltung des Regulierungsrahmens auf das Risiko eines Unternehmens, ausgedrückt durch die Volatilität der cash-flows, hat. Dies wirkt sich dabei sowohl auf zukünftige Investitionen als auch auf die Finanzierungsseite aus.

Abbildung 5-3: Übertragungsweg regulatorischer Maßnahmen auf das Risiko eines regulierten Unternehmens



Quelle: leicht modifiziert nach Pedell (2006), S.44.

### 5.7.1 Herleitung des Risikobegriffs

In diesem Abschnitt soll zunächst einleitend ein kurzer Abriss zu in der Literatur verbreiteten Definitionen des Risikobegriffes gegeben werden. Als Oberbegriff für eine Situation, in der ein Abweichen von erwarteten Werten in positiver oder negativer Richtung möglich ist, wird generell die Bezeichnung Unsicherheit (synonym dazu: Risiko *im weiteren Sinn*) verwendet. Dabei werden zwei Unterarten der Unsicherheit differenziert: die Situation der Ungewissheit, bei der keine Kenntnis über Wahrscheinlichkeiten für das mögliche Eintreten zukünftiger Umweltzustände existiert, und das Risiko (auch Risiko *im engeren Sinn* genannt). Letzteres zeichnet sich dadurch aus, dass dem Entschei-

Träger messbare (objektive oder subjektive) Wahrscheinlichkeiten für das Eintreten möglicher Ereignisse vorliegen.<sup>118</sup> Objektive Wahrscheinlichkeiten werden aus empirischen Häufigkeitsverteilungen ermittelt, was durch kombinatorische Rechenoperationen oder auf der Basis vorhandener statistischer Daten geschehen kann. Im Gegenzug dazu werden subjektive Wahrscheinlichkeiten aus persönlichen Erfahrungen und Überlegungen gewonnen, die in numerische Werte transferiert und ebenso zur Beurteilung von Eintrittswahrscheinlichkeiten bestimmter Zustände verwendet werden können. Der letztgenannte Risikobegriff im engeren Sinne wird auch im weiteren Verlauf der Arbeit verwendet.<sup>119</sup> Des Weiteren bietet sich auch eine Trennung in die Begriffe Geschäftsrisiko (operating risk) und Kapitalstrukturrisiko (financial risk) an, wie dies bereits bei der Darstellung des CAPM in Kapitel 5.4.4 ausgeführt wurde.

Eine andere Definition des Risikos ist mit dem betriebswirtschaftlich geprägten Begriff der kalkulatorischen Wagniszuschläge verbunden.<sup>120</sup> Der Begriff des Wagnisses umfasst ausschließlich die negative Abweichung von einem erwarteten Wert. Dem Wagnis stehen somit entsprechende Gewinnchancen gegenüber. Jede betriebliche Tätigkeit ist mit Wagnissen verbunden und kann zu Schadensfällen und Verlusten führen, die sich in ihrer Höhe und in ihrem Zeitpunkt nicht vorhersehen lassen. Die betriebswirtschaftliche Kostenrechnung unterscheidet dabei weiter das allgemeine Unternehmerrisiko von speziellen Einzelwagnissen. Die Einzelrisiken beziehen sich nur auf einzelne Betriebsbereiche, einzelne Kostenstellen oder betriebliche Leistungen bzw. Funktionen. Dagegen betrifft das allgemeine Unternehmerrisiko die Entwicklung des Gesamtbetriebes und ist folglich wesentlich schwerer zu erfassen. Letzteres wird in der betrieblichen Kosten- und Erlösrechnung daher nicht als Kosten angesetzt, sondern ist aus dem Gewinn zu decken.<sup>121</sup> Die speziellen Wagnisse wirken sich nicht unmittelbar auf die Gesamtentwicklung des Betriebes aus, sondern lassen sich aufgrund von Erfahrungszahlen oder versicherungstechnischen Überlegungen in ihrem Ausmaß abschätzen. Soweit sie nicht durch den Abschluss von Versicherungen gedeckt sind, werden kalkulatorische Wagniszuschläge als Selbstversicherung in die Gemeinkosten eingerechnet.

Im sogenannten Teag-Urteil<sup>122</sup> des OLG Düsseldorf wurde der Risikobegriff in der gleichen Art und Weise verwendet. Dort wurde festgestellt, dass die TEAG (Thüringische Energie AG) berechtigt sei, einen sog. Wagniszuschlag in die Kalkulation ihrer Netznut-

---

<sup>118</sup> Vgl. z.B. Bamberg / Coenenberg (2000), S. 77.

<sup>119</sup> Im Falle des Risikos wird immer auf die Situation vor dem Eintritt des relevanten Ereignisses (ex ante) abgestellt, da ex post mit Sicherheit festgestellt werden kann, welche Ausprägung das relevante Merkmal hat.

<sup>120</sup> Vgl. z. B. Wöhe (1986) S. 1155

<sup>121</sup> Zum allgemeinen Unternehmerrisiko gehören z. B. Wagnisse, die aus der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung entstehen, z. B. Konjunkturrückgänge, plötzliche Nachfrageverschiebungen, Geldentwertungen, technische Fortschritte etc. Zu den speziellen Wagnissen gehören z. B. Feuergefahr, Diebstähle, Forderungsverluste etc. Daneben entstehen aus der Eigenart einer Branche besondere Risiken, z. B. Schiffsverluste, Bergschäden, Abgas- und Abwässerschäden, etc. Vgl. Wöhe (1986), S. 1155f. Die unscharfe inhaltliche Trennung der Begriffe „spezielle Wagnisse“ und „Einzelrisiken“ sowie die Durchmischung der Begriffe „Wagnis“ und „Risiko“ erschweren eine nähere Quantifizierung der genannten Kategorien für den Energiesektor.

<sup>122</sup> Vgl. Beschluss des OLG vom 11. Februar 2004 – VI Kart 4/03 (V).

zungsentgelte einzustellen.<sup>123</sup> Wie jede unternehmerische Betätigung – so das Gericht – sei auch der Betrieb eines Stromleitungsnetzes mit Wagnissen verbunden, wenn diese auch wegen des bestehenden natürlichen Monopols geringer ausfallen. So könne deshalb der TEAG zugestanden werden, ihr unternehmerisches Risiko bei der Preiskalkulation durch einen angemessenen Wagniszuschlag in Ansatz zu bringen. Bei der Urteilsbegründung wird lediglich eine Aufzählung möglicher Risiken vorgenommen.<sup>124</sup> Dabei unterbleibt ein Nachweis über die Quantifizierung der Risikohöhe (bzw. der Höhe der eingegangenen Wagnisse). Eine Anwendung der zuletzt angeführten Begrifflichkeit des Wagnisses für die Risikobewertung des Netzbetriebes erscheint als nicht zielführend, da eine Vermischung der unterschiedlichen Begrifflichkeiten „Wagnis“ und „Risiko“ stattfindet. Dies erschwert eine genauere Quantifizierung der genannten Kategorien.

### 5.7.2 Mögliche Veränderungen des systematischen Risikos durch das Regulierungsregime

Als Argument für ein Absinken des systematischen Risikos im Rahmen des CAPM wird die so genannte „buffering-Hypothese“<sup>125</sup> angeführt, d.h. der Regulierer gibt eine bestimmte Mindestrendite vor, die von allen Unternehmen erreicht werden soll und kann, was zu einer niedrigeren Volatilität der cash flows im Vergleich zu einem wettbewerblichen Umfeld führt. Dieser Effekt verstärkt sich umso mehr, je näher das Regulierungsregime sich einer reinen Rate of Return Regulierung annähert. Dagegen kann ein mögliches Ansteigen des systematischen Risikos durch die konkrete Ausgestaltung des Regulierungsregimes damit erklärt werden, dass ein Regulierer diskretionären Entscheidungsspielraum hat, wodurch für Unternehmen die Ausprägung der Entscheidungen langfristig nicht vorhersehbar ist. Ein Ansteigen des systematischen Risikos für die betroffenen Netzbetreiber durch die Regulierung kann dadurch erklärt werden, dass der Regulierer aufgrund von Informationsasymmetrien nicht über denselben Informationsstand wie das regulierte Unternehmen verfügt. Ebenso kann aufgrund des Vorhandenseins von time lags bei Regulierungsentscheidungen in diese Richtung argumentiert werden. Welcher der beiden möglichen gegenläufigen Effekte überwiegt, hängt letztlich von der konkreten Ausgestaltung des Regulierungsregimes ab und kann somit nur empirisch überprüft werden.<sup>126</sup>

---

**123** Der Begriff des „Wagniszuschlags“ entstammt ursprünglich der Verbändervereinbarung Strom II plus, die in Anlage 3 formuliert: „Für das unternehmerische Risiko des Netzbetreibers kann ein Wagniszuschlag gewährt werden.“ Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. et al (2001).

**124** Im Urteil werden folgende mögliche Risiken aufgezählt: Auslastungsrisiko infolge von Kundeninsolvenzen, Auswirkungen von Konjunkturschwankungen, Entwicklung und Förderung erneuerbarer Energien, Veränderung gesetzlicher Rahmenbedingungen des Stromleitungsmarktes zum Nachteil der Netzbetreiber (z. B. Risiko sinkender Netznutzungsentgelte durch Regulierung), Risiken aus der technologischen Weiterentwicklung auf dem Energiesektor und den Wert oder die Rentabilität eines vorhandenen Stromleitungsnetzes beeinträchtigen könnten.

