

Romer, Andrea

**Working Paper**

## Anreizsysteme für Investitionen während der Regulierungsperiode

Hohenheimer Schriften: Rechnungswesen - Steuern - Wirtschaftsprüfung, No. 2012-2

**Provided in Cooperation with:**

University of Hohenheim, Department of Business Administration

*Suggested Citation:* Romer, Andrea (2012) : Anreizsysteme für Investitionen während der Regulierungsperiode, Hohenheimer Schriften: Rechnungswesen - Steuern - Wirtschaftsprüfung, No. 2012-2, Universität Hohenheim, Institut für Financial Management, Stuttgart, <https://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:100-opus-7911>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/67394>

**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.*



# Anreizsysteme für Investitionen während der Regulierungsperiode

-  
**Andrea Romer<sup>1</sup>**

**Diskussionspapier  
# 2012 - 02**

## **Abstract**

Durch die von der Bundesregierung beschlossene Energiewende entsteht in den nächsten Jahren ein erheblicher Um- und Ausbaubedarf der Energienetze. Der gegenwärtige Regulierungsrahmen, mit dem Ziel eines effizienteren Betriebs bestehender Netze, setzt dabei keine Anreize für steigende Investitionen. Diese sind jedoch für die Umsetzung der Energiewende unabdingbar.

Der folgende Beitrag analysiert die aktuell vorhandenen Instrumente zur Förderung der Investitionstätigkeit gemäß der Anreizregulierungsverordnung (Erweiterungsfaktor, Pauschalierter Investitionszuschlag und Investitionsbudget) und stellt weitere optionale Konzepte zur Verbesserung der Investitionsbedingungen während der Regulierungsperiode vor.

---

<sup>1</sup> Andrea Romer, Master of Arts, ist seit 2012 externe Doktorandin bei Prof. Dr. Dirk Hachmeister, Lehrstuhl für Rechnungswesen und Finanzierung (510A) an der Universität Hohenheim

**Inhaltsverzeichnis**

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>III</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>III</b>
<b>Formelverzeichnis</b>	<b>IV</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>V</b>
<b>1. Einführung</b>	<b>1</b>
<b>2. Die Anreizregulierung – Beschreibung und Auswirkungen auf die Investitionen</b>	<b>5</b>
2.1. Die Anreizregulierung	5
2.2. Investition in der Anreizregulierung	13
2.3. Regulierungsbedingte Investitionsrisiken	16
<b>3. Aktuelle Anreizsysteme auf Basis der Anreizregulierungsverordnung (ARegV)</b>	<b>21</b>
3.1. Der Erweiterungsfaktor	22
3.1.1. Grundlagen des Erweiterungsfaktor	22
3.1.2. Kritikpunkte zum Erweiterungsfaktor	24
3.1.3. Verbesserungsmöglichkeiten im Bezug auf den aktuellen Erweiterungsfaktor	30
3.2. Der pauschalierte Investitionszuschlag	31
3.2.1. Grundlagen des pauschalierten Investitionszuschlag	31
3.2.2. Kritikpunkte zum pauschalierten Investitionszuschlag	33
3.2.3. Verbesserungsmöglichkeiten im Bezug auf den pauschalierten Investitionszuschlag	36
3.3. Das Investitionsbudget	37
3.3.1. Grundlagen des Investitionsbudget	37
3.3.2. Kritikpunkte zum Investitionsbudget	41
3.3.3. Verbesserungsmöglichkeiten im Bezug auf das Investitionsbudget	43
3.4. Zusammenfassung zu den aktuellen Anreizsystemen	46

<b>4. Mögliche Wege der Investitionsförderung während der Regulierungsperiode</b>	<b>48</b>
4.1. Instrumente zur Vermeidung des Effizienzrisikos	48
4.1.1. Investitionen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten	49
4.1.2. Splitting von CAPEX und OPEX	51
4.2. Wege zur Vermeidung des Renditerisikos	52
4.2.1. Sicherstellung einer angemessenen Verzinsung	52
4.2.2. Renditezuschlag	55
4.2.3. Sliding-Scale-Mechanismus	57
4.3. Wachstumsmodell des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)	62
4.4. Investitionsfaktor am Beispiel von Österreich	64
4.5. Reduzierung des regulatorischen Risikos	66
4.6. Zusammenfassung	68
<b>5. Fazit und Ausblick</b>	<b>73</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>76</b>
<b>Ehrenwörtliche Erklärung:</b>	<i>Fehler! Textmarke nicht definiert.</i>

**Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1: Kosten der Netzbetreiber nach ARegV.....	10
Abbildung 2: Senkungsvorgaben für die erste Regulierungsperiode .....	11
Abbildung 3: Investitionen der deutschen Gaswirtschaft 2000 bis 2010 .....	16
Abbildung 4: Unterscheidung der Regulierungssysteme im Bezug auf die Behandlung des Zeitverzuges bei Investitionen.....	19
Abbildung 5: Auswirkungen des Erweiterungsfaktors und des pauschalisierten Investitionszuschlages auf die Erlösobergrenze .....	21
Abbildung 6: Auswirkungen des Erweiterungsfaktors auf die Erlösobergrenze .....	24
Abbildung 7: Berechnung des pauschalierten Investitionszuschlages nach § 25 ARegV an Hand eines Beispiels .....	32
Abbildung 8: Abweichung der entstandenen Kosten von den zugestandenen Erlösen in der EOG im Bezug auf den PIZ .....	34
Abbildung 9: Unterschiedliche Auswirkungen von Investitionsbudgets und regulären Investitionen .....	40
Abbildung 10: Unterschiedliche Entwicklung im Ist- und Plankostensystem.....	42
Abbildung 11: Ergebnisentwicklung bei Investitionen: Unterschiede beim Ist- und Plankostensystem .....	43
Abbildung 12: Sliding-Scale-Mechanismus in Großbritannien basierend auf Zahlen der OFGEM .....	60

**Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Ermittlung der Erlösobergrenze unter der Berücksichtigung des Erweiterungsfaktor und einem Effizienzwert von 60%.....	27
Tabelle 2: Erlösobergrenze ohne Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors .....	27
Tabelle 3: Erweiterungsfaktor der ersten Regulierungsperiode .....	27
Tabelle 4: Ermittlung der Erlösobergrenze unter der Berücksichtigung des Erweiterungsfaktor und einem Effizienzwert von 100%.....	28
Tabelle 5: Erlösobergrenze ohne Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors sowie der Wert des Erweiterungsfaktor bei einer Effizienz von 100% .....	28
Tabelle 6: Veränderung der Versorgungsparameter und Berechnung des Erweiterungsfaktors.....	29
Tabelle 7: Länderüberblick Renditen und Adders.....	57

**Formelverzeichnis**

Formel 1: Price-Cap-Formel .....	7
Formel 2: Revenue-Cap-Formel .....	7
Formel 3: Regulierungsformel zur Ermittlung der Erlösobergrenze .....	10
Formel 4: Berechnung der Erheblichkeitsschwelle beim Erweiterungsfaktor .....	23
Formel 5: Regulierungsformel zur Berechnung der Auswirkungen des Erweiterungsfaktors in Anhängigkeit vom Effizienzwert .....	26
Formel 6: Renditeberechnung nach CAPM.....	54
Formel 7: Berechnung des Bonus im Sliding-Scale-Mechanismus .....	61

**Abkürzungsverzeichnis**

AI	=	Additional Income
ARegV	=	Anreizregulierungsverordnung
BDEW	=	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGH	=	Bundesgerichtshof
BK	=	Beschlusskammer der Bundesnetzagentur
BNetzA	=	Bundesnetzagentur
$\beta_i$	=	Beta-Faktor
CAPEX	=	Capital Expenditure (= Kapitalkosten)
CAPEX <sub>E</sub>	=	erwartete Kapitalkosten
CAPEX <sub>T</sub>	=	tatsächliche Kapitalkosten
CAPM	=	Capital Asset Pricing Model
d.h.	=	das heißt
EEG	=	Erneuerbaren-Energien-Gesetz
EF	=	Erweiterungsfaktor
EF <sub>t</sub>	=	Erweiterungsfaktor zum Zeitpunkt t
EnWG	=	Energiewirtschaftsgesetz
EI	=	Efficiency Incentives
EOG	=	Erlösobergrenze
E(R <sub>i</sub> )	=	erwartete Rendite einer Kapitalanlage i
E(R <sub>m</sub> )	=	erwartete Rendite des Marktportfolios
(E(R <sub>m</sub> ) - R <sub>f</sub> )	=	erwartete Marktrisikoprämie
GasNEV	=	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	=	Gasnetzzugangsverordnung
GK <sub>2006</sub>	=	Gesamtkosten des Basisjahres 2006
IB	=	Investitionsbudget
k	=	Kostenfaktor
KA <sub>dnb, 0</sub>	=	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile des Basisjahres
KA <sub>dnb, 2006</sub>	=	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile des Basisjahres 2006
KAEW	=	jährliche Kosten der Erweiterungsinvestitionen
KAEW <sub>dnb</sub>	=	in den jährlichen Kosten der Erweiterungsinvestitionen enthaltene dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile
KA <sub>b</sub>	=	beeinflussbaren Kostenanteile
KA <sub>dnb</sub>	=	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile
KA <sub>vnb</sub>	=	vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile

KWK-G	=	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
$\Delta K$	=	Veränderung der Kundenzahl
MS	=	Mittelspannung
NABEG	=	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NS	=	Niederspannung
OFGEM	=	Office of Gas and Electricity
OPEX	=	Operational Expenditure
P	=	Preisobergrenze des regulierten Unternehmens
PIZ	=	pauschalierter Investitionszuschlag
PWC	=	PriceWaterhouseCoopers
$Q_t$	=	Qualitätselement zum Zeitpunkt t
$R_f$	=	risikoloser Marktzins
RPI	=	Retail Price Index
$S_t$	=	Saldo des Regulierungskonto zum Zeitpunkt t
StromNEV	=	Stromnetzentgeltverordnung
t-1	=	Vorjahreswert
TOTEX	=	Total Expenditure
VKU	=	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
$V_t$	=	Verteilmfaktor zum Zeitpunkt t
$VPI_t$	=	Verbraucherpreisindex zum Zeitpunkt t
$VPI_0$	=	Verbraucherpreisindex zum Basisjahr
WACC	=	Weighted Average Costs of Capital
X	=	Effizienzfaktor
Z	=	Korrekturfaktor



## 1. Einführung

In Deutschland sind derzeit 900 Stromnetzbetreiber und über 700 Gasnetzbetreiber für den Betrieb, den Erhalt, den Umbau sowie die Erneuerung ihres Netzes verantwortlich. Durch die von der Bundesregierung beschlossene Energiewende entsteht in den nächsten Jahren ein erheblicher Um- und Ausbaubedarf sowohl für die Transport- bzw. Fernleitungsnetze als auch für die Verteilnetze.<sup>2</sup> Hintergrund ist die im Energiekonzept der Bundesregierung verankerte Gesamtstrategie, die die Erneuerbaren Energien als tragende Säule der künftigen Energieversorgung vorsieht. Der Anteil der erneuerbaren Energie ist schon in den vergangenen Jahren stark angestiegen und wird in der Zukunft weiter steigen. Hierfür ist eine leistungsfähige Netzinfrastruktur, sowohl im Bereich der Übertragung- bzw. Fernleitungsnetze als auch der Verteilnetzebene, von zentraler Bedeutung. Die Haupthindernisse bei der Beschleunigung des Netzausbaus bzw. Netzausbaus liegen zum einem in den überlangen Genehmigungsverfahren und der fehlenden Akzeptanz der Bevölkerung vor Ort, die dann zu zeitlichen Verzögerungen führen. Und zum zweiten bietet der gegenwärtige Regulierungsrahmen, mit dem Ziel eines effizienten Betriebs bestehender Netze, keine Anreize für steigende Investitionen. Die aktuellen Maßnahmen, die auch im Eckpunktepapier zum Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) enthalten sind, beschränken sich auf das Genehmigungsverfahren bei Übertragungsnetzbetreibern.<sup>3</sup> Diese werden von der aktuellen Energiewende zwar stärker betroffen sein, aber auch im Bereich der Verteilnetze ist ein hoher Um- und Ausbaubedarf zu sehen. Die dafür notwendigen Instandhaltungen in die bestehende Netzinfrastruktur und ihr bedarfsgerechter Ausbau sind die wesentlichen Voraussetzungen zur Gewährleistung des in § 1 Abs. 1 EnWG 2005 niedergeschriebenen Ziels der Versorgungssicherheit in Deutschland. Beim Übertragungsnetzbetreiber entsteht durch die Energiewende, speziell durch den Bau von Offshore-Windparks und küstennahen Windparks, ein hoher Ausbaubedarf. Die Übertragungsnetze müssen deshalb zukünftig in der Lage sein, Elektrizität und Gas über weite Entfernungen zu transportieren und dabei gleichzeitig das Ziel einer kostengünstigen Energieversorgung nicht aus den Augen zu verlieren. Aber auch in der Verteilnetzebene sind auf Grund der ambitionierten klimapolitischen Ziele Investitionen notwendig. Vor allem in Bayern und Baden-Württemberg werden Investitionsausgaben für die Anbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen notwendig sein, da die Einspeisemengen durch die Einspeisung mittels Photovoltaik-Anlagen deutlich gestiegen sind und ein weiterer Anstieg, auch bei gesunkener Förderung, vorhersehbar ist.<sup>4</sup> Im Gasbereich

---

<sup>2</sup> BDEW (2011c), Seite 3

<sup>3</sup> BDEW (2011d), Seite 2

<sup>4</sup> Kühling, Pisal (2011), Seite 14

besteht der Ausbaubedarf auch auf Grund der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und der Verschiebung der Aufkommensströme (Absenkungen der deutschen Eigenproduktion bei gleichzeitigem Anstieg der Gas-Importe z.B. aus Russland) sowie durch den Anschluss von neuen Gaswerken.

Aktuelle Schätzungen der Branche sieht für die Übertragungsnetze einen Investitionsbedarf von 14 Mrd. Euro bis 2020 vor. Dieser Wert kann in Abhängigkeit von den untersuchten Investitionen auf bis zu 50 Mrd. € ansteigen, was bedeutet, dass jährlich bis zu knapp 5 Mrd. € für Investitions- und Betriebskosten anfallen werden. Der Investitionsbedarf im Verteilnetz zur Integration der Erneuerbaren Energien wird mit 10 bis 27 Mrd. € über den gleichen Zeitraum angesetzt. Darin ist der Umbaubedarf auf Grund technischer Lebenszyklen der Anlagen nicht enthalten.<sup>5</sup> Der tatsächliche Investitionsbedarf liegt damit deutlich höher als angegeben, da viele Anlagen in den 70er-Jahren erbaut wurden und langsam erneuert werden müssen. Zudem sind die Kosten für den Umbau zu so genannten „intelligenten Netzen“ („Smart Grid“) hierbei noch nicht enthalten. Smart Grid werden benötigt, um die Diskrepanz zwischen den volatilen Einspeisemengen aus erneuerbaren Energien und den davon abweichendem Abnahmeverhalten der Letztverbraucher auszugleichen. Angesichts dieser Entwicklung ist die Diskussion um Investitionsanreize der Netzbetreiber in den Mittelpunkt gerückt. Hierbei spielt auch die im Jahr 2009 eingeführte Anreizregulierung eine bedeutende Rolle, die stärker auf die Verbesserung der Effizienz ausgerichtet ist und dabei die Förderung von Investitionsanreizen vernachlässigt.<sup>6</sup> Netzbetreiber können hierbei die steigenden Kosten nicht mehr direkt an den Endverbraucher weitergeben und müssen Kostensenkungspotenziale schöpfen. Von der Bundesregierung wurde das Problem der Investitionsanreize erkannt, da bereits im Energiekonzept festgelegt wurde, dass eine Novellierung des Regulierungsrahmens in Richtung einer angemessenen Anrechnung der Kosten für den Netzum- und -ausbau geprüft werden soll. Jedoch wurde dies weder im NABEG noch in der Novelle zum EnWG berücksichtigt. Die Kosten für den Netzum- und -ausbau auf Grund der Energiewende werden auch weiterhin erst in die Kalkulation der Netzentgelte in den Basisjahren einfließen. Hierbei kann es systembedingt zu einem Zeitverzug von bis zu sieben Jahren zwischen der Investitionsausgabe und der Erlöswirksamkeit durch die Netzentgelte kommen. Der Netzbetreiber muss dann diese Vorfinanzierungslast tragen, was eine sinkende wirtschaftliche Rentabilität zur Folge hat.<sup>7</sup> Um Investitionsanreize auch für die Energiewende zu setzen, benötigt die Branche ein eindeutiges Bekenntnis zu angemessenen und attraktiven Investitionsbedin-

---

<sup>5</sup> BDEW (2011d), Seite 2

<sup>6</sup> Brunekreeft, Meyer (2011), Seite 2

<sup>7</sup> BDEW (2011d), Seite 2

gungen für die Netzbetreiber und Kapitalgeber, um den steigenden Finanzierungsbedarf sicherstellen zu können. Hierbei empfiehlt sich, wesentliche Einflüsse, wie die Finanzkrise, zu berücksichtigen, da diese erhebliche Auswirkungen auf die Kapitalmärkte und damit auch auf die Finanzierung von Investitionen haben.<sup>8</sup>

Mit Hilfe dieser Arbeit soll dargestellt werden, welche Anreizsysteme im Bezug auf die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber in der Anreizregulierungsverordnung verankert sind und ob diese ausreichen, um Investitionsanreize für die anstehenden Ausbau- und Umbaumaßnahmen zu setzen. Zudem sollen Möglichkeiten der Verbesserung der bestehenden Systems aufgezeigt und weitere mögliche Anreizsysteme herausgearbeitet werden, die durch die aktuellen Diskussionen im Bezug auf die energiepolitischen Ziele genannt werden bzw. schon von anderen Regulierungsbehörden eingesetzt werden.