**125** Vgl. die erstmalige Verwendung des Ausdrucks bei Peltzman (1976).

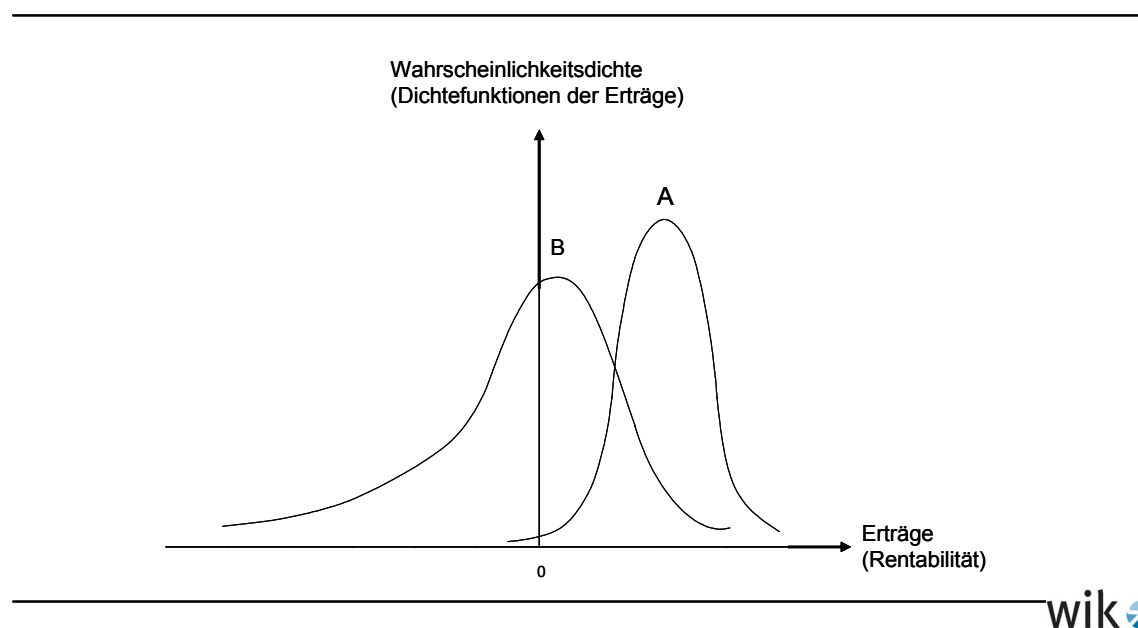
**126** Vgl. Pedell (2006), S. 37.

Als nächster Schritt muss die Frage gestellt werden, ob der oben diskutierte Einfluss des Regulierungsregimes - wenn er denn nun vorhanden ist - sich tatsächlich ausschließlich in der Höhe des systematischen Risikos widerspiegelt. Ist dies nicht der Fall, dann wären die angesprochenen Änderungen der Risikosituation lediglich unsystematischer Natur und aus Kapitalmarktsicht nicht bewertungsrelevant. In dieser Frage weist die überwiegende Mehrzahl der bisher durchgeführten empirischen Studien auf einen positiven Zusammenhang zwischen der Ausprägung des Regulierungsregimes und dem systematischen Risiko der regulierten Versorgungsunternehmen hin.<sup>127</sup>

### 5.7.3 Auswirkungen asymmetrischer Häufigkeitsverteilungen auf das Risiko

Ein weiterer Forschungszweig beschäftigt sich mit der Frage, ob durch das Regulierungsregime die Annahme des CAPM, also das Vorliegen ausschließlich symmetrisch verteilter Renditen, verletzt wird. Dies ist z.B. dann gegeben, wenn die Wahrscheinlichkeit für das Eintreten negativer Abweichungen vom erwarteten Wert größer ist als die Wahrscheinlichkeit positiver Abweichungen (Vgl. Verteilung B in Abbildung 5-4).

Abbildung 5-4: Kapitalanlagealternativen mit unterschiedlicher Risikoverteilung



Quelle: eigene Darstellung.

---

<sup>127</sup> Vgl. Trout (1979), Archer (1981), Dubin / Navarro (1982), Davidson / Rangan /Rosenstein (1997). Die Grundidee der meisten Studien besteht darin, die unterschiedlichen regulatorischen Bedingungen der einzelnen Staaten wie Länge der Regulierungsperiode, Ausgestaltung bei der Höhe der nicht beeinflussbaren Kosten (cost pass through) etc. in „günstigere“ und „weniger günstige“ (aus Unternehmenssicht) Gruppen einzuteilen. Daraufhin erfolgt eine Messung, ob signifikant unterschiedliche Höhen bei den systematischen Risiken festzustellen sind.

Dieser Umstand kann insbesondere eintreten, wenn der Regulierer einen großen diskretionären Spielraum im Rahmen einer Cap-Regulierung hat, um die erlaubten Obergrenzen festzulegen. Ein typisches Beispiel dafür wäre die Senkung einer Cap am Anfang einer neuen Regulierungsperiode, während gleichzeitig Kosten für den Netzbetreiber ansteigen, auf deren Höhe er keinen Einfluss hat. Dies würde zu einem Abschneiden bzw. Abflachen der rechten Seite der Verteilung führen (Verteilung B). Liegt eine derartige Asymmetrie vor, so ist aus Anlegersicht keine vollständige Eliminierung des unsystematischen Risikos durch Diversifikation möglich. Dies liegt darin begründet, dass keine Investments mit einer höheren Wahrscheinlichkeit für eine Abweichung der Rendite rechts vom Erwartungswert existieren, die durch eine Aufnahme in das Portfolio zu einer Senkung dieses Risikos beitragen könnten.

Eine Asymmetrie hinsichtlich einer Verschiebung der Häufigkeitsverteilung nach rechts auf der x-Achse könnte vorliegen, wenn die regulierten Unternehmen im Vergleich zu einem wettbewerblichen Zustand derartige Vorgaben erhalten, das sie stärker vor einer Insolvenz geschützt sind und es somit zu weniger negativen Ereignissen kommt (Verteilung A). Eine Verschiebung in die andere Richtung wäre dann gegeben, wenn es zu nichterlaubten Kosten kommt, der Regulierer auch im nachhinein zu hohe Erträge abschöpfen könnte und wenn dieses Risiko nicht diversifizierbar wäre. Im ersten Fall müsste von den Unternehmen eine Kompensation für die Verschiebung verlangt werden, im zweiten Fall hingegen müsste der Regulierer das höhere Risiko bei der Bewertung durch das Ansetzen eines höheren Zinssatzes berücksichtigen. Diese beiden Effekte müssen gegeneinander aufgewogen werden. In einer empirischen Studie<sup>128</sup>, welche diese Asymmetrien berücksichtigt, konnte nachgewiesen werden, dass der letztgenannte Effekt überwiegt und daher eher mit einem ansteigenden Risiko verbunden ist. Allerdings wurde dabei nur eine sehr kurze Untersuchungsperiode von jeweils vier Jahren zugrunde gelegt und es existieren keine vergleichbaren Studien, die dieses Ergebnis untermauern. Die Herleitung und empirische Überprüfung eines CAPM-Ansatzes auf der Basis von drei Momenten einer Verteilung (Erwartungswert, Varianz und Schiefe) ist zwar grundsätzlich möglich, eine praktische empirische Anwendung aufgrund der schwierigen Schätzung der Co-Momente erscheint jedoch problematisch.<sup>129</sup>

---

<sup>128</sup> Vgl. Conmine / Tamarkin (1985).

<sup>129</sup> Vgl. zu theoretischen Ansätzen im Rahmen der Portfolioselektion und des CAPM Kraus/Litzenberger (1976), Francis/Archer (1979), Ingersoll (19876) und Elton/Gruber (1995).

### 5.7.4 Darstellung der Einflussvariablen eines Regulierungssystems auf das Risiko

Tabelle 5-6: Einflussvariablen des Regulierungsregimes auf das Unternehmensrisiko

Regulatorische Systemvariablen			
Erlösanteile, die reguliert werden	Regulatory lag/Regulatory Review	Grad des regulatorischen Ermessensspielraums	Bandbreite der Rendite
Regulatorische Bewertungsrichtlinien			
Regulatorisches Kostenkonzept			
Operative Kosten - Automatisches cost pass through - Weitergabe der Steuern oder kalkulatorische Werte	Kapitalkosten		Bezugsbasis
	Regulatorische Asset Base - Historische Struktur vs. „Greenfield“ Ansatz - Nicht anerkannte Kosten - stranded investments - Bewertung zu Markt- oder Buchwerten - Abschreibungsverfahren	Zugestandene Rendite - Zinsrisiko - Risikoprämie auf Fremd- und Eigenkapital - Kapitalstruktur	

Quelle: angelehnt an Pedell (2006), S. 56.

Bezüglich des grundsätzlichen Zusammenhangs zwischen der Ausgestaltung einzelner Variablen eines Regulierungsregime und dem daraus sich ergebenden Risiko für die regulierten Unternehmen können die beiden Extremfälle einer perfekt vorausschauenden Kostenregulierung, die alle anfallenden Kosten des Unternehmens berücksichtigt, und einer ausschließlich am Maßstab der effizienten Kosten orientierten Entgeltregulierung unterschieden werden. Die beiden genannten Regimes stellen entgegengesetzte Pole dar, die ein unterschiedlich hohes Risiko aufweisen, das sich wiederum in der Höhe der Eigenkapitalverzinsung widerspiegeln sollte. Bei einer reinen Kostenregulierung besteht für das Unternehmen tendenziell ein geringes Risiko, da die anfallenden Kosten voll vergütet werden und eine garantierte Verzinsung des eingesetzten Kapitals gewährt wird. Auf den risikolosen Zins sollte somit eher ein geringer Risikoaufschlag veranschlagt werden. In einer perfekt wettbewerbsorientierten Regulierung hingegen wären Referenzzinssätze angemessen, die sich an wettbewerblich orientierten Märkten anlehnen. Zu beachten ist dabei aber, dass unter einer Cap-Regulierung tendenziell nur das Produktionsrisiko vom Netzbetreiber zu tragen ist, nicht jedoch das Absatzrisiko.<sup>130</sup>

In Tabelle Tabelle 5-6 sind die einzelnen Faktoren systematisch dargestellt, deren Ausprägungen einen Einfluss auf das Risiko der regulierten Unternehmen ausüben. Die

<sup>130</sup> Bei Ausgestaltungen der Cap-Formel, die zusätzlich einen Ausgleich für Mengenabweichungen beinhalten – wie etwa das von der BNetzA angedachte Regulierungskonto –, wird das Absatzrisiko vollständig aus der Sphäre des Netzbetreibers herausgenommen.

Systemvariablen betreffen z.B. den Aufbau und die Vorgaben in der Erlösformel. Die Bewertungsrichtlinien stellen schließlich Maßgaben dar, wie die Kosten bzw. der Kapitalstock bewertet werden. Auf diese wurde bereits im Rahmen der Ausführungen zur Ausgangsbasis der Kapitalkosten eingegangen.

Als wichtiges Element eines Regulierungssystems sollen im folgenden die regulierten Erlösanteile näher betrachtet werden. Die Autoren Alexander/Mayer/Weeds (1996) klassifizieren dahingehend unterschiedliche Regulierungssysteme anhand folgender Formel<sup>131</sup>:

$$(5-17) \quad \Pi = PQ - C_x(Q) - C_n(Q)$$

Mit:

$\Pi$  = Gesamtgewinn

P = Preis je Einheit

Q = abgesetzte Menge

$C_x$  = exogene Kosten

$C_n$  = endogene Kosten

In Abhängigkeit von den erfassten Variablen werden die unterschiedlichen Regimes dann folgendermaßen eingeteilt:

Tabelle 5-7: Gewinnelemente, die von unterschiedlichen Regulierungsregimes erfasst werden

Regulierungsregime	Regulierte Größe	Nicht regulierte Größe
Price Cap	P	Q, $C_x$ , $C_n$
Price Cap mit Kostendurchreichung	P, $C_x$	Q, $C_n$
Revenue Cap	PQ	$C_x$ , $C_n$
Rate-of Return	PQ, $C_x$ , $C_n$	-

Quelle: Alexander/Mayer/Weeds (1996), S. 8.

Betrachtet man die grundlegende Erlösformel aus dem Abschlussbericht der BNetzA in Gleichung (5-18), so lassen sich die konkreten Variablen des Regulierungsregimes zuordnen, deren Ausgestaltung für die Unternehmen ein mögliches Risiko darstellen könnte. So hängen die erlaubten Erlöse (EO) zunächst von der Höhe des dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteils ( $KA_{dnb}$ ) ab. Wird dieser Teil der Kosten in ökonomisch angemessener Art und Weise definiert, so geht aus der Entwicklung dieser Größe kein Risiko für den Netzbetreiber aus.

<sup>131</sup> Vgl. Alexander/Mayer/Weeds (1996), S. 7.



$$(5-18) \quad EO = KA_{dnb} + (KA_{vnb} + (1 - EV_{ind})KA_b) \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) EF + Q. \quad 132$$

Dagegen wird der restliche Teil der Kostenbasis, namentlich der vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteil ( $KA_{vnb}$ ) sowie der beeinflussbare Kostenanteil des Basisjahres ( $K_b$ ), durch die Regulierungsformel erfasst und stellt somit eine mögliche Risikokomponente für die cash-flows der Netzbetreiber dar, weil die Höhe der tatsächlich möglichen Absenkungen dieses Anteils der Kapitalkosten durch die Netzbetreiber mit Unsicherheit behaftet ist. Auf diese Größe wirken sich die unternehmensindividuellen Effizienzvorgaben ( $EV$ ) und die generelle sektorale Produktivitätsfortschrittsrate ( $PF$ ) aus. Während  $PF$  auf alle Unternehmen gleichmäßig wirkt, können durch eine nicht adäquate Ermittlung der individuellen Effizienzvorgaben  $EF$  Asymmetrien entstehen, die die Unternehmen in unterschiedlicher Art und Weise betreffen.<sup>133</sup> Als letzte Komponente ist die Ausgestaltung des für die zweite Regulierungsperiode vorgesehenen Bonus/Malus-Systems für Qualität ( $Q$ ) hinsichtlich seiner Auswirkungen auf die Erlöse für die Unternehmen ebenfalls mit einer gewissen Unsicherheit behaftet.

Anhand der weiteren Elemente in Tabelle 5-6 kann ein Vergleich des deutschen Regimes mit international ähnlichen Regulierungssystemen vorgenommen werden. Diese Systematik kann als konzeptionelle Ausgangsbasis verstanden werden, um bei einem länderübergreifenden Vergleich der Kapitalkosten lediglich derartige Regimes zu berücksichtigen, die auch hinsichtlich ihres durch die Ausgestaltung der Anreizregulierung induzierten Risikos als ähnlich gelagert eingestuft werden können.

---

**132** Vgl. BNetzA (2006c), Rnr. 337. Es sei darauf hingewiesen, dass der Produktivitätsfortschritt  $PF$  analog dem Verbraucherpreisindex  $VPI$  ebenfalls als Bruch entsprechender Indizes dargestellt werden sollte.

**133** Z.B. kann es zu Verzerrungen im Benchmarking aufgrund unterschiedlicher Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken kommen. Die Kostenbasen der einzelnen Netzbetreiber sind dann nicht mehr ohne weiteres miteinander zu vergleichen. Dieser Problematik sieht sich auch die BNetzA gegenüber, da die Kosten der Netzbetreiber auf Basis der NEVen zu kalkulieren sind, die bisher sehr unterschiedlich ausgelegt wurden (s. BNetzA 2006c, S. 194ff.).

## 6 Rechtlicher Rahmen zur Bestimmung des Eigenkapitalzinses

Bereits in § 21 Abs. 2 EnWG wird die Bestimmung der Eigenkapitalverzinsung näher spezifiziert: „Die Entgelte werden ... unter Berücksichtigung ... einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet ...“ Diese durch das Gesetz getroffene Charakterisierung betont gleichzeitig die Orientierung der Zinshöhe an wettbewerblichen Vergleichsmaßstäben sowie die Notwendigkeit einer risikoadäquaten Bewertung. Gleichzeitig wird jedoch auch auf die Angemessenheit bei der Höhe der Verzinsung verwiesen. Aufgrund der Betonung des wettbewerblichen Vergleichsmaßstabes, der sich ebenso in dem Begriff der „risikoangepassten Verzinsung“ widerspiegelt, scheint die gesetzliche Vorgabe eher in die Richtung einer kapitalmarktorientierten Bewertung zu zielen, da es sich hierbei um Märkte handelt, die Risiken im wettbewerblichen Umfeld bepreisen. Das in diesem Zusammenhang bereits dargestellte CAPM impliziert einen positiven Zusammenhang zwischen dem Risiko eines gehandelten Unternehmensanteils und dessen erwarteter Rendite. Diesem Modell zufolge sollte die Eigenkapitalverzinsung mit zunehmendem Risiko eines Netzbetreibers folglich ansteigen.

Konkreter ausgestaltete Vorgaben, wie die Höhe des Eigenkapitalzinssatzes zu ermitteln ist, finden sich in § 7 der NEV Strom bzw. Gas. Diese sind in ihrem Wortlaut für den Strom- und Gassektor identisch. Unterschiede bestehen lediglich im angegebenen Ausgangswert für den anfänglich zur Anwendung kommenden Zinssatz, der für den Gassektor höher ausfällt. Der (maximale) Eigenkapitalzinssatz ergibt sich in § 7 Abs. 4 aus der Summe eines vorgegebenen Wertes für den Basiszinssatz sowie dem Wagniszuschlag für netzspezifische Risiken. Damit hat sich der Verordnungsgeber auf die Zusammensetzung des Zinssatzes aus einer Basiskomponente, die anhand vorgegebener Referenzwerte bestimmt wird, und eines Risikoaufschlags festgelegt. Die Ermittlung des Basiszinssatzes wird in Abs. 4 beschrieben. Dabei kommt aufgrund der unterschiedlichen Behandlung von Alt- und Neuanlagen – letztere werden nach der Methodik des Realkapitalerhalts bewertet – entweder der Nominalzins oder der Realzins zur Anwendung: „Der auf das betriebsnotwendige Eigenkapital, das auf Neuanlagen entfällt, anzuwendende Eigenkapitalzinssatz darf den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten zuzüglich eines angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse ... nicht überschreiten.“ Im Falle der Verzinsung von Altanlagen wird der Eigenkapitalzins „... zusätzlich um den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der Preisänderungsrate gemäß dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex ...“ ermäßigt. Damit sind für die Höhe der Basisverzinsung eindeutig nachvollziehbare und öffentlich verfügbare Indizes vorgegeben. Um den angegebenen nominalen Basiszinssatz in die reale Verzinsungsrate zu überführen, wird somit der Verbraucherpreisindex von dem ermittelten Wert in Abzug gebracht.

Bei der Bestimmung des Wagniszuschlags, der auf der Beurteilung und Bewertung des Risikos beruht, besteht für den Regulierer ein relativ großer Ermessensspielraum. Es

werden diesbezüglich drei Bewertungskriterien genannt, die insbesondere berücksichtigt werden sollen:

1. Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten und die Bewertung von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf diesen Märkten;
2. durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten;
3. beobachtete und quantifizierbare unternehmerische Wagnisse.

Die Aufzählung beinhaltet Parallelen zu den Kriterien bei der Festlegung einer angemessenen Verzinsung im novellierten TKG (§ 31, Absatz 4). Somit ermöglichen die Vorgaben eine methodisch ähnliche Vorgehensweise bei der Risikoabschätzung der Regulierungsbereiche Strom und Gas wie bei der Telekommunikationsbranche. Als neues Kriterium wurde für den Netzbereich der Punkt „beobachtete und quantifizierbare unternehmerische Wagnisse“ aufgenommen, wodurch empirische Nachweise eingefordert werden, die das unternehmerische Wagnis unmittelbar quantifizieren sollen. Dieser direkte Nachweis von Risiken dürfte methodisch schwer zu erbringen sein. Insgesamt erhält die Bundesnetzagentur jedoch einen beträchtlichen Ermessensspielraum bei der späteren Festlegung des Wagniszuschlages, da die genannten Kriterien lediglich aufgezählt, nicht aber hinsichtlich ihrer Wichtigkeit in eine Rangfolge gebracht werden. Zudem sind sie infolge der Beifügung des Ausdrucks „insbesondere unter Berücksichtigung folgender Umstände“ nicht als abschließender Anforderungskatalog zu verstehen. Andere Kriterien, wie z.B. die langfristige Stabilität des Eigenkapitalzinssatzes, können von der Bundesnetzagentur eigenständig hinzugefügt werden. Auf dieser Basis erhält sie den notwendigen Freiraum, um nach intensiver Betrachtung eine eigene Gewichtung der relevanten Kriterien im Hinblick auf eine möglichst wettbewerbliche Ausgestaltung des Wagniszuschlages vorzunehmen.