Zum besseren Verständnis der Ausführungen erfolgt im Kapitel 2 eine kurze Einführung zum Thema Anreizregulierung und Investitionen, da dieser Ansatz im Rahmen dieser Arbeit immer wieder aufgegriffen wird. Hierbei werden zuerst die allgemeinen Regulierungsansätze erläutert und die möglichen Regulierungsmethoden dargestellt. Zudem werden die Grundlagen der Anreizregulierung beschrieben. Speziell die Berechnung der Erlösbergrenze und deren Zusammensetzung sind hierbei von Bedeutung. Des Weiteren geht das zweite Kapitel kurz auf die Investitionen und deren Unterscheidung ein. Dabei werden die Investitionsarten, die im Rahmen der Regulierung bedeutend sind, herausgearbeitet. Anschließend wird auf die aktuellen Investitionsbedingungen in der Anreizregulierung eingegangen. Die Optimierung, die die Netzbetreiber hierbei vornehmen, sowie die Investitionsanreize, die von Seiten der Anreizregulierungsverordnung geboten werden, stehen dabei im Mittelpunkt. Abgeschlossen wird dieser Abschnitt mit einer Darstellung der regulatorischen Investitionsrisiken, die sich vor allem auf das klassische Investitionsrisiko, den Zeitverzug bei den Investitionen und das Regulierungsrisiko konzentrieren.

Der dritte Abschnitt geht dann auf die Investitionsanreize ein, die in der Anreizregulierungsverordnung verankert wurden: der Erweiterungsfaktor, der pauschalierte Investitionszuschlag sowie das Investitionsbudget. Hierbei werden alle drei Methoden kurz vorgestellt. Anschließend werden die aktuellen Schwächen des Systems aufgezeigt und mögliche Verbesserungswege dargestellt. Bei den meisten Methoden muss dabei unterschieden werden, ob es sich um Investitionen von Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreibern oder Verteilnetzbetreibern handelt.

Mögliche Wege der Investitionsförderung während der Regulierungsperiode, die bisher nicht in der Anreizregulierungsverordnung geregelt sind bzw. von der Bundesnetzagen-

---

<sup>8</sup> BDEW (2011c), Seite 3

tur umgesetzt werden, sind Inhalt des vierten Kapitels. Hierbei werden Methoden aufgezeigt, die sich aus der aktuellen Diskussion ergeben, von Verbänden bzw. der Branche diskutiert werden oder von anderen europäischen Regulierungsbehörden umgesetzt wurden, um den Investitionshemmnissen der Anreizregulierung entgegenzuwirken und Anreize für die energiepolitischen Ziele zu setzen. In diesem Zusammenhang erfolgt eine kurze Beurteilung der Fragestellung, ob die beschriebenen Methoden im Rahmen der Anreizregulierung in Deutschland überhaupt umsetzbar sind. Das vierte Kapitel wird hierbei in verschiedene Bereiche aufgeteilt. Der erste Block beschäftigt sich mit Methoden, die zur Behebung des Effizienzrisikos eingesetzt werden können. Der zweite Bereich fokussiert mit Hilfe verschiedener Instrumente das Ziel einer angemessenen Rendite. Danach werden weitere spezielle Möglichkeiten zur Verbesserung der Investitionsanreize sowie zur Bekämpfung weiterer Investitionsrisiken dargestellt. Abgeschlossen wird diese Arbeit mit einem Fazit und einer Zusammenfassung der wichtigsten Wege zur Optimierung der Investitionsanreize in Deutschland. Hierbei soll unter den aktuellen Gegebenheiten ein Ausblick erstellt werden, speziell auf den bestehenden Netzausbaubedarf im Rahmen der energiepolitischen Ziele.

## **2. Die Anreizregulierung – Beschreibung und Auswirkungen auf die Investitionen**

Die Anreizregulierung und die Auswirkungen auf die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber sind die zentralen Themen dieser Arbeit. Deshalb soll zum besseren Verständnis dargestellt werden, was die Anreizregulierung ist und welche Auswirkungen sie auf die Investitionen der Netzbetreiber hat.

### **2.1. Die Anreizregulierung**

Die Notwendigkeit der Regulierung der Strom- und Gasnetze resultiert aus dem Vorhandensein der im volkswirtschaftlichen Sprachgebrauch genannten „natürlichen Monopole“, die sich dadurch kennzeichnen, dass die hohen Investitionen zur Errichtung einer Netzinfrastruktur für neue Wettbewerber eine Markteintrittsbarriere darstellen. Deshalb wurden die Netzbetreiber im Zug der Liberalisierung verpflichtet, ihre Netze entgeltlich für die Durchleitung von Strom und Gas zur Verfügung zu stellen. Um hierbei eine ausschließliche Maximierung der Renditen der Netzbetreiber zu verhindern, wurden diese Bereiche der Regulierung – einer staatlichen Einflussnahme auf die Preisbildung der Monopolisten - unterworfen.<sup>9</sup> Denn im Gegensatz zu den wettbewerblich orientierten Märkten besteht im Bereich der Energienetze keine Eigeninteresse der Netzbetreiber, ihre Kosten zu senken und diese Kostensenkung auch an die Kunden weiterzugeben. Daraus resultiert das Regulierungsziel der Verringerung der Wohlfahrtseinbußen, d.h. eine Faktorfehlallokation auf Grund des Marktversagens. Die Ziele der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Energiebereich lassen sich dabei aus den relevanten Gesetzen und Verordnung ableiten. Das Hauptziel, das im EnWG verankert ist, verlangt eine sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Versorgung mit Elektrizität und Gas.<sup>10</sup>

Bei der Regulierung der Netzentgelte in der leitungsgebundenen Energieversorgung gibt es unterschiedliche Methoden, die sich auch unterschiedlich im Bezug auf die Investitionsanreize auswirken. Grundsätzlich wird hierbei zwischen der kostenorientierten Regulierung und der Anreizregulierung unterschieden.

Die kostenorientierte Regulierung orientiert sich am Prinzip der Kostendeckung. Dabei setzt die Regulierung an den Kosten an, die ein reguliertes Unternehmen aufwenden muss, um die Nachfrage decken zu können.<sup>11</sup> Diese Kosten werden von der Regulierungsbehörde geprüft und genehmigt. Die Netzbetreiber müssen ihre Netzentgelte nun

---

<sup>9</sup> Pielke, Kurrat (2008), Seite 1

<sup>10</sup> Kurth (2009), Seite 681

<sup>11</sup> Bundesnetzagentur (2006), Seite 47

so bestimmen, dass die Erlöse nicht höher als die ausgewiesenen Kosten sind.<sup>12</sup> Die bekanntesten Methoden der kostenorientierten Regulierung sind die Rate-of-Return-Regulierung und die Cost-Plus-Regulierung. Beim Rate-of-Return-Ansatz wird dem Unternehmen eine feste Kapitalrentabilität vorgeschrieben, die nicht überschritten werden darf. Der Monopolist maximiert seinen Gewinn dabei unter der Nebenbedingung, dass seine Kapitalrentabilität den erlaubten Wert nicht überschreiten darf. Durch die Vorgabe, dass der zulässige Gewinn positiv von der erlaubten Kapitalrentabilität abhängt, wird für das Unternehmen ein Anreiz generiert, einerseits die Anzahl seiner Kapitaleinheiten zu maximieren, gleichzeitig aber auch die zugelassene Rentabilität nicht zu überschreiten. Dies führt zu einer Fehlallokation, dem so genannten Averch-Johnson-Effekt, der zu einem überhöhten, gesamtwirtschaftlich ineffizienten und wohlfahrtsmindernden Kapitaleinsatz führt.<sup>13</sup> Die Cost-Plus-Regulierung beschränkt im Gegensatz zur Rate-of-Return-Regulierung die Gewinne des regulierten Unternehmens auf einen genehmigten Aufschlag auf die tatsächlichen Kosten der Produktion.<sup>14</sup> Das bedeutet, dass sämtliche Investitionen über die Netzentgelte finanziert und verzinst werden. Zudem werden die laufenden Kosten in der Regel an den Netzkunden weitergereicht. Insgesamt kann im Hinblick auf die Anreizwirkung bei Investitionen im Rahmen der kostenorientierten Regulierung festgehalten werden, dass den Netzbetreibern Investitionsanreize geboten werden, die aber keinen Anreiz liefern, dass die Netzbetreiber ihre Kapitalkosten senken und Investitionen effizient gestalten. Die Kunden tragen im Rahmen der Kostenregulierung das Investitionsrisiko, da die Netzbetreiber die Kosten in den Netzentgelten einkalkulieren können. Die Kostenregulierung fördert dadurch eine gewisse produktive Ineffizienz bzw. Kosteneffizienz der regulierten Unternehmen.<sup>15</sup>

Die aufgeführte Kostenregulierung ist die traditionelle Form der Regulierung von Netzentgelten. Eine Weiterentwicklung ist die Anreizregulierung, die das Ziel hat, die direkte Verbindung zwischen den Kosten der regulierten Unternehmen und den Netzentgelten aufzulösen, und der Effizienz der Netzbetreiber eine größere Bedeutung zukommen zu lassen. Das Grundprinzip der anreizorientierten Regulierungsformel ist eine phasenweise Entkopplung von Erlösen und Kosten, die es dem Netzbetreiber in einem begrenzten Bereich ermöglichen, seine Wertflüsse selbst zu steuern.<sup>16</sup> Gelingt es den Unternehmen, ihre Kosten zu senken, so können höhere Gewinne realisiert werden, die im Unternehmen verbleiben können. Jedoch wird dem regulierten Unternehmen

---

<sup>12</sup> Wild, Vaterlaus (2003), Seite 5

<sup>13</sup> Bundesnetzagentur (2006), Seite 47

<sup>14</sup> Müller, Grobwitsch, Wissner (2011), Seite 162

<sup>15</sup> Wild, Vaterlaus (2003), Seite 5f.

<sup>16</sup> Müller, Grobwitsch, Wissner (2011), Seite 163

vorgegeben, die Erlöse bzw. Preise um den Faktor  $RPI - X$  zu korrigieren, wobei RPI (Retail Price Index) die Änderung des Verbraucherpreises reflektiert und  $X$  eine Variable darstellt, die mögliche Effizienzveränderungen berücksichtigt. Generell kann bei der Anreizregulierung auf vier verschiedene Verfahren zurückgegriffen werden.

Bei der ersten Form, der Preisobergrenzenregulierung (Price-Cap), erfolgt eine Festlegung von Preisen entweder in Form von Einzelpreisen oder von gewichteten Durchschnittspreisen aller Produktpreise. Die Erlöse variieren auf Grund schwankender Produktmengen proportional mit der Veränderung der Produktmenge.<sup>17</sup> Die Preisobergrenze berechnet sich hierbei wie folgt:

$$P_t = P_{t-1} * (1 + RPI - X) \pm Z$$

**Formel 1: Price-Cap-Formel<sup>18</sup>**

mit

$P$  = Preisobergrenze des regulierten Unternehmens       $t-1$  = Vorjahreswert

$RPI$  = Verbraucherpreisindex       $X$  = Effizienzfaktor

$Z$  = Korrekturfaktor

Das Problem der Preisobergrenzenregulierung ist, dass unter Investitionsgesichtspunkten gegenläufige Anreize entstehen, da das Unternehmen seine Kostenstruktur nicht unter langfristigen Gesichtspunkten optimiert, sondern kurzfristig die Kosten senken will. Zudem spielt bei diesem Verfahren der Zeitpunkt der Investition eine wichtige Rolle. Für die Netzbetreiber wirkt es sich rentabilitätssteigernd aus, die Kosten vor der Kostenprüfung zu erhöhen und gleich danach wieder zu senken.<sup>19</sup>

Bei der Erlösobergrenzenregulierung (Revenue-Cap) legt der Regulierer dagegen die Obergrenze für den Gesamterlös des Unternehmens fest, nimmt jedoch keinen Einfluss auf die einzelnen Produktpreise. Der Netzbetreiber kann dadurch seine Preise selbst gestalten. Bei veränderlichen Mengen schwanken in der Reinform der Erlösobergrenzenregulierung die Preise umgekehrt proportional zu den Mengenänderungen. Nachfolgend die Grundformel zur Bildung des Revenue-Cap dargestellt:

$$EOG = (EOG_{t-1} + k * \Delta K) * (RPI - X) \pm Z$$

**Formel 2: Revenue-Cap-Formel<sup>20</sup>**

---

<sup>17</sup> Bundesnetzagentur (2006), Seite 47

<sup>18</sup> in Anlehnung an Müller, Grobwitsch, Wissner (2010), Seite 12

<sup>19</sup> Müller, Grobwitsch, Wissner (2011), Seite 164

<sup>20</sup> in Anlehnung an Müller, Grobwitsch, Wissner (2010), Seite 16

mit

$EOG = \text{Erlösbergrenze des regulierten Unternehmens}$       $k = \text{Kostenfaktor}$   
 $\Delta K = \text{Veränderung der Kundenzahl}$       $RPI = \text{Verbraucherpreisindex}$   
 $X = \text{Effizienzfaktor}$       $Z = \text{Korrekturfaktor}$

Im Hinblick auf die Investitionstätigkeit ergeben sich die gleichen Probleme wie bei der Price-Cap-Regulierung auf Grund der fehlenden Anreize für Investitionen. Diese Regulierungsform setzt, wie beschrieben, vor allem Effizianzanreize und lässt die Investitionsanreize nach hinten rücken. Viele Unternehmen stellen in Folge dessen ihre Investitionen ein, um Kosten zu senken und damit die Gewinne zu erhöhen.

Die dritte Form der Anreizregulierung ist die hybride Methode. Denn die zuvor vorgestellten Anreizregulierungsmethoden finden in der Reinform kaum Anwendung. Die Probleme, die hierbei bei der Umsetzung auftreten, werden meist durch die Implementierung von weiteren Parametern in der Anreizformel berücksichtigt. Ein Beispiel hierfür ist der Erweiterungsfaktor oder das Qualitätselement.<sup>21</sup>

Bei der Yardstick Competition als vierter Methode liegt als Konzept der dauerhaften Entkopplung der zukünftigen Preis- oder Erlösentwicklung von den individuellen Kosten des Unternehmens zugrunde. Der Regulierungsansatz besteht auf der Prämisse, dass die Netzentgelte nicht aus den unternehmenseigenen Kostenstrukturen abgeleitet werden, sondern aus den Kosteninformationen vergleichbarer Mitbewerber. Dieses Konzept basiert darauf, den regulierten Unternehmen eine Preis- bzw. Erlösentwicklung vorzugeben, die sich an der Produktivitätsentwicklung der Branche orientiert. Dadurch werden in der Obergrenzenregulierung verbleibende Anreize für die Unternehmen beseitigt, die Kosten zum Ende der Regulierungsperiode zu erhöhen, damit sie höhere Erlöse bzw. Preise erzielen können. Voraussetzung für dieses Modell ist, dass die Effizienzsituation der Netzbetreiber vorab auf ein vergleichbares Niveau reguliert wurde.<sup>22</sup>

In Deutschland wurde mit dem neuen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zum 01.01.2009 als Regulierungsmethode die Anreizregulierung vorgesehen, die Anreize für eine effiziente Leistungserbringung der Netzbetreiber setzt. Hierbei steht die vollständige Entkopplung der Erlöse von den Kosten der Netzbetreiber mit dem Ziel einer Produktivitätssteigerung im Mittelpunkt.<sup>23</sup> Das wesentliche Ziel der Anreizregulierung ist dabei, die Abwendung von der geltenden Preisaufsicht mittels Kosten-Plus-Regulierung durch die Einführung eines Systems, welches unter Simulation von Wett-

---

<sup>21</sup> Bundesnetzagentur (2006), Seite 48

<sup>22</sup> Müller, Grobwitch, Wissner (2011), Seite 165 f.