Nach den Vorgaben der NEV entscheidet der Regulierer über die Höhe der Eigenkapitalzinssätze alle zwei Jahre. Die Entscheidung erfolgt zum ersten Mal, „...sobald die Netzentgelte im Wege der Anreizregulierung nach § 21a des Energiewirtschaftsgesetzes bestimmt werden...“. Der Zinssatz ist *nach* der Berücksichtigung von ertragssteuerlichen Wirkungen festzulegen. Bis zur erstmaligen Festlegung durch die Regulierungsbehörde beträgt der Eigenkapitalzinssatz im Stromsektor bei Neuanlagen 7,91 Prozent und bei Altanlagen 6,5 Prozent – jeweils vor Steuern. Damit ändert sich nach Festlegung der Verordnung die Systematik bei der Berücksichtigung steuerlicher Größen mit Beginn der Anreizregulierung. Bisher wurde die Berücksichtigung der Steuern in § 8 der NEVen Strom und Gas adressiert. Demzufolge werden diese nicht, wie bereits im theoretischen Teil der Arbeit gefordert, bei der Ermittlung des Zinssatzes angerechnet sondern z.T. als kalkulatorische Kostenposition im Rahmen der Netzkostenermittlung berücksichtigt. Die Einbeziehung der „sachgerecht zuzuordnende[n] Gewerbesteuer“ wird lediglich als mögliche Vorgehensweise bezeichnet und damit nicht verpflichtend vorgegeben. In der ersten Entgeltenehmigungsphase wurde die individuelle Höhe der Gewerbesteuer als kalkulatorische Größe anerkannt. Dabei wurde zwar die Abzugsfähigkeit der Gewerbesteuer von sich selbst berücksichtigt, nicht jedoch die Hälfte der Fremdkapitalzinsen als Teil der Bemessungsgrundlage. Eine Berücksichtigung der Kör-

perschaftsteuer wurde hingegen nicht durchgeführt, da dies auch an keiner Stelle in der Verordnung vorgesehen ist, weder als Soll- noch als Kann-Vorschrift. Wie bereits im theoretischen Teil der Analyse in Kapitel 5.4 erläutert wurde, widerspricht diese Vorgehensweise einem integrierten Ansatz zur Bestimmung eines adäquaten Zinssatzes. Ein integrierter regulierungsökonomischer Ansatz bestünde darin, sowohl die Körperschaftssteuer als auch die Gewerbesteuer als kalkulatorische Größen bei der Berechnung des Zinssatzes zu berücksichtigen.

Bezogen auf die anteilmäßige Anrechnung des Eigenkapitals findet in § 6 Abs. 2 eine Begrenzung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote auf maximal 40% statt. Für darüber hinaus reichende Eigenkapitalanteile ist lediglich eine Verzinsung in Höhe des Fremdkapitals vorgesehen. Somit wird die unternehmensindividuelle Finanzierungsstruktur bei der Verzinsung der Kapitalkosten praktisch nicht berücksichtigt.<sup>134</sup> Unternehmen, die einen höheren kalkulatorischen Eigenkapitalanteil ausweisen, werden zu Beginn der Regulierung somit systematisch benachteiligt und langfristig tendenziell zu einer höheren Ausstattung mit Fremdkapital veranlasst, um ihre gewichteten Kapitalkosten decken zu können. Im freien Wettbewerb kann ein Unternehmen prinzipiell die Entscheidung bezüglich der individuellen Wahl seiner optimalen Kapitalstruktur selbst bestimmen. Ein wichtiges Zielkriterium dabei lautet, die anfallenden Kapitalkosten über den Zeitverlauf zu minimieren. Je höher es seinen Fremdkapitalanteil bestimmt, desto höher ist auch die Steuerersparnis aufgrund des tax shield. Es gilt jedoch zu berücksichtigen, dass ab einem bestimmten Verschuldungsgrad von den Kreditgebern überproportional hohe Risikoprämien gefordert werden, die höher sind als die Aufschläge, die entsprechend dem normalen Geschäftsfeldrisiko in die Fremdkapitalzinsen eingerechnet werden. Von diesem Punkt der Verschuldungsquote an lohnt es sich für die Unternehmen dann nicht mehr, das tax shield durch weitere Steigerungen des Fremdkapitalanteils zu erhöhen, so dass hier die optimale Mischung aus Eigen- und Fremdkapital erreicht ist. Die regulatorische Vorgabe einer bestimmten Kapitalstruktur bedingt nun für die Unternehmen implizit eine Ausrichtung an diesen Werten als exogene Größen und somit hat die konkrete Berechnung des Wertes für den WACC vor Steuern unter der Maßgabe dieser Restriktionen zu erfolgen. Dabei ist vor allem zu beachten, dass es aufgrund des hohen Verschuldungsgrades zu einer Risikoprämie auf das Fremdkapital kommt, deren Höhe es noch empirisch zu bestimmen gilt. Dieser Zusammenhang drückt die Erkenntnis moderner Finanzwirtschaftstheorie aus,<sup>135</sup> wonach die Finanzierungsart, d.h. also Eigenkapital oder Fremdkapital, außer über das angesprochene tax shield solange keinen Einfluss auf den Kapitalkostensatz hat, bis von den Banken eine Reaktion auf den steigenden Fremdkapitalanteil und die damit verbundene höhere Insolvenzwahrscheinlichkeit, ihre Risikoprämien für Kredite erhöhen. Die sich daraus ergebenden Auswirkungen auf die Berechnung der Kapitalkosten müssten im Falle der Beibehaltung der Eigenkapitalvorgaben beachtet werden, da sie den Bewegungsspielraum der regulierten Unternehmen hinsichtlich der Wahl ihrer Kapitalstruktur einschränken.

---

**134** Berücksichtigt wird die tatsächliche Kapitalstruktur nach der bestehenden Regelung ausschließlich dann, wenn der kalkulatorische Fremdkapitalanteil mehr als 60% beträgt.

**135** Siehe z.B. Brealey et al. (2006).

## 7 Umsetzungsempfehlungen für die Regulierungsarbeit

### 7.1 Kalkulation des Ausgangsniveaus einer Anreizregulierung

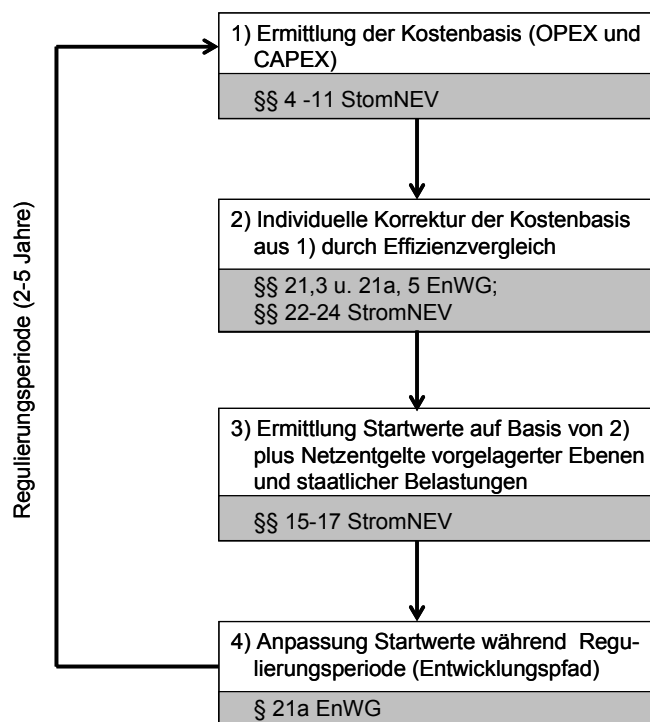
Als aktueller rechtlicher Rahmen für die zukünftige Ermittlung der Kostenbasis und die Berechnung der Netznutzungsentgelte dienen das EnWG sowie die NEVen Strom und Gas. In der folgenden Abbildung 7-1 wird zusammenfassend der dadurch vorgegebene Kreislauf bei der Kalkulation des Ausgangsniveaus grafisch skizziert. In Schritt 1 wird die Kostenbasis für den Start der Anreizregulierung festgelegt. Diese besteht aus der Summe der prognostizierten Betriebs- und Kapitalkosten für das erste Regulierungsjahr. Die Kapitalkosten setzen sich hauptsächlich zusammen aus den Beträgen für die kalkulatorischen Abschreibungen und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung. In Schritt 2 sieht der gesetzliche Rahmen einen Effizienzvergleich anhand von Strukturmerkmalen vor, die nachweisbar kostenrelevant sind. Es sollen dadurch Anreize für die Effizienzsteigerung im Hinblick auf die Höhe der beeinflussbaren Kosten gesetzt werden. Schritt 3 beinhaltet dann die Vorgabe von Startwerten mit periodenübergreifender Mengensaldierung, indem im Rahmen der Weiterwälzung die Kosten vorgelagerter Netzebenen sowie staatliche Belastungen hinzugerechnet werden. Im Rahmen von Schritt 4 wird der Startwert für die nächste Regulierungsperiode abhängig vom Ausmaß der tatsächlich erfolgten Kostensenkungen unter Vorgabe des abfallenden Erlöspfades auf diesem neuen Niveau festgelegt.

Bei der Ermittlung der anzusetzenden Kapitalbasis in Schritt 1 sollte aus ökonomischer Sicht eine streng forward looking orientierte Herangehensweise gewählt werden, die vom Bild eines neu in den Markt eintretenden Wettbewerbers geleitet wird. Dieser konzeptionellen Vorgabe folgen die gegenwärtig den Entgeltprüfungen zugrunde liegenden NEVen sowie deren Auslegungspraxis allerdings nur bedingt, da nach den derzeit gültigen Verordnungen für die Ermittlung des Startwertes keine Orientierung am Maßstab einer effizienten Leistungserbringung vorgesehen ist. Somit tritt bei der Auswahl einer praktikablen Bewertungsmethode das Argument der Darstellung effizienter Kosten zum aktuellen Zeitpunkt in den Hintergrund. Demzufolge sehen die aktuellen Vorschläge der Bundesnetzagentur vor, die bestehenden Verordnungen auch weiterhin als Kalkulationsbasis im Rahmen der einzelnen Regulatory Reviews der Anreizregulierung grundsätzlich beizubehalten.<sup>136</sup> Lediglich die Kontinuität hinsichtlich der Bewertungspraxis, die damit verbundene Rechtssicherheit sowie die bessere Planbarkeit für die Unternehmen können als Argumente für die anfängliche Fortführung der Bestimmungen der NEVen angesehen werden.

---

<sup>136</sup> Vgl. BNetzA (2006c).

Abbildung 7-1: Zukünftiger Zyklus zur Kalkulation des Ausgangsniveaus und rechtliche Rahmenbedingungen



Quelle: Angelehnt an Leprich / Bauknecht (2006), S. 33.

Allerdings sollte dabei auf eine einheitliche Auslegung, die dem Prinzip einer forward looking Betrachtung möglichst nahe kommt, geachtet werden. Dies gilt z.B. für die Berechnung der Eigenkapitalbasis, für die lediglich der betriebsnotwendige Kapitalbestand berücksichtigt werden sollte, der nach Umfang und Struktur notwendig ist, um der in Gegenwart und Zukunft anfallenden Nachfrage in effizienter Weise entsprechen zu können. Damit sind z.B. reine Finanzanlagen dem betriebsnotwendigen Eigenkapital nicht hinzuzurechnen, da sie kein betriebsnotwendiges Vermögen darstellen.