<sup>23</sup> Pielke, Kurrat (2008), Seite 1



bewerb Anreize zur effizienten Leistungserbringung durch eigenständige Kostenreduzierung schafft. Durch die zusätzlich eingeführte Qualitätsregulierung soll die Versorgungssicherheit, die ein wichtiges Ziel des EnWG ist, gesichert werden.<sup>24</sup> Die Anreizregulierung wird in der Theorie und Praxis als beste Methode bewertet, um Ineffizienzen aufzudecken und diese abzubauen.<sup>25</sup> Allgemein können als Ziele der Anreizregulierung folgende Punkte genannt werden:

- Unternehmerische Gewinnaussicht, wenn mit den Kosten die vorgegebene Erlösobergrenze unterschritten wird
- Rationalisierung im Hinblick auf die laufenden beeinflussbaren Kosten
- Optimierung der Netzinvestitionen unter ökonomischen Aspekten
- Abbau von Ineffizienzen über zehn (Stromnetze) bzw. neun Jahre (Gasnetze)
- Schaffung eines einheitlichen Effizienznieaus aller Netzbetreiber
- Entlastung der Regulierungsbehörden und Netzbetreiber von permanenten Kostenprüfungen bzw. Netzentgeltgenehmigungen

Im EnWG ist die Anreizregulierung dabei in § 21a EnWG verankert. Die detaillierte Ausgestaltung der Anreizregulierung bei den Gas- und Stromnetzbetreibern wird in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) geregelt, die zum 6.11.2007 in Kraft getreten ist. Die ARegV sieht dabei einen hybriden Revenue-Ansatz vor, d.h. eine Regulierung der zukünftigen Erlösobergrenze, die auf Basis einer zulässigen Kostenstruktur und Vergleichsparametern stattfindet. Die Ausgangsbasis für die Erlösobergrenze ergibt sich in der ersten Regulierungsperiode aus der letzten Genehmigung der in der Vergangenheit praktizierten kostenbasierten Entgeltregulierung. Für die zweite Regulierungsperiode wird das Ausgangsniveau an Hand einer erneuten Kostenprüfung ermittelt. Grundlage dafür ist im Gas das Jahr 2010 und im Strom das Jahr 2011; diese bilden die so genannten Basisjahre. Die Regulierungsperioden dauern im Normalfall 5 Jahre. Ausnahme ist die erste Regulierungsperiode im Gas, die nur 4 Jahr beträgt.<sup>26</sup>

Wie schon beschrieben, findet die Kopplung der Erlöse an die tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers nur noch bedingt über die Kostenprüfung im Basisjahr statt. Dazu ist eine Kostenprüfung nach bestimmten Vorgaben der Strom-/GasNetzentgeltverordnung erforderlich. Für die Bestimmung der Erlösobergrenze hat der Verordnungsgeber nach Anlage 1 zu § 7 ARegV eine Regulierungsformel vorge-

---

<sup>24</sup> PriceWaterhouseCoopers (2008), Seite 431

<sup>25</sup> Ufer, Hoffjan, Ibleib, Schuchardt (2010), Seite 1

<sup>26</sup> PriceWaterhouseCoopers (2008), Seite 433

geben, die sowohl auf individuellen als auch auf gesamtwirtschaftlichen Faktoren basiert.<sup>27</sup>

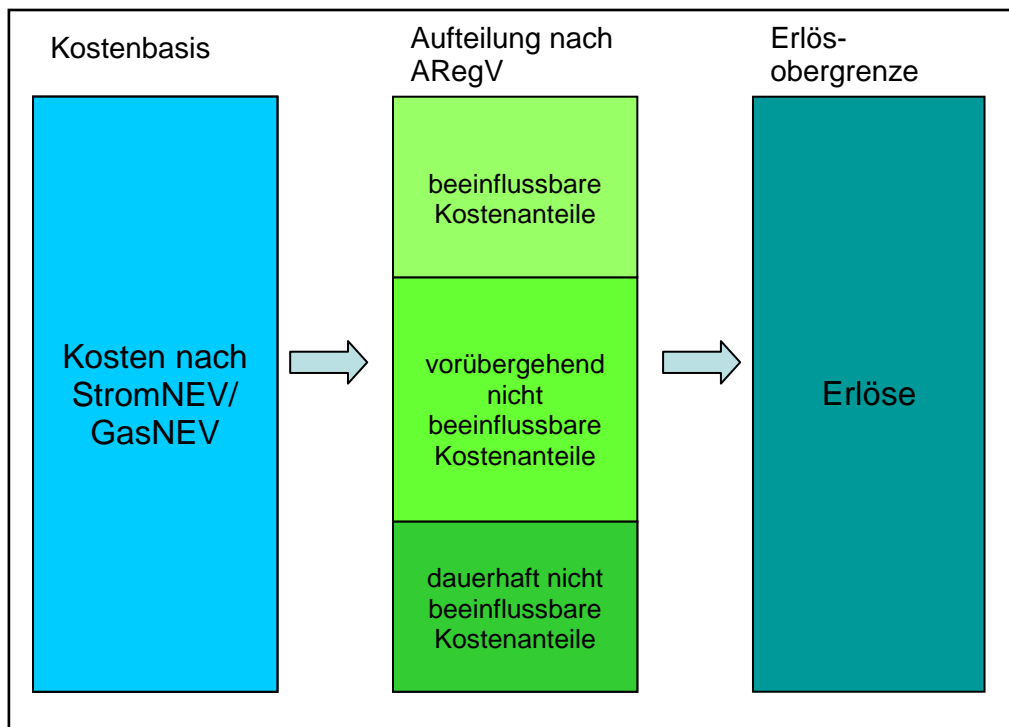
$$EOG_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}) * \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) * EF_t + Q_t + S_t$$

**Formel 3: Regulierungsformel zur Ermittlung der Erlösbergrenze<sup>28</sup>**

Die so ermittelten Gesamtkosten werden durch die Anreizregulierungsverordnung in drei Teile zerlegt:

- Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile ( $KA_{dnb}$ ) nach § 11 Abs. 2 ARegV,
- vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile ( $KA_{vnb}$ ) nach § 11 Abs. 3 ARegV sowie
- beeinflussbare Kostenanteile ( $KA_b$ ) nach § 11 Abs. 4 ARegV

Die nachfolgende Abbildung stellt diese Aufteilung sowie die Überleitung von der Kostenprüfung zur Erlösbergrenze dar.



**Abbildung 1: Kosten der Netzbetreiber nach ARegV<sup>29</sup>**

Durch diese Aufteilung in der ARegV wird der Vorgabe des §21a Abs. 4 Satz EnWG entsprochen, welche vorgibt, dass sich die Effizienzvorgaben ausschließlich auf die

<sup>27</sup> PriceWaterhouseCoopers (2008), Seite 445

<sup>28</sup> Anreizregulierungsverordnung (2007), Anlage 1, Seite 21

<sup>29</sup> Theobald, Hummel, Gussone, Feller (2008), Seite 28

beeinflussbaren Kostenanteile erstrecken dürfen. Diese besagten Effizienzvorgaben beruhen auf dem Effizienzvergleich als zentrales Instrument der Anreizregulierung. Hiermit sollen Ineffizienzen eines Netzbetreibers identifiziert und im Wege der Vorgaben von individuellen Effizienzwerten über die Dauer von einer bzw. mehrerer Regulierungsbehörden abgebaut werden (§ 16 Abs. 1 Satz 1 ARegV). Im nachfolgenden Schaubild wird dieser Effekt und der daraus resultierende Verlauf der Erlösobergrenze dargestellt.<sup>30</sup>

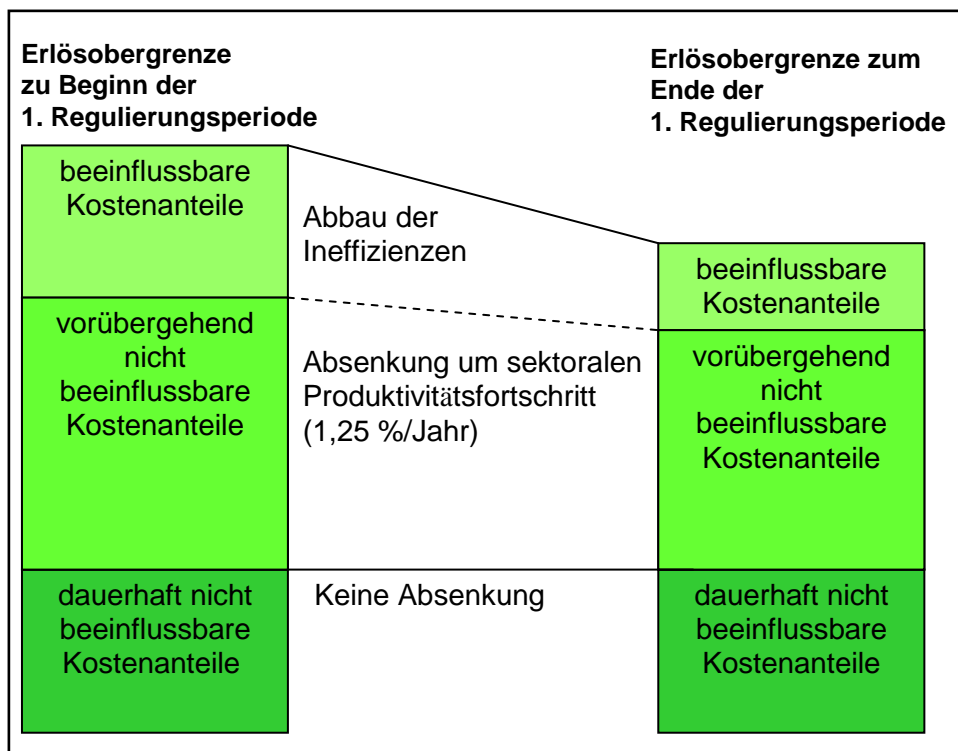


Abbildung 2: Senkungsvorgaben für die erste Regulierungsperiode<sup>31</sup>

Das Schaubild zeigt, dass die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile ohne Absenkungsvorgaben vollständig in die Erlösobergrenze eingehen. Dies erfolgt aktuell mit einem Zeitverzug von zwei Jahren.<sup>32</sup> Die restlichen Kosten werden anhand des Effizienzwertes in die vorübergehend nicht beeinflussbaren und in beeinflussbare Kostenanteile aufgeteilt. Die Aufteilung bestimmt sich dadurch, dass die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile den Kosten eines effizienten Netzbetreibers mit vergleichbarer Versorgungsaufgabe entsprechen. Ineffizient sind dagegen die beeinflussbaren Kostenanteile. Diese unterliegen den Absenkungsvorgaben, so dass die Obergrenze im Zeitverlauf unabhängig vom Vorgehen des Unternehmens angepasst wird. Die beeinflussbaren Kostenanteile unterliegen einem Verteilfaktor ( $V$ ), mit dem die Ab-

<sup>30</sup> Theobald, Hummel, Gussone, Feller (2008), Seite 32 f.

<sup>31</sup> Theobald, Hummel, Gussone, Feller (2008), Seite 33

<sup>32</sup> Theobald, Hummel, Gussone, Feller (2008), Seite 33

bauvorgaben aus dem Effizienzvergleich zeitlich verteilt werden. Des Weiteren wirken sich die Veränderung des Verbraucherpreisindex (VPI), der generelle sektorale Produktivitätsfaktor (PF) und der Erweiterungsfaktor (EF) auf die beeinflussbaren Kostenanteile sowie die vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile aus.<sup>33</sup>

Ein weiteres Element der Regulierungsformel ist das Qualitätselement (Q), das dafür sorgen soll, dass die notwendigen Investitionen getätigt werden und nicht die Einsparungen oberste Priorität haben. Dieses Element soll für Strom in der ersten Regulierungsperiode eingeführt werden und für den Gasbereich zum Beginn der zweiten Regulierungsperiode. Abgeschlossen wird die Regulierungsformel mit dem Saldo aus dem Regulierungskonto (S), das erst in der zweiten Regulierungsperiode von Bedeutung ist. Das Regulierungskonto soll vor allem dazu dienen, die Differenzen zwischen den zulässigen Erlösen und dem vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlöse zu erfassen und über die Regulierungsperiode zu verzinsen. Auch Besonderheiten, die während der Regulierungsperiode anfallen, können über dieses Konto ausgeglichen werden, um eine Stetigkeit der Netzentgelte zu gewährleisten. Das Regulierungskonto wird dann über die fünf Jahre der folgenden Regulierungsperiode gleichmäßig aufgelöst.

Der entscheidende Anreiz dieser Regulierungsform ergibt sich daraus, dass die Erlösobergrenze im Normalfall nur zu Beginn der Regulierungsperiode festgelegt wird und später nicht verändert werden kann. Dies trifft auch auf die beeinflussbaren und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile zu, die nur im Basisjahr einer Regulierungsperiode bestimmt werden. Bei den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen ist dagegen eine jährliche Anpassung vorgesehen. Abgestellt wird dabei im Regelfall nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 ARegV auf das vorletzte Jahr. Neben den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen gibt es während der Regulierungsperiode durch den Netzbetreiber die Anpassungsmöglichkeit bei Verbraucherpreisindex und beim Übergang von Netzen.

Im Bezug auf Investitionen, können sich folgende Parameter während der Regulierungsperiode positiv auf die Erlösobergrenze auswirken:

- der Erweiterungsfaktor
- das Investitionsbudget und
- der pauschalierte Investitionszuschlag.

Diese Positionen werden in dem nachfolgenden Kapitel drei ausführlich beschrieben.<sup>34</sup>

---

<sup>33</sup> PriceWaterhouseCoopers (2008), Seite 446

<sup>34</sup> PriceWaterhouseCoopers (2008), Seite 454

## 2.2. Investition in der Anreizregulierung

Für den Aufbau und den Erhalt eines physischen Leitungsnetzes sind sehr hohe irreversible und langfristige Investitionen notwendig. Diese Investitionen weisen in der Regel eine lange Nutzungsdauer von bis zu 40 Jahren auf. Zudem ist ein erhöhter Investitionsbedarf zu erkennen, bedingt durch Re-Investitionen und die Umgestaltung der Netzinfrastruktur (räumliche Verlagerung der Erzeugung, dezentrale Einspeisung von regenerativen Energiequellen usw.). Eine zusätzliche Steigerung der Investitionen ist durch die aktuellen politischen Änderungen zu erwarten. Vor dem Hintergrund der wertorientierten Unternehmenssteuerung wird die strategische Bedeutung der Investitionsentscheidungen noch verstärkt.<sup>35</sup> Die Investitionsentscheidungen werden in der Praxis meist auf Basis von Verbrauchszuwächsen, der Altersstruktur der Anlagen, aber auch nach netzbetrieblichen Notwendigkeiten getroffen. Die Auswirkungen dieser Investitionen auf die zukünftige Leistungskapazität, die Versorgungssicherheit und die Preise spiegeln sich in den volkswirtschaftlichen Aspekten wieder und zeigen die Wichtigkeit von Investitionen.<sup>36</sup> Jedoch spielen auch die Rendite und das Risiko bei der Investitionsentscheidung eine wichtige Rolle.

Durch die Änderung der Regulierungsform kann nun eine direkte Kostenwälzung der Investitionen auf den Endkunden nicht mehr durchgeführt werden. Der Netzbetreiber muss nun das Risiko der entstanden Kosten selber tragen. Guthrie (2006) analysierte den Zusammenhang zwischen Regulierung, Risiko und Investitionen und stellt dabei fest, dass sich das Risiko in der Anreizregulierung vom Kunden auf den Netzbetreiber überträgt und dass dies einen wichtigen Einfluss auf die Investitionsentscheidungen hat, wenn das assoziierte Risiko zu groß ist.<sup>37</sup> Dabei ist zu beachten, dass die Investitionstätigkeit mit der wertorientierten Unternehmenssteuerung im Einklang stehen muss, da auch der Netzbetreiber nur dann in der Lage ist, ausreichend Kapital für die Investition bereit zu stellen, wenn die eigenen Kapitalgeber eine angemessene Rendite erhalten und keine Werte vernichtet werden.<sup>38</sup>

Im System der Anreizregulierung sind die Netzbetreiber angehalten, dem Erlösobergrenzenpfad mit zugestandenen Gewinnen zu folgen oder die Kosten für einen Zusatzgewinn noch mehr zu reduzieren. Joskow (2008) unterstreicht in diesem Zusammenhang die Komplexität anreizbasierter Regulierungssysteme und verweist dabei auf die regulatorische Unterscheidung im Bezug auf OPEX und CAPEX. Als „Capital Expenditure“ (CAPEX) werden die Investitionsausgaben bzw. der Kapitaleinsatz eines

---

<sup>35</sup> Ufer, Hoffjan, Ibleib, Schuchardt (2010), Seite 3

<sup>36</sup> Haber (2010a), Seite 16

<sup>37</sup> Müller, Grobwitch, Wissner (2011), Seite 167

<sup>38</sup> Ufer, Hoffjan, Ibleib, Schuchardt (2010), Seite 3

Unternehmens für langfristige Anlagegüter bezeichnet. Unter den Betriebskosten oder „Operational Expenditure“ (OPEX) werden die Ausgaben eines Unternehmens erfasst, die einen operativen Betrieb gewährleisten.<sup>39</sup> Diese stehen bei der Cap-Regulierung auf Grund der wesentlichen Anreize auf die Hebung von Effizienzen im Mittelpunkt, so dass die Kapitalkosten eher in den Hintergrund rücken. Jedoch spielen im Rahmen des gesamtkostenbasierten Benchmarks auch die kapitalkostenrelevanten Größen (z.B. Kapitalstock, Abschreibungsverläufe, Eigenkapitalverzinsung usw.) eine wesentliche Rolle.<sup>40</sup> Dadurch können sich hinsichtlich der Investitionsanreize gewisse Probleme ergeben. Dennoch ist die Bedeutung der Anreizregulierung für die Investitionssteuerung als mittelbares Instrument nicht zu unterschätzen.<sup>41</sup> Denn die Erlösobergrenze wird für den gesamten Netzbetrieb beschieden. Somit kann der Netzbetreiber entscheiden, wie er die Erlöse im Unternehmen einsetzt. Zudem fordert die Anreizregulierung die Netzbetreiber zu einem Umdenken in der Investitionsplanung auf, da der Zeitpunkt der Investition in der Anreizregulierung eine größere Rolle spielt als in der Kostenregulierung. Empfehlenswert ist dabei, den Blick auf zwei Regulierungsperioden auszudehnen. Ein Problem im Rahmen der Anreizregulierung besteht jedoch dann, wenn ein Netzbetreiber sich mit seiner Investitionspolitik zurückhält, damit er Kosten senken kann und somit kurz- bis mittelfristig als ein effizientes Unternehmen im Benchmark abschneidet.<sup>42</sup>

Diese fehlenden Investitionsanreize in der Anreizregulierung zeigen sich vor allem durch die zeitlichen Verwerfungen der Investitionsausgaben und der Erlöswirksamkeit in der Erlösobergrenze. Dies hat dann zur Folge, dass die effektive Rendite unter der nominalen von der BNetzA zugestanden Rendite liegt. Ein Grund dafür lag bisher daran, dass die Anlagen im Bau bei der Ermittlung der Erlösobergrenze nicht berücksichtigt wurden. Diese Regelung wurde jedoch vom BGH mit dem Urteil vom 14.08.2008 gekippt. Bei einer bis dahin nicht angewandten konsistenten Regulierung würden die Investitionen von der Bauphase bis zur Inbetriebnahme aufgezinnt und dann mit dem entsprechend höheren Betrag in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Ohne diese Vorgehensweise liegt die effektive Rendite auf den Investitionen des Netzbetreibers unter der nominalen Rendite, die vom Regulierer auf die regulatorische Kapitalkostenbasis zugestanden wird. Ein weiteres Hemmnis ergibt sich bei den Investitionen, die nach dem für die Kostenprüfung herangezogenen Jahr durchgeführt werden, weil diese zum Teil erst bei der darauf folgenden Kostenprüfung berücksichtigt werden. Dies kann eine Verzögerung bei der Erlöswirksamkeit von bei zu sieben Jah-

---

<sup>39</sup> Haber (2010a), Seite 17

<sup>40</sup> Müller, Grobwitch, Wissner (2011), Seite 167

<sup>41</sup> Kühling, Pisal (2011), Seite 20

<sup>42</sup> Elsenbast (2008), Seite 402

ren bedeuten. Das zeitliche Auseinanderfallen von Kosten und Erlösen führt auf Grund des negativen Barwertes zu einer erheblichen Absenkung der effektiven Rendite.<sup>43</sup> Daraus lässt sich schon ableiten, dass vom Zeitpunkt der Investition die Rentabilität der Investition abhängt. Denn für Erneuerungsinvestitionen ohne Veränderung der Versorgungsaufgabe ist es für die Auswirkung entscheidend, welche Kosten im Basisjahr anerkannt werden. Ein Beispiel für den richtigen Zeitpunkt der Investitionen: Die Nutzungsdauer laut Strom-/GasNEV beträgt z.B. für Software drei Jahre. Wird die Software 2012 angeschafft, ist sie bereit 2016 wieder abgeschrieben und wird somit in keiner Erlösobergrenze berücksichtigt. Wird die Software im Gasnetz dagegen im Jahr 2010, als dem Basisjahr, angeschafft, geht die Abschreibung mit einem Drittel des Investitionsbetrages zuzüglich der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung und Gewerbesteuer in die Erlösobergrenze ein und wird in der kompletten nächsten Regulierungsperiode unter Betrachtung der Erlösvorgaben in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Das bedeutet fünf Jahre Erlöse, obwohl die Abschreibungsdauer nur drei Jahre beträgt. Bei der Investitionsplanung muss deshalb überprüft werden, ob die Maßnahme im nächsten Jahr durchgeführt werden muss oder ob es möglich ist, die Investition auf das Vorjahr bzw. das Jahr der Kostenprüfung zu legen, damit dem Netzbetreiber höhere Erlöse zugestanden werden.<sup>44</sup> Durch diese Vorgehensweise wird aus kaufmännischer Sicht der „optimale“ Zeitpunkt der Investitionstätigkeit genutzt, denn hier entstehen der geringste Zeitverzug und die höchste Rendite beim Netzbetreiber. Die nachfolgende Abbildung zeigt, dass auch die Gasnetzbetreiber in Deutschland diese Vorgehensweise verfolgen und im Jahr vor dem Basisjahr und im Basisjahr ihre Investitionen steigern.

---

<sup>43</sup> Pedell, Schwihel (2008), Seite 587

<sup>44</sup> PriceWaterhouseCoopers (2008), Seite 463-464



Abbildung 3: Investitionen der deutschen Gaswirtschaft 2000 bis 2010<sup>45</sup>

Eine Ausnahme bei der Berücksichtigung von Investitionen während der Regulierungsperiode ergibt sich bei Investitionen, die über den Erweiterungsfaktor, den pauschalieren Investitionszuschlag bzw. das Investitionsbudget erfasst werden. Jedoch werden diese Instrumente den regulatorisch bedingten Investitionszyklus nicht verändern. Zudem ist zu berücksichtigen, dass im Vergleich zum unregulierten Zustand eine Revenue-Cap-Regulierung, das so genannte systematische Marktrisiko erhöht. Deshalb sollte überlegt werden, ob bei der Weiterentwicklung der Anreizregulierung nicht ein kostenbasiertes Element aufgenommen werden sollte, z.B. über Sliding-Scale-Regulierung wie in Großbritannien. Ein solches Element würde Investitionsanreize setzen.<sup>46</sup> Im Kapitel 4.2.2 wird die Sliding-Scale-Regulierung ausführlich vorgestellt.

### 2.3. Regulierungsbedingte Investitionsrisiken

Neben den geringen Anreizen ergeben sich im Bezug auf die Investitionen durch die Anreizregulierung bedingte Risiken. Dabei handelt es sich vorwiegend um das Investitions- und Effizienzrisiko. Weitere Risiken ergeben sich durch den Zeitverzug im Hinblick auf die Erlöswirksamkeit der Investitionen und die Unsicherheit der Regulierungspraxis.

<sup>45</sup> BDEW (2011b), [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/C125783000558C9FC12577200030EE37/\\$file/11%2004%2011%20Investitionen%20der%20Gaswirtschaft%202000%20bis%202010.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/C125783000558C9FC12577200030EE37/$file/11%2004%2011%20Investitionen%20der%20Gaswirtschaft%202000%20bis%202010.pdf), Stand: 12.08.2011

<sup>46</sup> Elsenbast (2008), Seite 403



Ein entscheidendes Risiko im Bezug auf Investitionen liegt in der Unsicherheit, dass Netzbetreiber nicht wissen ob und in welchem Umfang die zu tätigen Investitionen später von der Regulierungsbehörde anerkannt und durch die Anpassung der Erlösobergrenze vergütet werden. Dieses Investitionsrisiko besteht, wenn die Regulierungsbehörde eine Netzinvestition nachträglich als Fehl- oder Überinvestition deklariert und diese nicht anerkennt. Der Netzbetreiber kann dadurch die Kosten nicht an den Konsumenten weitergeben und trägt dadurch das gesamte Risiko sowie die Kosten alleine, da die Netzinvestitionen irreversibel sind. Dieses Erlösrisiko, das der Netzbetreiber zu tragen hat, ist ein bedeutendes Investitionsrisiko. Die Höhe des Investitionsrisikos hängt auch von der Form der regulatorischen Notwendigkeitsprüfung ab. Erfolgt eine Ex-ante-Notwendigkeitsprüfung, d.h. die Regulierungsbehörde prüft und genehmigt die Investitionspläne des Netzbetreibers im Vorfeld, ist das Risiko der Nichtanerkennung der Kosten gering. Im Falle einer Ex-post-Notwendigkeitsprüfung, bei der das Investitionsrisiko vollständig beim Netzbetreiber verbleibt, ist das Investitionshemmnis dagegen deutlich höher. Das Risiko einer Nichtanerkennung der Kosten ist in diesem Fall hoch und unvorhersehbar.<sup>47</sup>

Neben dem klassischen Investitionsrisiko besteht durch die Anreizregulierung ein Effizienzrisiko. Grund dafür ist, dass Investitions- und Effizienzreize in einem gewissen Zielkonflikt stehen. Das Investitionshemmnis besteht schon durch die Effizienzprüfung der bereits getätigten Investitionen mittels des Benchmarkingverfahrens. Dies ist in Deutschland der Fall, denn die regulatorischen Effizienzvorgaben in Form des X-Faktors schließen die Kapitalkosten mit ein. Der genannte X-Faktor wird mit Hilfe eines Benchmarkings bestimmt und ist über die Dauer einer bzw. zweier Regulierungsperioden mit einem Preisabschlag zu berücksichtigen.

Auf Grund der Tatsache, dass Netzinvestitionen irreversibel sind, führen sie zu versunkenen Kapitalkosten, die über die Nutzungsdauer refinanziert werden müssen. Wird der beschriebene X-Faktor auf die Gesamtkosten angewendet, so ist auch der Erlösrückfluss risikobehaftet und führt zu einem Hemmnis bei Investitionen. Dies führt zu einem nicht zu unterschätzenden Risiko, denn die Kapitalkosten wurden bereits getätigt und sind im Falle einer Klassifizierung als ineffiziente Investitionen im Extremfall im Strombereich bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode im Jahre 2018 um 40 Prozent abzubauen. Dieser Extremfall liegt dann vor, wenn das Unternehmen im Benchmarkverfahren einen Effizienzwert von 60 % oder schlechter erreicht hat. Öko-

---

<sup>47</sup> Brunekreeft, Meyer (2011), Seite 4

nomisch ist dieses Vorgehen nicht schlüssig, da die Kapitalkosten nachträglich nicht mehr beeinflusst werden können und ein späteres Benchmark somit keine wirksamen Effizianzanreize setzen kann.<sup>48</sup> Des Weiteren ergibt sich eine Unsicherheit, die durch den internationalen Benchmark entsteht, da die strukturellen Unterschiede der Netzbetreiber nur unzureichend bei der Bestimmung des Effizienzwertes berücksichtigt werden können und dadurch zu wenig belastbaren und schwer vorhersehbaren Ergebnissen führen. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass das internationale TOTEX-Benchmarking zwar ein geringes Genehmigungsrisiko mit sich bringt, aber zu einem Effizienzrisiko führt, das die Einschätzung des zukünftig erwartenden Kapitalrückflusses für Investitionen erschwert.<sup>49</sup>

Der Zeitverzug bei der Erlöswirksamkeit von Investitionen ist ein weiteres Risiko dem die Netzbetreiber ausgesetzt sind. Es besteht die Gefahr, dass Aufwendungen für Investitionen erst nach sieben Jahren erlöswirksam werden. Dies tritt ein, wenn eine Investition im Gasnetzbereich im Jahr 2011 durchgeführt wird. Diese Investition wird in der Kostenbasis der zweiten Regulierungsperiode, die auf dem Jahr 2010 basiert, nicht berücksichtigt, d.h. die oben genannte Investition kann erst in der Kostenprüfung für die dritte Regulierungsperiode berücksichtigt werden, die im Jahr 2015 erfolgt. Erlöswirksam werden die Aufwendungen auf Grund der Abweichung des Basisjahres und der Beginn der Regulierungsperiode um zwei Jahre, erst in der Erlösbergrenze ab dem Jahr 2017. Somit besteht für die Netzbetreiber kein Anreiz während der Regulierungsperiode Investitionen durchzuführen, sondern diese verstärkt in den Basisjahren vorzunehmen. Denn durch den Zeitverzug kommt es einerseits zu einem Renditenachteil für die Unternehmen, sofern der Zinsverlust nicht barwertneutral ausgeglichen wird. Andererseits entstehen eine Liquiditäts- und eine Ergebnislücke, besonders wenn der Investitionsbedarf über einen längeren Zeitraum steigt, was zu einer dauerhaften Unterdeckung beim Cash Flow und dem Unternehmensergebnis führt. Dieses Investitionshemmnis kann durch eine Abschaffung des Zeitverzuges bei den Investitionserlösen vermieden werden. In der nachfolgenden Abbildung aus der Eurelectric-Studie (2011) wird dargestellt, welche Regulierungsbehörden bisher auf den Zeitverzug reagiert haben. In Deutschland wurde ein Investitionsbudget eingeführt, um den Netzbetreibern beim Thema Zeitverzug ein wenig entgegenzukommen. Dies wird im Kapitel 3.3 genauer betrachtet.<sup>50</sup>

---

<sup>48</sup> Brunekreeft, Meyer (2011), Seite 4

<sup>49</sup> Brunekreeft, Meyer (2010), Folie 47

<sup>50</sup> Brunekreeft, Meyer (2011), Seite 3

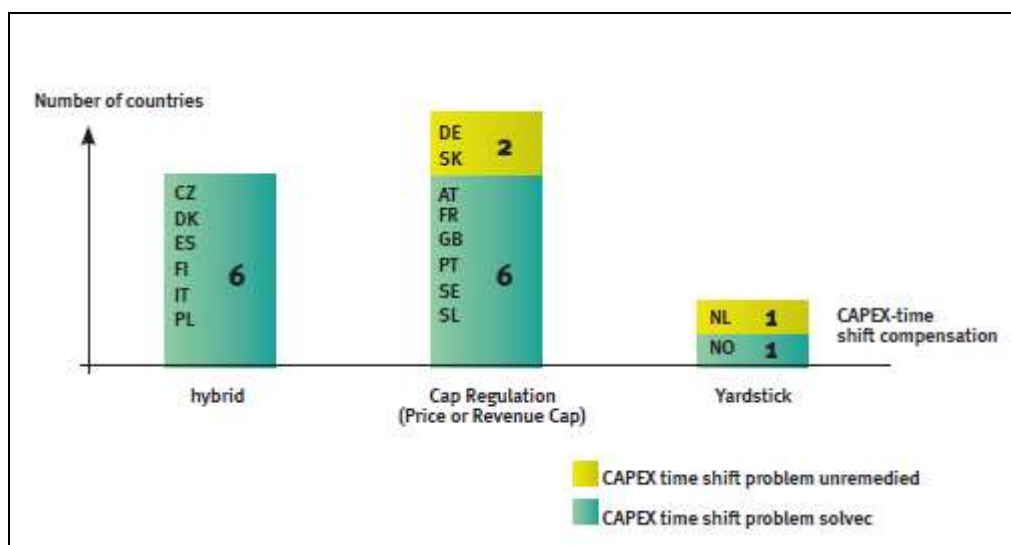


Abbildung 4: Unterscheidung der Regulierungssysteme im Bezug auf die Behandlung des Zeitverzuges bei Investitionen<sup>51</sup>