Für die aktuell geplante Festlegung des Ausgangsniveaus der Anreizregulierung am 1. Januar 2009 wird angesichts der bestehenden rechtlichen Rahmenbedingung empfohlen, das Startniveau auf der Basis möglichst aktueller Daten der bis dahin erfolgten Kostenprüfungen zu bestimmen.

Ob der Vorschlag der BNetzA in ihrem Abschlußbericht, eine Korrektur von extrem überhöhten Kosten zu Beginn der Anreizregulierung vorzunehmen, als eine Art modifizierter Effizienzvergleich verstanden werden kann, bleibt unklar. Auf welcher statistischen Basis diese „Extremwerte“ erfasst und in welchem Umfang zu Beginn der Anreizregulierung bereits eine Kürzung der Kosten vorgenommen werden soll, geht daraus

nicht unmittelbar hervor. Allgemein muss bei Effizienzvergleichen beachtet werden, dass das EnWG vorgibt, daraus resultierende Effizienzvorgaben so zu gestalten und über die Regulierungsperiode zu verteilen, dass sie durch die Netzbetreiber mit ihnen möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichbar sind.<sup>137</sup> Es sollte bei diesem gewählten Vorgehen transparent gemacht werden, unter Inanspruchnahme welcher statistischer Methodik und vorgegebener Signifikanzniveaus eine derartige Korrektur der Ausgangswerte vorgenommen wird und ob es sich dabei bereits um einen ersten Effizienzvergleich oder lediglich um eine Überprüfung der Datenplausibilität handelt.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist in der zukünftigen Standardisierung der Kapitalkosten im Rahmen des Benchmarking zu sehen. Bei der Durchführung des später erfolgenden Effizienzvergleichs wird von der BNetzA empfohlen, eine Vergleichbarkeit der Kostenbasis herzustellen, da aufgrund unterschiedlicher Altersstruktur, Abschreibungs- sowie Aktivierungspraxis verzerrende Effekte entstehen können.<sup>138</sup> Die Anwendung der aktuell gültigen Kalkulationswelt für die Ermittlung der Kostenbasis im Rahmen einer Anreizregulierung wird in dieser Hinsicht auf Dauer Probleme bereiten, da die Ergebnisse des Benchmarking und die Bewertung der Kapitalbasis nach unterschiedlichen Systematiken erfolgen. Unterbleibt im Rahmen der Bestimmung der Kostenbasis eine Standardisierung, so kann dies zu Schwankungen bei den Netzentgelten aufgrund unterschiedlicher Investitionszyklen im Zeitablauf führen. Dies dürfte insbesondere für die nächsten Jahre der Fall sein, da hier aufgrund der Altersstruktur der Energienetze tendenziell eher mit Investitionsspitzen zu rechnen ist als mit einem Rückgang der Investitionstätigkeit. Daher ist es anzuraten, zusätzlich zur wettbewerbskonformen Bestimmung der Kapitalbasis einen Übergang zu annuitätisch anfallenden Kapitalkosten vorzunehmen, da dies als geeignetes Instrument für die Standardisierung der Kapitalkosten gesehen wird. Dies beinhaltet zu einem möglichst frühen Zeitpunkt einen Ansatz der Kapitalbasis zu Wiederbeschaffungswerten unter Berücksichtigung der Abschreibungen und kalkulatorischer Zinsen. Diese werden dann in jährlich durchschnittlich anfallende Kosten transferiert. Die kalkulatorische Verzinsung wird somit in eine Annuität überführt und auf das durchschnittlich während der Nutzungsdauer einer Anlage gebundene Kapital berechnet.

## 7.2 Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes

Die Vorgaben in den NEVen Strom und Gas schreiben nicht unmittelbar eine Ermittlung der Höhe des Eigenkapitalzinses nach einer bestimmten Methode vor. Die Einteilung in einen risikolosen Basiszinssatz und einen Wagniszuschlag, der als Risikoprämie interpretiert werden kann, legt jedoch die Verwendung des CAPM als sehr populäre kapitalmarktorientierte Methodik nahe. Als mögliche Kontrollmethoden könnten die Methode des Dividend Growth Models sowie Verfahren nach der Arbitrage Pricing Theory heran-

---

<sup>137</sup> Vgl. § 21 a Abs. 5 Satz 4 EnWG.

<sup>138</sup> Vgl. BNetzA (2006c), S. 194.

gezogen werden. Die Methode des Dividend Growth Models bietet sich zumindest im Rahmen eines relativ stabilen regulatorischen Umfeldes an, da hier die Ermittlung des Eigenkapitalzinses auf dem Umweg über die Schätzung der erwarteten cash flows für den Netzbetrieb durchgeführt werden kann und keine direkte Schätzung des angemessenen Zinssatzes notwendig ist. Verfahren nach der Arbitrage Pricing Theory hingegen ermöglichen es, weitere Einflussfaktoren zu berücksichtigen.

Für die Anwendung des CAPM werden die Parameter risikoloser Basiszinssatz, Betafaktor und Marktrisikoprämie benötigt. Der Basiszinssatz sollte sich dabei möglichst an einem etwa 5-jährigen Durchschnitt festverzinslicher Wertpapier orientieren. Eine empirische Schätzung adäquater Betawerte ist allerdings aufgrund fehlender börsennotierter Netzbetreiber für Deutschland im Vergleich zu anderen Ländern nicht auf direktem Wege durchführbar. Daher wird empfohlen, den Betafaktor für das CAPM auf Basis eines internationalen Vergleiches zu bestimmen. Dabei erscheint es besonders wichtig darauf hinzuweisen, dass sowohl der Betafaktor als auch die Marktrisikoprämie anhand konsistenter Vergleiche über eine ähnliche Zeitachse ermittelt werden. Bei der Wahl eines geeigneten Vergleichsbetas sind insbesondere die Besonderheiten bei der empirischen Schätzung zu beachten. Die sich daraus ergebende zeitliche Instabilität der Betafaktoren legt nahe, einen Betafaktor aus dem Durchschnitt längerfristiger Vergleiche zu bilden. Zusätzlich wurden Zusammenhänge zwischen der Ausgestaltung eines Regulierungsregimes und dem bestehenden Risiko der regulierten Unternehmen analytisch aufgezeigt. Insbesondere für die möglichen Rückwirkungen eines Regulierungsregimes auf das systematische Risiko liegen umfangreiche empirische Belege vor. Die Auswirkungen asymmetrischer Verteilungen auf die Höhe des Risikos sind dagegen bisher empirisch nicht quantifiziert worden. Für eine nähere Quantifizierung des ex ante geschätzten Risikos bei der Einführung einer Anreizregulierung empfiehlt sich daher eine eingehende Analyse und Bewertung der einzelnen Variablen des Regulierungsregimes, wobei insbesondere die im Rahmen der Erlösformel erfassten Komponenten von Relevanz für das Risiko sind.

Bei der Ermittlung des Eigenkapitalzinses für die erste Regulierungsperiode einer Anreizregulierung sollte berücksichtigt werden, dass aufgrund des Wechsels weg von der bisher bestehenden kostenorientierten Regulierung das zukünftige Unternehmensrisiko, ausgedrückt in der Volatilität der cash-flows, potenziell eher zu- als abnehmen dürfte. Dies impliziert, dass für die Zukunft eher eine höhere Risikoprämie, als dies in der Vergangenheit der Fall war, als angemessen gelten sollte. Daraus folgt jedoch nicht automatisch ein höherer Zinssatz als der momentan bestehende Realzins von 6,5% (für Altanlagen im Stromnetz), da dessen Höhe lediglich aus der alten VVII plus fortgeschrieben wurde, ohne dass dabei eine Prüfung auf dessen Angemessenheit erfolgt ist. Solange in der Anfangsphase der Anreizregulierung noch nicht mit einem zu wettbewerblichen Preisen bewerteten Kapitalstock gerechnet wird, erscheint bei der Bestimmung des Zinssatzes ebenso ein Abschlag auf den wettbewerblich ermittelten Wert als angemessen. Der rechtliche Rahmen der NEVen lässt nach derzeitiger Interpretation die Möglichkeit offen, eine kalkulatorische Berücksichtigung von Steuern auf den Kapi-



talertrag (Körperschaftsteuer und Gewerbeertragsteuer) vorzunehmen, was als positiv im Sinne eines wettbewerblichen Ansatzes interpretiert werden kann. Dabei sind sowohl Körperschaftsteuer als auch Gewerbesteuer zu berücksichtigen. Die Steuersätze sollten dabei derart in die Verzinsungsgrößen integriert werden, dass eine adäquate Nachsteuerrendite auf die forward-looking ermittelte Kapitalbasis erzielt wird.

Wie außerdem gezeigt werden konnte, wirkt sich die extern vorgegebene maximale Eigenkapitalquote von 40% tendenziell erhöhend auf den anzusetzenden Fremdkapitalzins sowie auf den Eigenkapitalzins aus. Dies sollte entsprechende Berücksichtigung bei der Berechnung der Kapitalkosten im Rahmen eines WACC-Ansatzes finden, indem ein angemessener Risikoaufschlag bei der kalkulatorischen Berechnung der Fremdkapitalzinsen berücksichtigt wird.

Die NEVen sehen eine Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes in einem 2-Jahres-Zeitraum vor. Für die Anreizregulierung sind jedoch zwei Regulierungsperioden á 4 Jahren vorgesehen. Das bedeutet für die ersten beiden Perioden eine Inkongruenz bezüglich der Laufzeiten für die Festlegung der Erlösobergrenzen und der Eigenkapitalverzinsung. Hier sollten aus Gründen der besseren Planbarkeit für die Netzbetreiber zumindest für die jeweilige Regulierungsperiode unveränderliche Vorgaben bezüglich des Eigenkapitalzinssatzes gelten.<sup>139</sup> Ansonsten würden die Bestimmung des neuen Mengen- und Wertegerüsts sowie des Zinsfaktors zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen.