Auch durch die Regulierungspraxis besteht im Hinblick auf die Investitionen ein Risiko. Durch den Wechsel von der Kostenregulierung zur Anreizregulierung ändern sich auch die Regelungen und Vorgaben. Zudem ist aktuell nicht bekannt, wie die Regulierung nach der zweiten Regulierungsperiode in Deutschland aussehen wird. Netzbetreiber können daher nicht absehen, wie Investitionen nach dieser Zeit in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Deshalb ist bei einer anreizorientierten Regulierung die Rechtssicherheit von entscheidender Bedeutung, um die Investitionen im regulierten Bereich auch für private Kapitalanleger attraktiv zu gestalten. Die Investoren sollen sicher gehen können, dass die Regulierungsbehörde ihnen eine langfristig angemessene Rendite auf das eingesetzte Kapital zustehen wird.<sup>52</sup> Wenn die Gefahr besteht, dass der Regulator bei den Investitionen keine angemessene Rendite zulässt, z.B. durch Produktivitätsvorgaben, die nicht erreichbar sind, vermindert dies die Investitionsanreize. Es besteht zudem die Möglichkeit, dass die Kapitalgeber zur Absicherung der Investitionsrisiken eine Prämie in Form eines Risikozuschlages bei der Verzinsung fordern. Dieses Risiko ist vor allem zum aktuellen Zeitpunkt wegen des erhöhten Investitionsbedarfs auf Grund der energiepolitischen Ziele gravierend, da die notwendigen Investitionen zum Netzausbau unter den gegebenen regulatorischen Vorgaben nach wirtschaftliche und unternehmerischen Aspekten nicht getätigt werden können. Aber auch für den Erhalt und die Erneuerung des Netzes besteht dieses Problem.<sup>53</sup> Die Anreizregulierung sollte deshalb das Regulierungsrisiko für den Investor begrenzen und sich außerdem in der zugestandenen Kapitalrendite widerspiegeln. Denn dies ist weiteres Investi-

<sup>51</sup> Eurelectric (2011), Seite 18

<sup>52</sup> Haber (2010a), Seite 17

<sup>53</sup> Wild, Vaterlaus (2003), Seite 8

tionsrisiko in der Anreizregulierung. Die Kapitalgeber fordern eine Rendite gemäß den Opportunitätskosten des Kapitals, d.h. der Rendite die sie bei einer anderen Anlage erwarten können.

Die Rendite setzt sich dabei aus dem Basiszinssatz und einem Risikozuschlag zusammen. Bei der anreizorientierten Regulierung kann es im Gegensatz zur kostenorientierten Regulierung dazu kommen, dass die effektiv realisierte Rendite nicht ausreicht, um die Opportunitätskosten zu decken. In diesem Fall wird es für die Netzbetreiber schwierig, genügend Kapital zur Finanzierung der Investitionen zu beschaffen.<sup>54</sup> Die Regulierungsbehörde sollte deshalb bei der Festlegung der Zinssätze darauf achten, dass die Opportunitätskosten gedeckt werden und den Netzbetreibern eine angemessene Rendite zugestanden wird, damit sie für die Finanzierung der notwendigen Investitionen Kapital über den Kapitalmarkt erhalten können. Auch die Bestimmung der Risikoprämie ist hierbei von Bedeutung. Durch den Wechsel von der kostenorientierten Regulierung zur Anreizregulierung ist das Risiko, dass die realisierbaren Erträge die entstandenen Kosten nicht vollständig decken, entstanden. Des Weiteren sind wie beschrieben Regulierungsrisiken dazugekommen. Dies muss bei der Ermittlung der zulässigen Rendite beachtet werden.<sup>55</sup> Deshalb ist es wichtig, eine Sicherheit durch einen rechtlich verbindlichen Rahmen der Regulierer sowie eine risikogerechte Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu schaffen.

---

<sup>54</sup> Wild, Vaterlaus (2003), Seite 8

<sup>55</sup> Wild, Vaterlaus (2003), Seite 8f.

### 3. Aktuelle Anreizsysteme auf Basis der Anreizregulierungsverordnung (ARegV)

Wie in den vorangegangenen Abschnitten beschrieben, gibt es kaum Möglichkeiten, die Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode anzupassen und somit Anreize für Investitionen zu setzen. Im Bezug auf Investitionen gibt es drei Wege in der Anreizregulierungsverordnung, mit deren Hilfe die Aufwendungen für Investitionen in die Erlösobergrenze miteinbezogen werden können:

- den Erweiterungsfaktor für Investitionen, die die Versorgungsaufgabe ändern
- den pauschalierten Investitionszuschlag, der als Pauschalwert nur in der ersten Regulierungsperiode beantragt werden kann und
- das Investitionsbudget, das vor allem für die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber vorgesehen ist.

In der nachfolgenden Abbildung von PriceWaterhouseCoopers (PWC) wird dargestellt, wie sich die einzelnen Möglichkeiten auf die Erlösobergrenze auswirken und was deshalb bei der Planung beachtet werden muss.<sup>56</sup>

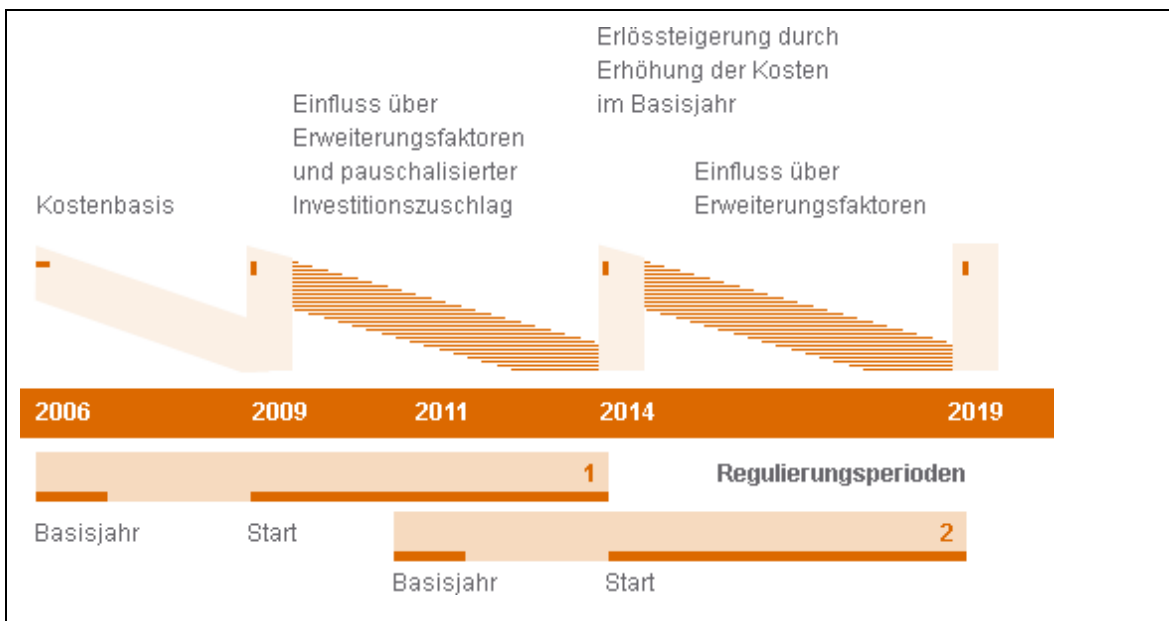


Abbildung 5: Auswirkungen des Erweiterungsfaktors und des pauschalisierten Investitionszuschlages auf die Erlösobergrenze<sup>57</sup>

<sup>56</sup> PriceWaterhouseCoopers (2011), <http://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/investitionsplanung-unterder-anreizregulierung.jhtml>, Stand: 21.08.2011

<sup>57</sup> PriceWaterhouseCoopers (2011), <http://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/investitionsplanung-unterder-anreizregulierung.jhtml>, Stand: 21.08.2011

Die Abbildung zeigt, dass die Auswirkungen auf die Erlösobergrenze über den Erweiterungsfaktor und den pauschalisierten Investitionszuschlag über die Dauer der Regulierungsperiode sinken und dadurch auch die Investitionsanreize abnehmen. Grund hierfür ist, dass der Erweiterungsfaktor den Effizienzvorgaben unterliegt. Der pauschalisierte Investitionszuschlag bleibt dagegen über den Zeitraum der Regulierungsperiode konstant. Dieses Problem muss bei der Investitionsplanung berücksichtigt werden.

In einer Präsentation aus dem Jahr 2008 der Bundesnetzagentur zum Thema Investitionsanreize gibt diese auch die oben genannten Instrumente als Anreizsysteme an. Sie sieht dabei auch einen potenziellen Konflikt zwischen den Investitionen und den Effizienzvorgaben der Anreizregulierung. Jedoch vertritt die BNetzA die Ansicht, dass der vorhandene Rechtsrahmen genügend zusätzliche Investitionsanreize schaffe.<sup>58</sup> Dies soll nachfolgend genauer erörtert werden.

### **3.1. Der Erweiterungsfaktor**

#### **3.1.1. Grundlagen des Erweiterungsfaktor**

Wie bereits erläutert, werden Kosten, die während der Regulierungsperiode durch Strukturveränderungen entstehen, nicht in den Kosten des Basisjahres berücksichtigt und fließen somit auch nicht in die Erlösobergrenze mit ein. Eine Möglichkeit, diese Kosten geltend zu machen, ist der Erweiterungsfaktor, der von den Verteilnetzbetreibern gemäß § 4 Abs. 4 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV beantragt werden kann.<sup>59</sup> Der Erweiterungsfaktor soll sicherstellen, dass Investitionen, die sich während der Regulierungsperiode im Rahmen einer nachhaltigen Veränderung der Versorgungsaufgaben des Netzbetreibers ergeben, bei der jährlichen Anpassung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Es ist zu beachten, dass Netzübergänge nicht durch den Erweiterungsfaktor berücksichtigt werden. Dieses Instrument kann zudem von Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern nicht genutzt werden.

Einen Antrag auf Erweiterungsfaktor können sowohl Netzbetreiber, die das normale Verfahren gewählt haben, als auch solche im vereinfachten Verfahren stellen. Beim vereinfachten Verfahren handelt es sich um eine besondere Vorschrift für kleine Netzbetreiber. Hierdurch sollen diese Unternehmen entlastet werden und eine Planungssicherheit zugesichert werden, da der Effizienzwert und der Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten in der ARegV geregelt sind. Der Erweiterungsfaktor als Instru-

---

<sup>58</sup> Hansen (2008), Folie 4

<sup>59</sup> Ufer, Hoffjan, Ißleib, Schuchardt (2010), Seite 3

ment zur Investitionsförderung macht dabei grundsätzlich keine Unterscheidung zwischen den beiden Verfahren. Der Netzbetreiber hat einen Antrag bei der Regulierungsbehörde abzugeben, der den Erweiterungsfaktor und die Höhe der kalenderjährlichen Erlösobergrenze beinhaltet. Voraussetzung für die Anpassung der Erlösobergrenze auf Grund der Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors ist neben dem Antrag die nachhaltig Veränderung der Versorgungsaufgabe. Diese liegt vor, wenn sich einer oder mehrerer der in § 10 Abs. 2 Satz 2 ARegV genannten Parameter im Antragszeitpunkt dauerhaft und in erheblichen Umfang geändert haben. Dazu gehören:

- Fläche des versorgten Gebietes
- Anzahl der Anschlusspunkte in Stromversorgungsnetzen und der Ausspeisepunkte in Gasversorgungsnetzen
- Jahreshöchstlast
- oder weitere von der Regulierungsbehörde bestimmte Parameter<sup>60</sup>

Von einer Änderung in erheblichen Umfang kann ausgegangen werden, wenn die Netzkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile um mindestens 0,5 Prozent steigen. Die Erheblichkeitsschwelle wird dabei mit der nachfolgenden Formel berechnet:<sup>61</sup>

$$\frac{KAEW - KAEW_{dnb}}{GK_{2006} - KA_{dnb,2006}} * 100 \geq 0,5\%$$

**Formel 4: Berechnung der Erheblichkeitsschwelle beim Erweiterungsfaktor**

Um diese Kostensteigerung nachzuweisen, werden nicht nur die reinen Kapitalkosten der Erweiterungen sondern auch die sonstigen Kosten, die im Bezug auf die Investitionen anfallen, betrachtet. Jedoch sind diese operativen Kosten schwer den Erweiterungsinvestitionen zuzuordnen.

Für die Berechnung des Erweiterungsfaktors, der in die Erlösobergrenzen-Formel eingeht, wird das gewichtete Mittel der Erweiterungsfaktoren der einzelnen Spannungs- und Umspannungsebenen im Bereich Strom sowie der Netz- und Regelanlange im Bereich Gas gebildet. Dadurch ist die Ermittlung des eigentlichen Erweiterungsfaktors praktisch unabhängig von den Investitionen, da diese nur für die Erheblichkeitsschwelle von Bedeutung sind.<sup>62</sup>

Der berechnete Erweiterungsfaktor wirkt sich im Rahmen der Regulierungsformel sowohl auf die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile als auch auf die be-

<sup>60</sup> Anreizregulierungsverordnung (2007), § 10 ARegV

<sup>61</sup> Bundesnetzagentur (2011b), Seite 2

<sup>62</sup> PriceWaterhouseCoopers (2008), Seite 454

einflussbaren Kostenanteile aus und schiebt die Erlösobergrenze, wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt ist, nach oben, da der Erweiterungsfaktor nie negativ sein kann. Grund hierfür ist, dass nur eine positive Veränderung der Versorgungsaufgabe in der Systematik des Erweiterungsfaktors berücksichtigt wird. Bei einer negativen Veränderung wird kein Erweiterungsfaktor beantragt, so dass dieser bei der Bestimmung der Erlösobergrenze nicht beachtet wird.

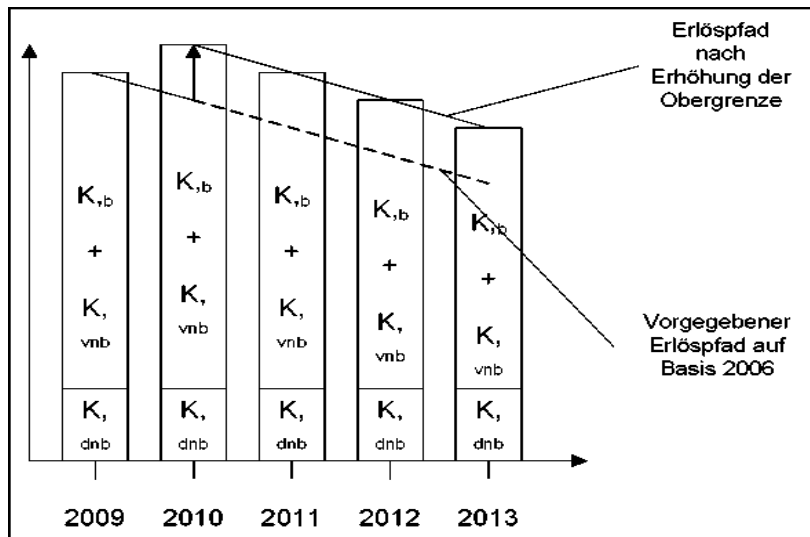


Abbildung 6: Auswirkungen des Erweiterungsfaktors auf die Erlösobergrenze<sup>63</sup>

### 3.1.2. Kritikpunkte zum Erweiterungsfaktor

Wie schon aus der Beschreibung des Erweiterungsfaktors ersichtlich wurde, ist dieser zwar ein investitionsförderndes Instrument, weist jedoch noch einige Kritikpunkte bei der Anwendung auf.