Als Referenzbasis in einem wettbewerblichen Ansatz sind Kapitalbasis und -verzinsung stets als kalkulatorische Größen zu sehen. In dieser Konsequenz sollte möglichst bereits zu Beginn der Anreizregulierung auf ein System kalkulatorischer Kapitalkosten im Rahmen eines WACC-Ansatzes umgeschwenkt werden, wie dies auch von der Bundesnetzagentur zumindest angedacht ist.<sup>140</sup> Daraus ergeben sich langfristig zwei Hauptaufgaben für die Regulierung: erstens die vorausschauende Bestimmung der Kapitalbasis, d.h. auf der Basis wettbewerblicher Maßstäbe; zweitens die korrekte und belastbare Ableitung von kalkulatorischen Nachsteuerrenditen, die anfallen, wenn die Unternehmen eine Finanzierung ihres Netzbetriebes am Kapitalmarkt durchführen.

---

<sup>139</sup> Vgl. auch die diesbezügliche Forderung der BNetzA in ihrem Abschlussbericht. BNetzA (2006c), S. 71.

<sup>140</sup> Vgl. BNetzA (2006c), S. 199-200.

## Literaturverzeichnis

- Alexander G. J. / Chervany, N. L. (1980): On the Estimation and Stability of Beta, in: JFQA, Vol. 15, No. 1, S. 123-137.
- Alexander, I. / Mayer, C. / Weeds, H. (1996): Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms, The World Bank, Policy Research Working Paper Nr. 1698, Oxford, December 1996
- Archer, S. H. (1981): The Regulatory Effects on Cost of Capital in: Electric Utilities. Public Utilities Fortnightly, February 26, 1981, S. 36-39.
- Asprem, M. (1989): Stock Prices, Asset Portfolios, and Macroeconomic Variables in Ten European Countries, in: Journal of Banking and Finance, Vol. 13, No. 3 / 4, S. 589-612.
- Bamberg, G. / Coenenberg, A.G. (2000): Betriebswirtschaftliche Entscheidungslehre, München.
- Bauer, Ch. (1992): Das Risiko von Aktienanlagen – Die fundamentale Analyse und Schätzung von Aktienrisiken, Köln.
- Becker, Th. (2000): Historische versus fundamentale Betafaktoren: Theoretische Grundlagen und empirische Ermittlungsverfahren, Stuttgart.
- Bellinger, B. / Vahl, G. (1992): Unternehmensbewertung in Theorie und Praxis, Wiesbaden.
- Black, F. / Jensen, M. C. / Scholes, M. (1972): The Capital Asset Pricing Model: Some Empirical Tests, in: Studies in the Theory of Capital Markets, hrsg. von Michael C. Jensen, New York 1972, S. 79-124.
- BMWi [Bundeswirtschaftsministerium] (2006), Eckpunkte Anreizregulierungsverordnung, 16. November 2006, Berlin.
- BNetzA (2006a): Positionspapier der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu Einzelfragen der Kostenkalkulation gemäß Stromnetzentgeltverordnung, Bonn, 07.03.2006.
- BNetzA (2006b): Entwurf des Berichtes der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, 02.05.2006, Bonn.
- BNetzA (2006c): Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, 30.06.2006, Bonn.
- Bower, D. H. / Bower, R. S. / Logue, D. (1984): Arbitrage Pricing Theory and Utility Stock Returns, in: Journal of Finance, Vol. 39, No. 4, S. 1041 – 1054.
- Brealy, R. et al (2006): Corporate Finance, 8. Auflage, Boston.
- Brunekreeft, G. (2000): Kosten, Körbe, Konkurrenz: Price Caps in der Theorie, Diskussionsbeitrag Nr. 67, Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Universität Freiburg, März 2000.
- Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. et al (2001): Verbändervereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13.12.2001.

- Chen, N. / Roll, R. / Ross, S. A. (1986): Economic Forces and the Stock Market, in: Journal of Business, Vol. 59, No. 3, S. 383 – 403.
- Conine T. E. / Tamarkin M. (1985): Implications of Skewness in Returns for Utilities' Cost of Equity Capital. Financial Management 14 (1985), S. 66-71.
- Commerce Commission (2004): Handbook for Optimised Deprival Valuation of System Fixed Assets of Electricity Lines Businesses, 30 August 2004, Wellington.
- Copeland, T. E. / Weston, J. F. (1988): Financial Theory and Corporate Policy, Reading u.a.
- Davidson W. N. / Rangan N. / Rosenstein S. (1997): Regulation and Systematic Risk in the Electric Utility Industry: A Test of the Buffering Hypothesis. The Financial Review 32 (1997) 1, S. 163-184.
- Diedrich, R. (2005): Eigenkapitalkosten von Gasnetzbetreibern, Heidelberg u.a.
- Dimson, E. / Marsh, P. (1983): The Stability of UK Risk Measures and the Problem of Thin Trading, in: JoF, Vol. 38, No. 3, S. 755-783.
- Drukarczyk, J. (1998): Unternehmensbewertung, 2. Aufl., München.
- Drummen, M. / Zimmermann, H. (1992): The structure of european stock returns, in: Financial Analysts Journal, Juli-August, S. 15-26.
- Dubin J. A. / Navarro P. (1982): Regulatory Climate and the Cost of Capital. In: Regulatory Reform and Public Utilities, ed. By Michael A. Crew, Boston/ Dordrecht/ London 1982, S. 141-166.
- Elton E. J. / Gruber M. J. (1995): Modern Portfolio Theory and Investment Analysis, 5. Aufl., New York u.a.
- energate (2006): Gasmarkt Deutschland, Ausgabe Juni 2006, Essen.
- Fama, E. F. / French, K. R. (1992): The Cross-Section of Expected Security Returns, in: Journal of Finance, Vol. 47, No. 2, S. 427 – 465.
- Fama, E. F. / French, K. R. (1993): Common Risk Factors in the Returns on Stocks and Bonds, in: Journal of Financial Economics, Vol. 33, S. 3-56.
- Fama, E. F. / French, K. R. (1996): Multifactor Explanations of Asset Pricing Anomalies, in: Journal of Finance, Vol. 51, No. 1, S. 55 – 84.
- Fama, E. F. / MacBeth, J. D. (1973): Risk, Return, and Equilibrium: Empirical Test, in: Journal of Political Economy, Vol. 81, No. 3, S. 607-636.
- Fisher, L. (1966): Some New Stock Market Indices, in: Supplement to JoB, Vol. 39, No. 1, Part I, S. 191-225.
- Francis J. C. / Archer S. H. (1979) : Portfolio Analysis, 2. Aufl., Englewood Cliffs.
- Frontier Economics (2005): The cost of capital for Regional Distribution Networks. A Report for DTE, December 2005.
- Frantzmann, H.-J. (1990): Zur Messung des Marktrisikos deutscher Aktien, in ZfbF, 42. Jg., Heft 1, S. 67-83.

- Freixas, X. et al. (1985): Planning under Incomplete Information and the Ratchet Effect, in: Review of Economic Studies, Vol. 52, S. 173 -191.
- Gerke, W. (2003): Risikoadjustierte Bestimmung des Kalkulationszinssatzes in der Stromnetzkalkulation, Frankfurt a. M.
- Gilbert, R. / Newbery, D. M. (1994): The Dynamic Efficiency of Regulatory Constitutions, in: The RAND Journal of Economics, Vol. 25, Nr. 4, S. 538 – 554.
- Gonedes, N. J. (1973): Evidence on the Information Content of Accounting Numbers: Accounting-Based and Market-Based Estimates of Systematic Risk, in: FM, Vol. 19, No.3, S. 407-443.
- Grinold, R. C. (1993): Is Beta Dead Again ?, in: Financial Analysts Journal, Vol. 49, No. 4, S. 28 – 34.
- Hachmeister, D. (1995): Der Discounted Cash Flow als Maß der Unternehmenswertsteigerung, Frankfurt am Main.
- Hotelling, H. (1925): A General Mathematical Theory of Depreciation, in: Journal of the American Statistical Association, Vol. 20, No. 151, S. 340-353.
- Ingersoll J. E., Jr. (1987): Theory of Financial Decision Making, Savage.
- Jansen, S. A. (2000): Mergers & Acquisitions. Unternehmensakquisitionen und -kooperationen, Wiesbaden
- Johnstone, J. (2003): Replacement Cost Asset Valuation and The Regulation of Energy Infrastructure Tariffs – Theory and Practice in Australia, University of Bath, CRI International Series 8.
- Kearney, C. (2001): Alternative Methodologies to Measure the Regulatory Asset Base of Regulated Companies, Report to the Commission for Aviation Regulation, Dublin City University, August 2001.
- Kolbe, A. L. /Read, J. A. /Hall, G. R. (1984): The Cost of Capital – Estimating the Rate of Return for Public Utilities, Cambridge u. a.
- Kothari et al. (1995): Another Look at the Cross-Section of Expected Stock Returns, in: Journal of Finance, Vol. 50, No. 1, S. 185-224.
- Kraus A. / Litzenberger R. (1976): Skewness Preference and the Valuation of Risk Assets, in: Journal of Finance, Vol. 31, No. 4, S. 1085-1100.
- Leprih, U. / Bauknecht, D. (2006): Anreizregulierung für aktive Stromnetzbetreiber, in Energie-wirtschaftliche Tagesfragen, 56. Jg., Heft 6, S. 32 – 35.
- Levhari, D. / Levy, H. (1977): The capital asset pricing model and the investment horizon, in: Review of Economic Studies, Vol. 59, No. 1, S. 92-104.
- Lintner, J. (1965): The Valuation of Risk Assets and the Selection of Risky Investments in Stock Portfolios and Capital Budgets, in Review of Economics and Statistics, Vol. 47, No. 1, S. 13-37.
- Lockert G. (1996): Risikofaktoren und Preisbildung am deutschen Aktienmarkt, Heidelberg 1996, zugl. Diss. Essen 1995.