Ein erster Kritikpunkt erfolgt aus der Handhabung der Bundesnetzagentur in Bezug auf die Gewährung des Erweiterungsfaktors. Für das Jahr 2009 wurde von der Bundesnetzagentur kein Erweiterungsfaktor genehmigt. Die BNetzA begründete dieses Vorgehen damit, dass der Netzbetreiber die Anpassung seiner Erlösobergrenze erstmals zum 01.01.2010 beantragen könne und deshalb auf den Übergangszeitraum des Jahres 2009 der § 14 ARegV keine Anwendung fände. Dieser Ansatz wurde in der Zwischenzeit vom Bundesgerichtshof (BGH) gekippt, so dass auch für das Jahr 2009, dem ersten Jahr der ersten Regulierungsperiode, ein Erweiterungsfaktor beantragt werden kann. Begründet wird das Urteil damit, dass § 10 ARegV auch bei Veränderungen, die

<sup>63</sup> Ufer, Hoffjan, Ibleib, Schuchardt (2010), Seite 5



zwischen dem Basisjahr und dem Beginn der Regulierungsperiode entstehen, im ersten Jahr der Regulierungsperiode anzuwenden ist. Der BGH sieht dies auch gegeben, wenn die Vorschrift den Ansatz eines Erweiterungsfaktors nur bei Veränderungen während der Regulierungsperiode vorsieht und damit eigentlich nicht bei Veränderungen greift, die vor Beginn der Regulierungsperiode eingetreten sind.<sup>64</sup>

Ein weiterer Kritikpunkt ist der Zeitverzug beim Erweiterungsfaktor. Hierbei ist anzumerken, dass bei dessen Gewährung der Vergleich zwischen dem Basisjahr und dem Zeitpunkt der Antragsstellung erfolgt, obwohl der Erweiterungsfaktor die erweiterte Versorgungsaufgabe in dem Jahr der Regulierungsperiode darstellen soll, welches auf die Antragsstellung folgt. Durch diesen Zeitverzug wird dem Netzbetreiber die Vorfinanzierungslast auferlegt. Entstehen dem Netzbetreiber beispielsweise im Jahr 2010 durch Erweiterungsinvestitionen Kosten, so kann er diese erst mit der Antragsstellung 2011 vollständig berücksichtigen. Erlöswirksam werden diese Kosten jedoch erst mit der Anpassung der Erlösobergrenze für das Jahr 2012.<sup>65</sup>

Des Weiteren geben die unterschiedlichen monetären Auswirkungen durch die Wahl des Verfahrens der Regulierung Anlass zur Kritik. Denn gerade für kleine Unternehmen, die meistens das vereinfachte Verfahren wählen, führt dieses zu Nachteilen, da die monetären Auswirkungen im vereinfachten Verfahren meistens geringer sind als im regulären Prozedere. Grund hierfür ist der pauschale Ansatz der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile mit 45%. Dies hat die Auswirkung, dass der TOTEX-Anteil beim vereinfachten Verfahren im Regelfall niedriger ist als dieser mit den tatsächlich dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen wäre. Der Erweiterungsfaktor wird dadurch mit einem geringeren Betrag multipliziert, so dass die finanziellen Auswirkungen einzelner Netzerweiterungen im vereinfachten Verfahren geringer sind als im regulären Verfahren.<sup>66</sup> Bei Gesamtkosten eines Netzbetreibers in Höhe von 1 Mio. € ergeben sich bei einem Unternehmen im vereinfachten Verfahren - mit einem vorgegebenen Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten in Höhe von 45% - beeinflussbare Kosten von 550 T€, auf die sich der Erweiterungsfaktor auswirkt. Im regulären Verfahren ist der Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten in der Regel deutlich geringer. Bei einem angenommenen Anteil von 30% wirkt sich der Erweiterungsfaktor dann auf 700 T€ aus. Dies zeigt deutlich, dass die kleinen Netzbetreiber beim Erweiterungsfaktor im i.d.R. benachteiligt werden.

---

<sup>64</sup> Recht der Energiewirtschaft, Seite 313

<sup>65</sup> Kühling, Pisal (2011), Seite 22

<sup>66</sup> PriceWaterhouseCoopers (2008), Seite 455

Eine bedeutende negative Auswirkung ergibt sich durch die Zuordnung des Erweiterungsfaktors zu den vorübergehend nicht beeinflussbaren und den beeinflussbaren Kostenanteilen. Diese unterliegen den durch den Effizienzvergleich ermittelten Senkungsvorgaben und schmälern dadurch die Erlöse. Die Kosten für die Erweiterungsinvestitionen werden deshalb bei ineffizienten Netzbetreibern nicht vollständig erlöswirksam, so dass der Investitionsanreiz beschränkt ist.<sup>67</sup>

Das nachfolgende Beispiel zeigt, wie sich der Erweiterungsfaktor bei einem Unternehmen auswirkt, das einen Effizienzwert von 60% ausweist und einem vollkommen effizienten Unternehmen mit 100%. Bei der Betrachtung der Erlösobergrenze wurden die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nicht berücksichtigt, da sich diese nicht auf den Erweiterungsfaktor auswirken. Im Beispiel wird davon ausgegangen, dass der Anteil der beeinflussbaren Kosten 10 Millionen Euro beträgt.

Zur besseren Verdeutlichung geht Beispiel 1 vom schlechtesten Effizienzwert in der Anreizregulierung aus. Der Netzbetreiber ist dabei zu 60 % effizient, das heißt dass die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile bei 6.000 T€ liegen und die beeinflussbaren Kostenanteile, die den Senkungsvorgaben aus dem Effizienzvergleich unterliegen, bei 4.000 T€. Die Werte für den Verbraucherindex und den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor wurden aus dem Festlegungsbescheid der EOG 2009 entnommen und basieren auf den von der Bundesnetzagentur angenommenen Werten. Jedoch sind diese für das Beispiel nicht von Bedeutung, wurden aber der Vollständigkeit wegen aufgeführt. Die nachfolgende Tabelle zeigt die EOG über die erste Regulierungsperiode an. Zuvor wird kurz die Formel für die Berechnung dargestellt, die auf die Regulierungsformel ohne Berücksichtigung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile sowie des Qualitätselements und des Saldos des Regulierungskonto zurückgreift:

$$EOG_t = (KA_{vb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}) * \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) * EF_t$$

**Formel 5: Regulierungsformel zur Berechnung der Auswirkungen des Erweiterungsfaktors in Abhängigkeit vom Effizienzwert**

<sup>67</sup> PriceWaterhouseCoopers (2008), Seite 457

Ermittlung der Erlösobergrenze bei einem Effizienzwert von 90%							
Jahr	$K_{vnb}$	$1-V_t$	$K_b$	$VPI_t/VPI_0$	$PF_t$	$EF_t$	$EOG_t$
2009	6.000.000,00	0,9	4.000.000,00	1,022637795	0,0125	1,02	9.891.269,29
2010	6.000.000,00	0,8	4.000.000,00	1,045767717	0,0252	1,02	9.577.007,45
2011	6.000.000,00	0,7	4.000.000,00	1,069488189	0,038	1,02	9.258.637,98
2012	6.000.000,00	0,6	4.000.000,00	1,093700787	0,0509	1,02	8.934.717,15
2013	6.000.000,00	0,5	4.000.000,00	1,118405512	0,0641	1,02	8.603.132,98

**Tabelle 1: Ermittlung der Erlösobergrenze unter der Berücksichtigung des Erweiterungsfaktor und einem Effizienzwert von 60%**

Wird der Erweiterungsfaktor bei der Berechnung herausgenommen, ergeben sich folgende Erlösobergrenzen:

Jahr	EOG ohne EF
2009	9.697.322,83
2010	9.389.222,99
2011	9.077.096,06
2012	8.759.526,61
2013	8.434.444,09

**Tabelle 2: Erlösobergrenze ohne Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors**

Daraus ergeben sich folgende Werte für den Erweiterungsfaktor:

Jahr	Erweiterungsfaktor
2009	193.946,46
2010	187.784,46
2011	181.541,92
2012	175.190,53
2013	168.688,88

**Tabelle 3: Erweiterungsfaktor der ersten Regulierungsperiode**

Beispiel 2 geht dagegen von einem effizienten Netzbetreiber mit einem Effizienzwert von 100% aus. Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile betragen dabei 10.000 T€. Die Werte des Verbraucherpreisindex und des generellen sektoralen Produktivitätsfaktor werden von Beispiel 1 übernommen. Dabei ergibt sich folgende Erlösobergrenze bei der Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors.

<b>Ermittlung der Erlösobergrenze bei einem Effizienzwert von 100%</b>							
Jahr	Kvnb	1-Vt	Kb	VPIt/VPI0	PFt	EFt	EOGt
2009	10.000.000,00	0,9	0	1,022637795	0,0125	1,02	10.303.405,51
2010	10.000.000,00	0,8	0	1,045767717	0,0252	1,02	10.409.790,71
2011	10.000.000,00	0,7	0	1,069488189	0,038	1,02	10.521.179,53
2012	10.000.000,00	0,6	0	1,093700787	0,0509	1,02	10.636.568,03
2013	10.000.000,00	0,5	0	1,118405512	0,0641	1,02	10.753.916,22

**Tabelle 4: Ermittlung der Erlösobergrenze unter der Berücksichtigung des Erweiterungsfaktor und einem Effizienzwert von 100%**

Die nachfolgende Tabelle zeigt dann noch die Erlösobergrenze ohne Erweiterungsfaktor sowie den Wert des Erweiterungsfaktors.

Jahr	EOG ohne EF	Erweiterungsfaktor
2009	10.101.377,95	202.027,56
2010	10.205.677,17	204.113,54
2011	10.314.881,89	206.297,64
2012	10.428.007,87	208.560,16
2013	10.543.055,12	210.861,10

**Tabelle 5: Erlösobergrenze ohne Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors sowie der Wert des Erweiterungsfaktor bei einer Effizienz von 100%**

Der Vergleich zeigt deutlich, dass der Erweiterungsfaktor durch die Zuordnung zu den beeinflussbaren Kostenanteilen stark vom Effizienzwert abhängt. Je ineffizienter ein Unternehmen beim Benchmarking war, desto geringer ist die monetäre Auswirkung des Erweiterungsfaktors. Im Jahr 2013 beträgt die Differenz beim Wert des Erweiterungsfaktors zwischen dem Unternehmen mit einem Effizienzwert von 60% und dem effizienten Unternehmen ungefähr 42 T€. Eine Gleichbehandlung der Netzbetreiber ist deshalb faktisch nicht gegeben.

Die abschließende Kritik bezieht sich auf die Tatsache, dass es keinen direkten Zusammenhang zwischen den Erweiterungsinvestitionen und dem Erweiterungsfaktor gibt. Die Kapitalkosten sowie die weiteren Kosten auf Grund von Erweiterungsinvestitionen sind lediglich für die Bestimmung der Erheblichkeit von Bedeutung. Die Berechnung des Erweiterungsfaktors ergibt sich aus den Parametern Jahreshöchstlast, Fläche des versorgten Gebietes sowie der Anzahl der Anschlusspunkte in Stromversorgungsnetzen und der Ausspeisepunkte in Gasversorgungsnetzen. Die Jahreshöchstlast kann auch ohne Erweiterungsinvestitionen steigen, wenn z.B. der Winter kalt war oder andere besondere Ereignisse eingetreten sind. Dadurch besteht kein Anreiz für

Unternehmen zu investieren, wenn sie eine Erhöhung des Erweiterungsfaktors auch ohne weitere Investitionen erreichen können.

Ein Gegenbeispiel dazu macht deutlich, dass durch gestiegene Erweiterungsinvestitionen der Erweiterungsfaktor nicht unbedingt im gleichen Maße steigen muss. Dies ist in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Dabei steigen die Anschlusspunkte auf Grund der Netzverdichtung in der Niederspannung (NS) um 100. Zudem steigt die Last in der Umspannungsebene Mittelspannung/Niederspannung um 0,1 Megawatt (MW). Alle anderen Parameter bleiben unverändert. Die Netzkosten betragen 12 Mio. € in der Mittel- und Niederspannung.<sup>68</sup>

Versorgungsparameter	Alt	Neu	Differenz	EFi	Gewichtung	EFgesamt
NS: versorgte Fläche	88	88	+0,00%	1,0013	20%	1,0020
NS: Anschlusspunkte	38.900	39.000	+0,25%			
MS/NS: Höhe der Last	35	35,1	+0,29%	1,0029	60%	
Restliche Ebenen			+0,00%	1,0000	20%	

**Tabelle 6: Veränderung der Versorgungsparameter und Berechnung des Erweiterungsfaktors<sup>69</sup>**

Aus der Tabelle kann entnommen werden, dass der Erweiterungsfaktor in Höhe von 1,0020 auf die Erlösbestandteile für die vorübergehend nicht beeinflussbaren und den beeinflussbaren Kostenanteile wirkt und diese um 0,2% erhöht. Könnte für den gleichen Zeitraum eine Steigerung der TOTEX von 0,5% nachgewiesen werden, würde der Erweiterungsfaktor die Kostensteigerung, die durch die Erweiterungsinvestitionen entstanden ist, nicht in der Erlösbergrenze widerspiegeln.<sup>70</sup>

Hierzu kann noch folgendes Beispiel ergänzt werden. Werden in einem Jahr Erweiterungsinvestitionen für 15 Anschlusspunkte getätigt und die Versorgungsaufgabe erweitert und fallen gleichzeitig 10 Anschlusspunkte raus, die eventuell schon längere Zeit nicht mehr genutzt wurden, dann steigt der Erweiterungsfaktor gewichtet nur im Bezug auf 5 Anschlusspunkte. Die Erweiterungsinvestitionen ergeben sich jedoch in der Höhe von 15 Anschlusspunkten. Dies hat zur Folge, dass der Erweiterungsfaktor nicht in demselben Ausmaß steigt wie die Erweiterungsinvestitionen.

Die Netzbetreiber haben somit nach der erstmaligen Überschreitung der Erheblichkeitsschwelle keinen Anreiz für weitere Investitionen, wenn die Parameter, die für den Erweiterungsfaktor von Bedeutung sind, nicht im gleichen Verhältnis steigen wie die Erweiterungsinvestitionen.

<sup>68</sup> PriceWaterhouseCoopers (2008), Seite 455

<sup>69</sup> PriceWaterhouseCoopers (2008), Seite 456

<sup>70</sup> PriceWaterhouseCoopers (2008), Seite 456

### **3.1.3. Verbesserungsmöglichkeiten im Bezug auf den aktuellen Erweiterungsfaktor**

Auf Grund der vorgehenden Kritik sind nachfolgende mögliche Modifikationen oder Veränderung beim Erweiterungsfaktor denkbar, die den Investitionsanreiz stärken könnten.

Kühling/ Pisal (2011) schlagen zur Lösung des Problems mit dem Zeitverzug vor, die Regelung in § 10 Abs. 2 Satz 2 ARegV zu modifizieren. Denn in seiner jetzigen Fassung stellt dieser explizit auf die veränderte Versorgungsaufgabe im Zeitpunkt der Antragsstellung ab. Der Antrag ist nach § 4 Abs. 4 Satz ARegV für das folgende Kalenderjahr jedoch spätestens zum 30. Juni des Folgejahres zu stellen.<sup>71</sup> Zudem kann in Erwägung gezogen werden, den Erweiterungsfaktor auf Basis von Planwerten zu genehmigen und die Differenz zwischen dem genehmigten Erweiterungsfaktor und dem nachträglich berechneten Wert über das Regulierungskonto auszugleichen. Die Planwerte müssten sich zum einen auf die Erweiterungsinvestitionen zur Berechnung der Erheblichkeitsschwelle und zum anderen auf die Parameter zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors beziehen. In den vorgegebenen Erhebungsbögen der Regulierungsbehörde wurden teilweise schon Tabellenblätter für die Angabe von Planwerten vorgesehen. Jedoch wurde diese bei der bisherigen Ermittlung des Erweiterungsfaktors nicht berücksichtigt.

Der BDEW schlägt in einer Veröffentlichung aus dem Jahre 2011 vor, zu prüfen, ob über eine Anpassung der Parameter des Erweiterungsfaktors die Kostensteigerungen aus Netzinvestitionen besser und vor allem schneller abgebildet werden können. Grund dafür ist, dass wie schon oben beschrieben, durch den pauschalierenden Ansatz von Parameterveränderungen kein direkter Bezug zu den Kostensteigerungen besteht. Zudem wird der Investitionsbedarf für den Umbau der Netze durch die bisherige Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors nicht erfasst, da diese in der Regel nicht zu einer Veränderung der Parameter führen, aber mit enormen Kosten verbunden sind.<sup>72</sup> Eine andere Möglichkeit wäre hierbei, die Höhe des Erweiterungsfaktors in Abhängigkeit von den Investitionskosten zu bestimmen und nicht auf die Parameter zurückzugreifen. Diese könnten als Indikatoren für die Veränderung der Versorgungsaufgabe herangezogen werden, aber nicht für die Berechnung des Erweiterungsfaktors.

Eine wesentliche Verbesserung bezüglich der Höhe des Erweiterungsfaktors wäre eine Herausnahme dessen aus den Effizienzvorgaben. Denn durch die Absenkungsvorga-

---

<sup>71</sup> Kühling, Pisal (2011), Seite 22

<sup>72</sup> BDEW (2011d), Seite 5

ben sinkt der jährliche zugestandene Betrag aus dem Erweiterungsfaktor, was sich auf die Investitionsanreize hemmend auswirkt und eine Gleichbehandlung der Netzbetreiber in diesem Punkt ausschließt. Der Erweiterungsfaktor wird dabei nicht als Faktor sondern als Wert in die Berechnung der Erlösobergrenze eingehen. Die Berechnung erfolgt nach dem gleichen Schema, d.h., dass der ermittelte Erweiterungsfaktor mit den beeinflussbaren Kostenanteilen vor Berücksichtigung des Verteilfaktors multipliziert wird und mit diesem Wert in die Erlösobergrenzenberechnung eingeht. So wirkt sich der Erweiterungsfaktor bei allen Netzbetreibern gleich aus und Netzbetreiber mit einem schlechteren Effizienzwert werden nicht benachteiligt.

Zudem sollte im Hinblick auf die kleinen Netzbetreiber, die sich im vereinfachten Verfahren befinden, über eine Anpassung der Berechnung der Erheblichkeitsgrenze nachgedacht werden. Die aktuelle Regelung benachteiligt diese Netzbetreiber, da der pauschale Ansatz der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten in diesem Fall negative Auswirkungen auf die Berechnung der Erheblichkeitsgrenze haben. Das größte Problem hierbei ist, dass die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im Bezug auf die Erweiterungsinvestitionen meistens nicht den pauschalen 45% entsprechen. Bei der Berechnung muss jedoch der Pauschalbetrag angesetzt werden, so dass die Kapitalkosten zur Berechnung der Erheblichkeitsschwelle deutlich sinken. Ein Lösungsweg hierbei kann so aussehen, dass für die Erweiterungsinvestitionen die tatsächlich angefallenen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile, die sich meistens auf die Baukostenzuschüsse begrenzen, angesetzt werden. Diese Vorgehensweise wird auch bei Unternehmen im normalen Verfahren angewendet und würde zur Gleichberechtigung bei der Berechnung der Erheblichkeitsschwelle beitragen. Somit wäre es auch für die kleinen Netzbetreiber einfacher den Erweiterungsfaktor zu beantragen.

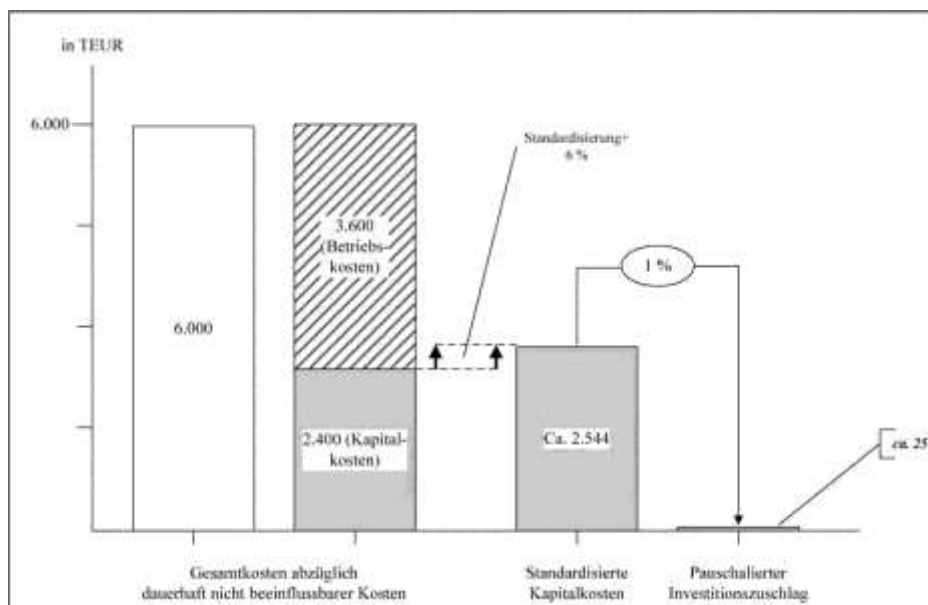
## **3.2. Der pauschalierte Investitionszuschlag**

### **3.2.1. Grundlagen des pauschalierten Investitionszuschlag**

Neben dem Erweiterungsfaktor ist der pauschalierte Investitionszuschlag (PIZ) ein investitionsförderndes Instrument, das jedoch nur für die Übergangszeit zwischen der Kosten-Plus-Regulierung und den ersten fünf Jahre der Anreizregulierung vorgesehen ist. Der pauschalierte Investitionszuschlag soll dem Unternehmen Anreize bieten, neben den Erweiterungsinvestitionen auch andere Investitionen, wie die Ersatzinvestitionen, vorzunehmen. Zur Berücksichtigung des pauschalierten Investitionszuschlag muss bis zum 31.3. vor Beginn der Regulierungsperiode ein Antrag bei der Regulierungsbehörde gestellt werden, wobei erst einmal kein Nachweis über die geplanten

Investitionen erbracht werden muss.<sup>73</sup> Der PIZ findet nur Anwendung bei den Verteilnetzbetreibern und schließt die Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen aus.<sup>74</sup>

Geregelt wird der pauschalierte Investitionszuschlag in § 25 ARegV, der auch festlegt, dass der Netzbetreiber jeweils maximal ein Prozent seiner standardisierten Kapitalkosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV in den ersten fünf Jahren der Anreizregulierung beantragen kann. Die standardisierten Kapitalkosten werden auf Basis der Tagesneuwerte des Anlagevermögens mit Hilfe von einheitlichen Nutzungsdauern und festgelegten Zinssätzen über Annuitäten berechnet.<sup>75</sup> Die Standardisierung soll dabei helfen, die Eigen- und Fremdkapitalkosten der Netzbetreiber vergleichbar zu machen, da diese durch unterschiedliche Altersstrukturen der Sachanlagen sowie den unterschiedlichen Abschreibungs- und Aktivierungsmethoden verzerrt sein können. In der nachfolgenden Abbildung wird an Hand eines fiktiven Beispiels die Berechnung des pauschalierten Investitionszuschlages dargestellt. Dabei wird unterstellt, dass die Gesamtkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten 6.000 T€ betragen. Davon sind 2.400 T€ Kapitalkosten, die durch die Standardisierung auf 2.544 T€ ansteigen. Der pauschalierte Investitionszuschlag beträgt davon 1%, also 25 T€.<sup>76</sup>



**Abbildung 7: Berechnung des pauschalierten Investitionszuschlages nach § 25 ARegV an Hand eines Beispiels<sup>77</sup>**

<sup>73</sup> PriceWaterhouseCoopers (2008), Seite 458

<sup>74</sup> Anreizregulierungsverordnung (2007), § 25 ARegV

<sup>75</sup> Marquart, Zöckler (2008), Seite 3

<sup>76</sup> Ufer, Hoffjan, Ißleib, Schuchardt, Seite 7

<sup>77</sup> Ufer, Hoffjan, Ißleib, Schuchardt, Seite 8



Der als PIZ beantragte Betrag wird den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zugeordnet und hat zur Folge, dass in jedem Jahr der Regulierung der Zuschlag in voller Höhe erlöst werden darf. Der pauschalierte Investitionszuschlag unterliegt somit keinen Senkungsvorgaben auf Grund von Ineffizienzen.

In der aktuellen Regulierungspraxis wird nach jedem Jahr einer Regulierungsperiode die genehmigte Erhöhung der Erlösobergrenze mit den tatsächlich getätigten Investitionen verglichen. Bei einer negativen Differenz muss dieser Betrag verzinst über das Regulierungskonto ausgeglichen werden. Dies bedeutet, dass über die folgende Regulierungsperiode dieser negative Betrag über fünf Jahre von der Erlösobergrenze abgezogen wird. Übersteigen die Kapitalkosten der Investitionen dagegen den Betrag des PIZ, so entfällt der Ausgleich.<sup>78</sup>

Zusammengefasst lässt sich festhalten, dass der PIZ teilweise dem Effekt entgegenwirkt, dass Investitionen, die vor dem Basisjahr der nächsten Regulierungsperiode getätigt werden, nur Kosten darstellen und nicht erlöswirksam werden. Denn im ungünstigsten Fall müssen Netzbetreiber sieben Jahre warten, bis sie die Kosten für Investitionen über eine erhöhte Erlösobergrenze geltend machen können. Zudem sind Investitionen ohne diesen Zuschlag teilweise unrentabel, da die Effizienzvorgaben auch auf die Kapitalkosten wirken und damit langfristig die Amortisation der Investitionen gefährden.<sup>79</sup>

### **3.2.2. Kritikpunkte zum pauschalierten Investitionszuschlag**

Der hauptsächliche Kritikpunkt besteht darin, dass das Instrument der Investitionsförderung nur für die erste Regulierungsperiode vorgesehen ist. Begründet wird dies in der Anreizregulierungsverordnung damit, dass der pauschalisierte Investitionszuschlag als investitionsförderndes Element für die Übergangszeit zwischen der Kostenregulierung und der Anreizregulierung zur Verfügung gestellt wird, damit die Netzbetreiber ihre Investitionen nicht vollkommen einstellen. Dadurch besteht ab der zweiten Regulierungsperiode kein Anreizsystem für Ersatzinvestitionen.

Des Weiteren kann als Kritikpunkt angeführt werden, dass der Betrag des PIZ keinen wirklichen Anreiz für Investitionen darstellt, da lediglich 1% der standardisierten Kapitalkosten dem Netzbetreiber zugestanden wird. Dieser Betrag ist bei den zu tätigen Investitionen meistens von untergeordneter Bedeutung. Zudem wird der PIZ nur einmalig genehmigt und nicht kumulativ über die Regulierungsperioden angesetzt. Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber immer nur im Jahr der Investitionstätigkeit die Kapi-

---

<sup>78</sup> PriceWaterhouseCoopers (2008), Seite 458

<sup>79</sup> Marquart, Zöckler (2008), Seite 3

talkosten in der Erlösobergrenze anerkannt bekommt. Will der Netzbetreiber im darauf folgenden Jahr den PIZ, so muss er weitere Investitionen durchführen. Jedoch fallen die Kapitalkosten, die durch die Investitionen im ersten Jahr der Regulierungsperiode entstehen, über die gesamte Nutzungsdauer des Anlagegutes an. Dies wird beim PIZ nicht berücksichtigt, da Dieser nur die Kapitalkosten im Jahr der Aktivierung anerkennt. Bei den Investitionen in den folgenden Jahren der Regulierungsperiode entsteht der gleiche Effekt. Der Netzbetreiber hat damit deutlich mehr Kosten als er über die Netzentgelte als Erlös wieder zurückbekommt. Dies soll an einem Beispiel dargestellt werden. Die für den PIZ berechneten anteiligen standardisierten Kapitalkosten in Höhe von 1% betragen im Stromnetz jährlich 1.000 €. Dem Netzbetreiber entstehen durch die getätigten Investitionen, die für die Berücksichtigung des pauschalisierten Investitionszuschlags in der EOG erforderlich sind, dagegen jährliche CAPEX in Höhe von 1.100 €. Dadurch steigen die Kosten in jedem Jahr der Regulierungsperiode an, da für die getätigten Investitionen jährlich Kapitalkosten anfallen, die sich mit steigender Investitionstätigkeit erhöhen. Dadurch ergibt sich eine Differenz zwischen den Erlösen und den Kapitalkosten.

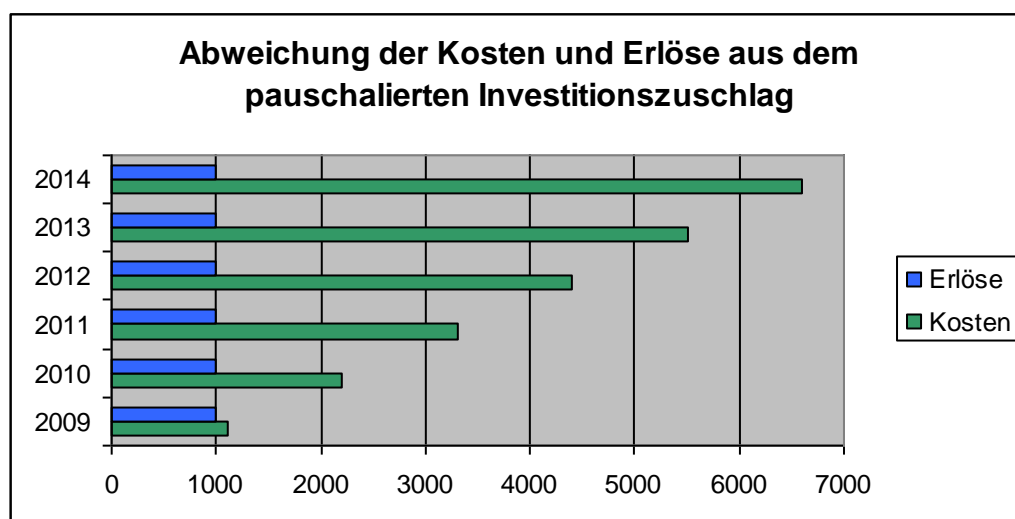


Abbildung 8: Abweichung der entstandenen Kosten von den zugestandenen Erlösen in der EOG im Bezug auf den PIZ

Die Abbildung 9 zeigt, dass sich die Differenz zwischen den entstandenen Kosten beim Netzbetreiber und den zugestandenen Erlösen in der Erlösobergrenze damit bis zum Ende der Regulierungsperiode deutlich erhöht. Und da der PIZ nur in dem Jahr der Regulierungsperiode anerkannt wird, in dem die tatsächlichen Kapitalkosten mindestens dem ermittelten Wert des PIZ entsprechen, muss der Netzbetreiber jährlich investieren. Er kann somit die Lücke zwischen den Erlösen und Kosten nicht vermeiden. Nur wenn er weder investiert noch den pauschalisierten Investitionszuschlag beantragt, be-

trägt der Saldo Null. Die aktuelle Regelung setzt also keinen großen Investitionsanreiz, da die Unternehmen den Großteil der Vorfinanzierungslast tragen müssen.

Der dritte Kritikpunkt bezieht sich auf die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren, denn hier findet der pauschalierte Investitionszuschlag keine Anwendung. Begründet wird diese Vorgehensweise damit, dass der Effizienzvergleich im vereinfachten Verfahren durch eine pauschalierte Annahme ersetzt wird. Die Kapitalkosten sind deshalb nicht nach § 14 ARegV standardisiert und können für die Berechnung des PIZ nicht herangezogen werden. Auf Grund der pauschalen Festlegung des Effizienzwertes der ersten Regulierungsperiode im vereinfachten Verfahren auf 87,5 % müssten die standardisierten Kapitalkosten für die Berechnung des Effizienzwertes erst noch bestimmt werden. Dennoch kann dieses Argument, dass für die Berechnung des PIZ die Grundlage, also die standardisierten Kapitalkosten, fehle, nicht Basis für den Ausschluss der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren beim pauschalisierten Investitionszuschlag sein. Die standardisierten Kapitalkosten werden zwar nicht im Rahmen der Effizienzwertbestimmung ermittelt, können aber für die Berechnung des PIZ nachträglich bestimmt werden.