- Loderer, C. / Cooney, J. W. / Van Drunen, L. D. (1991): The Price Elasticity of Demand for Common Stock, in: *Journal of Finance*, Vol. 46, S. 621-651.
- Männel, W. (2006): Gutachterliche Stellungnahme zu den auf die Eigenkapitalverzinsung abstellenden Vorgaben der Bundesnetzagentur, Frankfurt.
- Monopolkommission (2004/2005): Mehr Wettbewerb auch im Dienstleistungssektor!, 16. Hauptgutachten, 5. Juli 2006, Bonn und Berlin.
- Monopolkommission (2003): Telekommunikation und Post 2003: Wettbewerbsintensivierung in der Telekommunikation – Zementierung des Postmonopols, Sondergutachten der Monopolkommission, Bonn.
- Modigliani, F. / Miller, M. H. (1958) The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment, in: *American Economic Review*, Vol. 48, S. 261 – 297.
- Mossin, J. (1966): Equilibrium in a Capital Asset Market, in *Econometrica*, Vol. 34, No. 4, S. 768-783.
- Müller, W. (1992): Bilanzinformation und Aktienbewertung, Frankfurt am Main.
- Neu, W. / Neumann, K.-H. (2004): Methoden der Kalkulation der Entgelte für die Nutzung von Stromnetzen, Wik Bericht, Bad Honnef.
- Neu, W. (2001): Kapitalkosten in der Telekommunikation (unveröffentlichtes Manuskript).
- Ofgem (2004): Electricity Distribution Price Control Review, Final Proposals, November 2004
- OLG (2006): Beschluss des 3. Kartellsenat des Oberlandesgerichts Düsseldorf, Az. VI-3 Kart 289/06 (V), vom 21.07.2006 .
- Pedell, B. (2004): Cost of Capital Assessment for Rate Regulated Utilities – a Critical Overview of Methods Used in Regulatory Hearings, in: Piepenbrock, H.-J. et al (Hrsg.), *Regulierung und Kapitalmarktbewertung in der Telekommunikation*, S. 51 – 99.
- Pedell, B. (2006), *Regulatory Risk and the Cost of Capital*, Heidelberg.
- Peltzman, S. (1976): Towards a more General Theory of Regulation, in: *Journal of Law and Economics*, Vol. 19, S. S. 211 – 240.
- Pettway, R. H. / Jordan, B. D. (1987): APT vs. CAPM Estimates of the Return-Generating Function Parameters for Regulated Public Utilities, in: *Journal of Financial Research*, Vol. 10, S. 227 -238.
- Pfennig, M. (1993): Zur fundamentalen Erklärung der Beta-Faktoren am deutschen Aktienmarkt, Beiträge zur Theorie der Finanzmärkte Nr. 5, Universität Frankfurt am Main.
- Pfeifenberger, J. P. / Tye, W. B. (1995): Handle with care – A primer on incentive regulation, in: *Energy policy*, Vol. 23, S. 769 – 779.
- Poddig, T. / Dichtl, H. / Petersmeier, K. (2000): *Statistik, Ökonometrie, Optimierung*, Bad Soden.
- Productivity Commission (2002): *Financial Performance of Government Trading Enterprises, 1996-97 to 2000-01, Performance Monitoring*, Canberra.
- Ross, S. A., et al. (1996): *Corporate Finance*, 4. Aufl. , Chicago

- Roll, R. W. / Ross, S. A. (1980): An Empirical investigation of the Arbitrage Pricing Theory, in: Journal of Finance, Dezember 1980, S. 1073-1103.
- Roll, R. W. / Ross, S. A. (1983): Regulation, the Capital Asset Pricing Model, and the Arbitrage Pricing Theory, in: Public Utilities Fortnightly, Mai 26, S. 22-28.
- Ross, S. A. (1976): The Arbitrage Theory of Capital Asset Pricing, in: Journal of Economic Theory, Dezember 1976, S. 341-360.
- Rudolph, B. / Zimmermann, P. (1997): Estimation and Prediction Of Systematic Risk with Market-Based and Accounting-Based Data for German Shares, in: Empirical Research on the German Capital Market, Bühler, W. / Hax, H. / Schmidt, R. (Hrsg), S. 187-206.
- Rudolph, B. (1995): Derivate Finanzinstrumente, Stuttgart.
- Scholes, M. / Williams, J. (1977): Estimating Beta from Non-synchronous Data, in: JoFE, Vol. 5, No. 3, S. 309-327.
- Schneeweiß, H. (1990): Ökonometrie, 4. Aufl., Heidelberg.
- Sharpe, W. F. (1964): Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk, in JoF, Vol. 19, No. 3, S. 425-442.
- Sharpe, W. F. (1963): A Simplified Model for Portfolio Analysis, in Management Science, Vol. 9, No. 1, S. 277-293.
- Smith, K. V. (1978): The Effect of Intervalling on Estimation Parameters of the Capital Asset Pricing Model, in: JFQA, Vol. 13, No. 2, S. 313-332.
- Steiner, M. / Bauer, Ch. (1992): Die fundamentale Analyse und Prognose des Marktrisikos deutscher Aktien, in: Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung, Nr. 4, S. 347- 368.
- Steiner, M. / Bruns, Ch. (2003): Wertpapiermanagement, Stuttgart.
- Sumicsid (2005): NEMESYS Subproject B: Regulatory Mechanism Design, Final Report, 19.08.2005, Sundsvall / Schweden.
- Schmidt, R. H. / Terberger, E. (1996): Grundzüge der Investitions- und Finanzierungstheorie, Wiesbaden.
- Thiele, D. / Cremers, H. / Robé, S. (2000): Beta als Risikomaß – Eine Untersuchung am europäischen Aktienmarkt. Arbeitsbericht Nr. 19 der Hochschule für Bankwirtschaft, Frankfurt a. M.
- Trout, R. R. (1979): The Regulatory Factor and Electric Utility Common Stock Investment Values. Public Utilities Fortnightly, November 22 1979, S. 28-31.
- Ulschmid C. (1994): Empirische Validierung von Kapitalmarktmodellen – Untersuchungen zum CAPM und zur APT für den deutschen Aktienmarkt, Frankfurt am Main u.a. 1994, zugl. Diss. Regensburg 1994.
- Weiß, H.-J. (2005): Die Potenziale des Deprival Value-Konzepts zur entscheidungsorientierten Bewertung von Kapital in liberalisierten Netzindustrien, Diskussionsbeitrag Nr. 108, Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Universität Freiburg, Juni 2005.

WIK GmbH (1998): Ein analytisches Kostenmodell für das Ortsnetz, Referenzdokument, erarbeitet vom WIK im Auftrag der Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post, Bad Honnef.

Wöhe, G. (1986): Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 16. Aufl., München.

Wright, S. et al (2003): A Study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities in the U.K., 13. Februar 2003, London.

Zimmermann, P. (1994): Systematisches Aktienkursrisiko und fundamentale Unternehmensdaten, Arbeitspapier, Universität München, September 1994.

Zimmermann, P. (1997): Schätzung und Prognose von Betawerten. Eine Untersuchung am deutschen Aktienmarkt, Bad Soden.

Ziegler, A. et al. (2003): Multifaktormodelle zur Erklärung deutscher Aktienrenditen: Eine empirische Analyse, ZEW Discussion Paper Nr. 03-45, Juli 2003.

Als "Diskussionsbeiträge" des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste sind zuletzt erschienen:

- Nr. 214: Sonia Strube:  
Der digitale Rundfunk - Stand der Einführung und regulatorische Problemfelder bei der Rundfunkübertragung, Januar 2001
- Nr. 215: Astrid Höckels:  
Alternative Formen des entbündelten Zugangs zur Teilnehmeranschlussleitung, Januar 2001
- Nr. 216: Dieter Elixmann, Gabriele Kulenkampff, Ulrike Schimmel, Rolf Schwab:  
Internationaler Vergleich der TK-Märkte in ausgewählten Ländern - ein Liberalisierungs-, Wettbewerbs- und Wachstumsindex, Februar 2001
- Nr. 217: Ingo Vogelsang:  
Die räumliche Preisdifferenzierung im Sprachtelefondienst - wettbewerbs- und regulierungspolitische Implikationen, Februar 2001
- Nr. 218: Annette Hillebrand, Franz Büllingen:  
Internet-Governance - Politiken und Folgen der institutionellen Neuordnung der Domainverwaltung durch ICANN, April 2001
- Nr. 219: Hasan Alkas:  
Preisbündelung auf Telekommunikationsmärkten aus regulierungsökonomischer Sicht, April 2001
- Nr. 220: Dieter Elixmann, Martin Wörter:  
Strategien der Internationalisierung im Telekommunikationsmarkt, Mai 2001
- Nr. 221: Dieter Elixmann, Anette Metzler:  
Marktstruktur und Wettbewerb auf dem Markt für Internet-Zugangsdienste, Juni 2001
- Nr. 222: Franz Büllingen, Peter Stamm:  
Mobiles Internet - Konvergenz von Mobilfunk und Multimedia, Juni 2001
- Nr. 223: Lorenz Nett:  
Marktorientierte Allokationsverfahren bei Nummern, Juli 2001
- Nr. 224: Dieter Elixmann:  
Der Markt für Übertragungskapazität in Nordamerika und Europa, Juli 2001
- Nr. 225: Antonia Niederprüm:  
Quersubventionierung und Wettbewerb im Postmarkt, Juli 2001
- Nr. 226: Ingo Vogelsang  
unter Mitarbeit von Ralph-Georg Wöhrl  
Ermittlung der Zusammenschaltungsentgelte auf Basis der in Anspruch genommenen Netzkapazität, August 2001
- Nr. 227: Dieter Elixmann, Ulrike Schimmel, Rolf Schwab:  
Liberalisierung, Wettbewerb und Wachstum auf europäischen TK-Märkten, Oktober 2001
- Nr. 228: Astrid Höckels:  
Internationaler Vergleich der Wettbewerbsentwicklung im Local Loop, Dezember 2001
- Nr. 229: Anette Metzler:  
Preispolitik und Möglichkeiten der Umsatzgenerierung von Internet Service Providern, Dezember 2001
- Nr. 230: Karl-Heinz Neumann:  
Volkswirtschaftliche Bedeutung von Resale, Januar 2002
- Nr. 231: Ingo Vogelsang:  
Theorie und Praxis des Resale-Prinzips in der amerikanischen Telekommunikationsregulierung, Januar 2002
- Nr. 232: Ulrich Stumpf:  
Prospects for Improving Competition in Mobile Roaming, März 2002
- Nr. 233: Wolfgang Kiesewetter:  
Mobile Virtual Network Operators – Ökonomische Perspektiven und regulatorische Probleme, März 2002
- Nr. 234: Hasan Alkas:  
Die Neue Investitionstheorie der Realoptionen und ihre Auswirkungen auf die Regulierung im Telekommunikationssektor, März 2002



- Nr. 235: Karl-Heinz Neumann:  
Resale im deutschen Festnetz,  
Mai 2002
- Nr. 236: Wolfgang Kiesewetter, Lorenz Nett und Ulrich Stumpf:  
Regulierung und Wettbewerb auf europäischen Mobilfunkmärkten, Juni 2002
- Nr. 237: Hilke Smit:  
Auswirkungen des e-Commerce auf den Postmarkt, Juni 2002
- Nr. 238: Hilke Smit:  
Reform des UPU-Endvergütungssystems in sich wandelnden Postmärkten, Juni 2002
- Nr. 239: Peter Stamm, Franz Büllingen:  
Kabelfernsehen im Wettbewerb der Plattformen für Rundfunkübertragung - Eine Abschätzung der Substitutionspotenziale, November 2002
- Nr. 240: Dieter Elixmann, Cornelia Stappen unter Mitarbeit von Anette Metzler:  
Regulierungs- und wettbewerbspolitische Aspekte von Billing- und Abrechnungsprozessen im Festnetz, Januar 2003
- Nr. 241: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf unter Mitarbeit von Ulrich Ellinghaus, Joachim Scherer, Sonia Strube Martins, Ingo Vogelsang:  
Eckpunkte zur Ausgestaltung eines möglichen Handels mit Frequenzen, Februar 2003
- Nr. 242: Christin-Isabel Gries:  
Die Entwicklung der Nachfrage nach breitbandigem Internet-Zugang, April 2003
- Nr. 243: Wolfgang Briglauer:  
Generisches Referenzmodell für die Analyse relevanter Kommunikationsmärkte – Wettbewerbsökonomische Grundfragen, Mai 2003
- Nr. 244: Peter Stamm, Martin Wörter:  
Mobile Portale – Merkmale, Marktstruktur und Unternehmensstrategien, Juli 2003
- Nr. 245: Franz Büllingen, Annette Hillebrand:  
Sicherstellung der Überwachbarkeit der Telekommunikation: Ein Vergleich der Regelungen in den G7-Staaten, Juli 2003
- Nr. 246: Franz Büllingen, Annette Hillebrand:  
Gesundheitliche und ökologische Aspekte mobiler Telekommunikation – Wissenschaftlicher Diskurs, Regulierung und öffentliche Debatte, Juli 2003
- Nr. 247: Anette Metzler, Cornelia Stappen unter Mitarbeit von Dieter Elixmann:  
Aktuelle Marktstruktur der Anbieter von TK-Diensten im Festnetz sowie Faktoren für den Erfolg von Geschäftsmodellen, September 2003
- Nr. 248: Dieter Elixmann, Ulrike Schimmel with contributions of Anette Metzler:  
"Next Generation Networks" and Challenges for Future Regulatory Policy, November 2003
- Nr. 249: Martin O. Wengler, Ralf G. Schäfer:  
Substitutionsbeziehungen zwischen Festnetz und Mobilfunk: Empirische Evidenz für Deutschland und ein Survey internationaler Studien, Dezember 2003
- Nr. 250: Ralf G. Schäfer:  
Das Verhalten der Nachfrager im deutschen Telekommunikationsmarkt unter wettbewerblichen Aspekten, Dezember 2003
- Nr. 251: Dieter Elixmann, Anette Metzler, Ralf G. Schäfer:  
Kapitalmarktinduzierte Veränderungen von Unternehmensstrategien und Marktstrukturen im TK-Markt, März 2004
- Nr. 252: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:  
Der Markt für Public Wireless LAN in Deutschland, Mai 2004
- Nr. 253: Dieter Elixmann, Annette Hillebrand, Ralf G. Schäfer, Martin O. Wengler:  
Zusammenwachsen von Telefonie und Internet – Marktentwicklungen und Herausforderungen der Implementierung von ENUM, Juni 2004

- Nr. 254: Andreas Hense, Daniel Schäffner:  
Regulatorische Aufgaben im Energiebereich – ein europäischer Vergleich, Juni 2004
- Nr. 255: Andreas Hense:  
Qualitätsregulierung und wettbewerbspolitische Implikationen auf Postmärkten, September 2004
- Nr. 256: Peter Stamm:  
Hybridnetze im Mobilfunk – technische Konzepte, Pilotprojekte und regulatorische Fragestellungen, Oktober 2004
- Nr. 257: Christin-Isabel Gries:  
Entwicklung der DSL-Märkte im internationalen Vergleich, Oktober 2004
- Nr. 258: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Diana Rätz:  
Alternative Streitbeilegung in der aktuellen EMVU-Debatte, November 2004
- Nr. 259: Daniel Schäffner:  
Regulierungsökonomische Aspekte des informatorischen Unbundling im Energiebereich, Dezember 2004
- Nr. 260: Sonja Schölermann:  
Das Produktangebot von Universaldienstleistern und deren Vergleichbarkeit, Dezember 2004
- Nr. 261: Franz Büllingen, Aurélie Gillet, Christin-Isabel Gries, Annette Hillebrand, Peter Stamm:  
Stand und Perspektiven der Vorratsspeicherung im internationalen Vergleich, Februar 2005
- Nr. 262: Oliver Franz, Marcus Stronzik:  
Benchmarking-Ansätze zum Vergleich der Effizienz von Energieunternehmen, Februar 2005
- Nr. 263: Andreas Hense:  
Gasmarktregulierung in Europa: Ansätze, Erfahrungen und mögliche Implikationen für das deutsche Regulierungsmodell, März 2005
- Nr. 264: Franz Büllingen, Diana Rätz:  
VoIP – Marktentwicklungen und regulatorische Herausforderungen, Mai 2005
- Nr. 265: Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:  
Stand der Backbone-Infrastruktur in Deutschland – Eine Markt- und Wettbewerbsanalyse, Juli 2005
- Nr. 266: Annette Hillebrand, Alexander Kohlstedt, Sonia Strube Martins:  
Selbstregulierung bei Standardisierungsprozessen am Beispiel von Mobile Number Portability, Juli 2005
- Nr. 267: Oliver Franz, Daniel Schäffner, Bastian Trage:  
Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen, August 2005
- Nr. 268: Andreas Hense, Marcus Stronzik:  
Produktivitätsentwicklung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber – Untersuchungsmethodik und empirische Ergebnisse, September 2005
- Nr. 269: Ingo Vogelsang:  
Resale und konsistente Entgeltregulierung, Oktober 2005
- Nr. 270: Nicole Angenendt, Daniel Schäffner:  
Regulierungsökonomische Aspekte des Unbundling bei Versorgungsunternehmen unter besonderer Berücksichtigung von Pacht- und Dienstleistungsmodellen, November 2005
- Nr. 271: Sonja Schölermann:  
Vertikale Integration bei Postnetzbetreibern – Geschäftsstrategien und Wettbewerbsrisiken, Dezember 2005
- Nr. 272: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm:  
Transaktionskosten der Nutzung des Internet durch Missbrauch (Spamming) und Regulierungsmöglichkeiten, Januar 2006
- Nr. 273: Gernot Müller, Daniel Schäffner, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:  
Indikatoren zur Messung von Qualität und Zuverlässigkeit in Strom- und Gasversorgungsnetzen, April 2006
- Nr. 274: J. Scott Marcus:  
Interconnection in an NGN Environment, Mai 2006

- Nr. 275: Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:  
Incumbents und ihre Preisstrategien im Telefondienst – ein internationaler Vergleich, Juni 2006
- Nr. 276: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:  
Wettbewerbspolitische Bedeutung des Postleitzahlensystems, Juni 2006
- Nr. 277: Marcus Stronzik, Oliver Franz:  
Berechnungen zum generellen X-Faktor für deutsche Strom- und Gasnetze: Produktivitäts- und Inputpreisdifferential, Juli 2006
- Nr. 278: Alexander Kohlstedt:  
Neuere Theoriebeiträge zur Netzökonomie: Zweiseitige Märkte und On-net/Off-net-Tariffdifferenzierung, August 2006
- Nr. 279: Gernot Müller:  
Zur Ökonomie von Trassenpreissystemen, August 2006
- Nr. 280: Franz Büllingen, Peter Stamm in Kooperation mit Prof. Dr.-Ing. Peter Vary, Helge E. Lüders und Marc Werner (RWTH Aachen):  
Potenziale alternativer Techniken zur bedarfsgerechten Versorgung mit Breitbandzugängen, September 2006
- Nr. 281: Michael Brinkmann, Dragan Ilic:  
Technische und ökonomische Aspekte des VDSL-Ausbaus, Glasfaser als Alternative auf der (vor-) letzten Meile, Oktober 2006
- Nr. 282: Franz Büllingen:  
Mobile Enterprise-Solutions – Stand und Perspektiven mobiler Kommunikationslösungen in kleinen und mittleren Unternehmen, November 2006
- Nr. 283: Franz Büllingen, Peter Stamm:  
Triple Play im Mobilfunk: Mobiles Fernsehen über konvergente Hybridnetze, Dezember 2006
- Nr. 284: Mark Oelmann, Sonja Schölermann:  
Die Anwendbarkeit von Vergleichsmarktanalysen bei Regulierungsentscheidungen im Postsektor, Dezember 2006
- Nr. 285: Iris Bösch:  
VoIP im Privatkundenmarkt – Marktstrukturen und Geschäftsmodelle, Dezember 2006
- Nr. 286: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:  
Stand und Perspektiven der Telekommunikationsnutzung in den Breitbandkabelnetzen, Januar 2007
- Nr. 287: Konrad Zoz:  
Modellgestützte Evaluierung von Geschäftsmodellen alternativer Teilnehmernetzbetreiber in Deutschland, Januar 2007
- Nr. 288: Wolfgang Kiesewetter:  
Marktanalyse und Abhilfemaßnahmen nach dem EU-Regulierungsrahmen im Ländervergleich, Februar 2007
- Nr. 289: Dieter Elixmann, Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:  
Internationaler Vergleich der Sektorperformance in der Telekommunikation und ihrer Bestimmungsgründe, Februar 2007
- Nr. 290: Ulrich Stumpf:  
Regulatory Approach to Fixed-Mobile Substitution, Bundling and Integration, März 2007
- Nr. 291: Mark Oelmann:  
Regulatorische Marktzutrittsbedingungen und ihre Auswirkungen auf den Wettbewerb: Erfahrungen aus ausgewählten Briefmärkten Europas, März 2007
- Nr. 292: Patrick Anell, Dieter Elixmann:  
"Triple Play"-Angebote von Festnetzbetreibern: Implikationen für Unternehmensstrategien, Wettbewerb(s)politik und Regulierung, März 2007
- Nr. 293: Daniel Schäffner:  
Bestimmung des Ausgangsniveaus der Kosten und des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für eine Anreizregulierung des Energiesektors, April 2007