Ein weiterer Gesichtspunkt, der für die Anwendbarkeit des pauschalierten Investitionszuschlages spricht, ist die Systematik der ARegV. Im dritten Teil der ARegV werden die Regelungen für die kleinen Netzbetreiber aufgeführt. In dem direkt darauf folgenden Abschnitt wird der pauschalierte Investitionszuschlag geregelt. Diese Anordnung lässt den Schluss zu, dass der PIZ für die beiden zuvor aufgeführten Teile - also für das normale und das vereinfachte Verfahren - gelten soll. Der Gesetzgeber hätte sonst den Abschnitt über den pauschalierten Investitionsvorschlag vor dem Bereich für die kleinen Netzbetreiber angeordnet.<sup>80</sup>

Es stellt sich jedoch die Frage, wie sich der PIZ im vereinfachten Verfahren überhaupt auswirkt, da die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (Kdnb), denen auch der PIZ zugeordnet ist, pauschal mit 45 % festgelegt sind. Denn wenn der PIZ als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil angesehen wird, hat er für die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren keine finanziellen Vorteile. Es besteht sogar die Möglichkeit, dass es zu einer negativen Differenz kommt, wenn die Kapitalkosten der Investitionssumme geringer sind als die beantragten standardisierten Kapitalkosten. Denn diese Differenz wird verzinst über das Regulierungskonto in der darauf folgenden Regulierungsperiode ausgeglichen. Die Folge ist eine niedrigere Erlösobergrenze in der Folgeperiode. Der Verordnungsgeber müsste deshalb in diesem Zusammenhang eine

---

<sup>80</sup> Marquardt, Zöckler (2008), Seite 3

Regelung finden, wie der PIZ im vereinfachten Verfahren positiv für die Netzbetreiber berücksichtigt werden könnte, damit er einen Investitionsanreiz bietet. Möglich wäre, dass der PIZ in voller Höhe wie im normalen Verfahren in der Erlösobergrenze berücksichtigt wird, z.B. durch einen Aufschlag auf die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile.<sup>81</sup>

### **3.2.3. Verbesserungsmöglichkeiten im Bezug auf den pauschalierten Investitionszuschlag**

Die erste entscheidende Verbesserung im Hinblick auf die Investitionsförderung wäre die Verlängerung des PIZ für die zweite Regulierungsperiode und eventuell auch darüber hinaus. In diesem Zusammenhang sollte die Systematik des pauschalierten Investitionszuschlages angepasst werden. Statt der aktuell einmaligen Anwendung des PIZ sollte in der zweiten Regulierungsperiode eine kumulative Berechnung möglich sein, da, wie schon beschrieben, die Kapitalkosten für die getätigten Investitionen jährlich anfallen. Durch die Kumulierung des PIZ kann der Kapitalrückfluss der Investitionen in Höhe des genehmigten PIZ über die gesamte Dauer der Regulierungsperiode erfolgen. Dies hat zur Folge, dass wenn im Jahr 2013 die Kapitalkosten der getätigten Investitionen gleich oder höher wie die standardisierten Kapitalkosten für den PIZ sind, der genehmigte PIZ für die Jahre 2013 bis 2017 in die Erlösobergrenze eingeht und die Netzbetreiber dadurch einen Teil bzw. die gesamten Kapitalkosten über die Netzentgelte zurückbekommen.

Ein weiteres Problem beim pauschalisierten Investitionsbudget ist der genehmigte Betrag, der für die Netzbetreiber meistens von untergeordneter Bedeutung. Deshalb sollte über die Höhe des PIZ nachgedacht werden, denn die aktuelle Regelung mit dem Betrag von einem Prozent der standardisierten Kapitalkosten ist nur ein geringer Anreiz für (Ersatz-)Investitionen während der Regulierungsperiode.

Die dritte Veränderung betrifft das vereinfachte Verfahren. Auf Grund der Gleichbehandlung der Netzbetreiber ist der PIZ auch für Unternehmen im vereinfachten Verfahren zu genehmigen. Wie aus Kapitel 3.2.2. deutlich wurde, spricht die Systematik der Anreizregulierungsverordnung nicht gegen den PIZ im vereinfachten Verfahren. Jedoch müsste hierbei die Systematik angepasst werden, damit sich der PIZ auch für kleine Netzbetreiber auf jeden Fall positiv auf die Erlösobergrenze auswirkt, denn wenn

---

<sup>81</sup> Marquardt, Zöckler (2008), Seite 4

die Investitionsausgaben geringer sind wie die Beantragung kann eine Absenkung der Erlösobergrenze die Folge sein. Grund hierfür ist die negative Verzinsung über das Regulierungskonto, die entsteht, wenn der Netzbetreiber die Kapitalkosten für den PIZ nicht erreicht hat und die zu viel vereinnahmten Gewinne auf Grund des pauschalisierten Investitionszuschlags über das Regulierungskonto in der nachfolgenden Regulierungsperiode ausgleichen müssen. Während der Zeit auf dem Regulierungskonto wird der Betrag negativ verzinst.

### **3.3. Das Investitionsbudget**

#### **3.3.1. Grundlagen des Investitionsbudget**

Das Investitionsbudget soll den Netzbetreibern vor allem für energiepolitisch gewollte Investitionen und Erweiterungs- sowie Umstrukturierungsmaßnahmen eine erhöhte Rendite ermöglichen. Primär wurde das Investitionsbudget für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber vorgesehen, kann aber auch von Verteilnetzbetreibern beantragt werden.<sup>82</sup> Begründet wird dies damit, dass für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber meistens höheren Kostenbelastungen ausgesetzt sind als Verteilnetzbetreibern vor allem auf Grund energiepolitischer Veränderungen. Diese Mehrbelastung resultiert aus der Aufgabe, das Gesamtsystem zu stabilisieren und das Übertragungs- und Fernleitungsnetz ins nationale und internationale Verbundsystem zu integrieren.

Das Investitionsbudget wird im § 23 ARegV geregelt und wirkt sich erhöhend auf die Erlösobergrenze aus. Für das Investitionsbudget muss der Netzbetreiber sechs Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in welchem die jeweilige Investition ganz oder teilweise erlöswirksam werden soll, einen Antrag bei der Bundesnetzagentur einreichen. Dieser muss eine detaillierte Analyse des Investitionsbedarfs enthalten und Auskunft über die Dauer und Höhe der Kostenwirksamkeit enthalten.<sup>83</sup>

Das Konzept des Investitionsbudgets besteht vor allem darin, dass die Regulierungsbehörde den Netzbetreibern höhere Erlöse genehmigt, wenn sie bestimmte Investitionen tätigen. Diese Investitionen sollen zur Verbesserung der Qualität der Infrastruktur beitragen und dem Risiko eines Investitionsstaus entgegenwirken. Ziel des Investitionsbudgets soll nach Angaben der BNetzA die „Schaffung eines wirtschaftlich interessanten und rechtlich stabilen Rahmens für Investitionen“ sein. Die entsprechenden Investitionen sind in § 23 Abs. 1 ARegV aufgeführt und lassen darauf schließen, dass

---

<sup>82</sup> Ufer, Hoffjan, Ibleib, Schuchardt (2010), Seite 5

<sup>83</sup> PriceWaterhouseCoopers (2008), Seite 457

sich das Investitionsbudget auf Maßnahmen beschränkt, die der Stabilität oder dem bedarfsgerechten Ausbau des Gesamtsystems dienen.<sup>84</sup> Beispiele hierfür sind:

- Netzausbaumaßnahmen
- Investitionen zur Integration von Anlagen nach EEG und KWK-G
- Umstrukturierungsmaßnahmen, die erforderlich sind, um technischen Standards zur Gewährleistung der technischen Sicherheit des Netzes umzusetzen
- Erweiterungsinvestitionen zur Errichtung von Hochspannungsleitungen
- Investitionen für den Ausbau internationaler Verbindungsleitungen
- sowie Leitungen für die Netzanbindung von Offshore- Anlagen<sup>85</sup>

Durch die Genehmigung des Investitionsbudgets werden bei den Unternehmen die Eigenkapital- und Fremdkapitalzinsen, die für die genehmigte Investitionen anfallen, in der Erlösobergrenze bei den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen berücksichtigt und unterliegen dadurch keinen Effizienzvorgaben. Das Investitionsbudget erhöht dadurch indirekt und mit einem deutlich geringeren Zeitverzug die Rendite der Netzbetreiber. Die Rendite erhöht sich jedoch nicht direkt, da die Eigenkapitalverzinsung beim Investitionsbudget der regulären Eigenkapitalverzinsung entspricht. Netzbetreiber haben zudem die Möglichkeit, höhere Fremdkapitalzinsen anzusetzen, als durch die Regulierungsbehörde vorgegeben wurde, wenn der Netzbetreiber tatsächlich höhere Fremdkapitalkosten hatte.<sup>86</sup> Nach Inbetriebnahme der Neuanlagen erfolgt zum Zweck der Erlösobergrenzenanpassung eine Ex-Post-Kontrolle der Ist-Kosten mit den Plankosten („anererkennungsfähigen Kosten“). Die Erlösanpassung erfolgt dabei grundsätzlich auf Basis der Ist-Kosten, jedoch nur, wenn sie die Plankosten nicht übersteigen. Sobald die Ist-Kosten über den Plankosten liegen, werden nur die niedrigeren Plankosten beantragt. Der Netzbetreiber hat die Möglichkeit, eine nachträgliche Anpassung des Budgets zu beantragen. Dieser Antrag muss von der Regulierungsbehörde geprüft werden.<sup>87</sup>

Bei der Beantragung gibt es deutliche Unterschiede zwischen den Anträgen von Überleitungs- und Fernleitungsnetzbetreibern und den Anträgen von Verteilnetzbetreibern. Grundsätzlich gilt hierbei, dass die beantragten Investitionen in geeigneter Weise zu Projekten zusammen zu fassen sind, die einen einheitlichen Gegenstand haben. Denn im Konzept der Bundesnetzagentur soll das Investitionsbudget nicht als Gesamtbudget beantragt werden, sondern als Einzelbudget für Maßnahmenpakete zur Behebung von Schwachstellen und zum Erreichen von Netzentwicklungsziele.<sup>88</sup> Bei den Übertra-

---

<sup>84</sup> Ufer, Finger, Schuchardt (2010), Seite 110 f.

<sup>85</sup> Anreizregulierungsverordnung (2007), § 23 Abs. 1 ARegV

<sup>86</sup> Ufer, Hoffjan, Ibleib, Schuchardt (2010), Seite 6

<sup>87</sup> Brunekreeft, Meyer (2010), Folie 43

<sup>88</sup> Bundesnetzagentur (2006), Seite 73

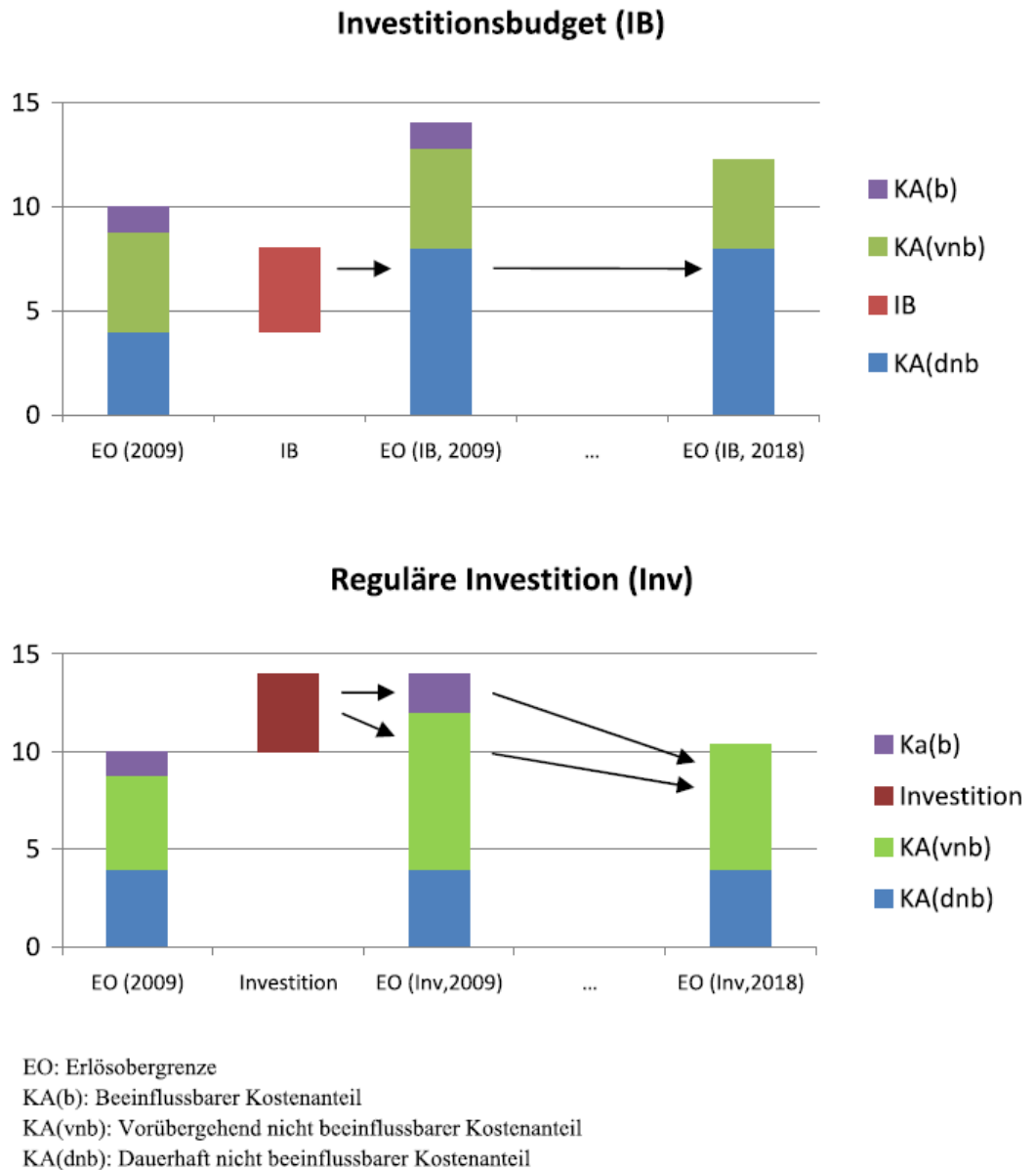
gungs- und Fernleitungsnetzbetreibern werden die Kapitalkosten, die zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsmaßnahmen erforderlich sind - soweit diese Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind - grundsätzlich von der Regulierungsbehörde genehmigt. Bei Verteilnetzbetreiber wird das Investitionsbudget nach § 23 Abs. 6 ARegV nur in Einzelfällen genehmigt. Der Netzbetreiber muss dazu bestimmte Voraussetzungen erfüllen. Dazu zählt, dass die zu genehmigenden Investitionen nicht schon über den Erweiterungsfaktor genehmigt wurden. Zudem muss die Maßnahme mit erheblichen Kosten im Sinne des § 23 Abs. 6 Satz 3 ARegV verbunden sein. Von erheblichen Kosten kann ausgegangen werden, wenn sich durch die Investition die Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile um mindestens 0,5 % erhöhen. Des Weiteren muss die Maßnahmen durch bestimmte, in § 23 Abs. 6 Satz 1 ARegV genannten Umstände hervorgerufen werden.<sup>89</sup> Grundsätzlich werden bei der Genehmigung des Investitionsbudgets nur Erweiterungs- und Umstrukturierungsmaßnahmen beachtet, für Ersatzinvestitionen ist keine Genehmigung vorgesehen.<sup>90</sup>

Zusammengefasst kann konstatiert werden, dass Investitionsbudgets im Rahmen der Anreizregulierung dazu dienen, Investitionsanreize zu setzen, die zur Sicherung der Versorgungsqualität beitragen sollen. Der erste Anreiz des Investitionsbudgets liegt darin, dass diese, durch die Zuordnung zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, von den Effizienzvorgaben befreit sind, d.h. dass sie über die Regulierungsbehörde nicht abgeschmolzen werden. Wie die Abbildung 10 zeigt, erhöhen die Investitionsbudgets die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Bei den regulären Investitionen erhöhen sich dagegen die vorübergehend nicht beeinflussbaren und die beeinflussbaren Kostenanteile, die über die Regulierungsperiode abgeschmolzen werden. Dadurch ergeben sich bis zum Ende der Regulierungsperiode unterschiedlich hohe Erlösbergrenzen.

---

<sup>89</sup> Bundesnetzagentur (2010b), Seite 6

<sup>90</sup> Bundesnetzagentur (2010b), Seite 4



**Abbildung 9: Unterschiedliche Auswirkungen von Investitionsbudgets und regulären Investitionen<sup>91</sup>**

Der zweite Anreiz des Investitionsbudgets liegt darin, dass dieses die Erlösbergrenze während der laufenden Regulierungsbehörde erhöht und damit der Zeitverzug zwischen der Investitionsauszahlung und der Erlösbergrenzenanpassung verkürzt ist. Dies hat zur Folge, dass sich der negative Effekt auf die Investitionsrendite beim Netzbetreiber minimiert.<sup>92</sup>

<sup>91</sup> Ufer, Finger, Schuchardt (2010), Seite 113

<sup>92</sup> Ufer, Finger, Schuchardt (2010), Seite 112



### 3.3.2. Kritikpunkte zum Investitionsbudget

Ebenso wie beim pauschalisierten Investitionszuschlag sind die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren bei der Gewährung von den Investitionsbudgets ausgeschlossen. Dadurch werden überproportional viele kleine Netzbetreiber getroffen, für die der Netzausbau zum Anschluss von Erzeugungsanlagen unzumutbar wird. Das Investitionsbudget ist jedoch meist die einzige Möglichkeit, notwendige Investitionen des Netzausbaus während der Regulierungsperiode erlöswirksam werden zu lassen.<sup>93</sup> Den Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren bleibt somit nur der Erweiterungsfaktor, um die Investitionen während der Regulierungsperiode in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen. Jedoch gleicht dieser das Renditerisiko nicht aus und unterliegt den Effizienzvorgaben.

In der Literatur wird auch teilweise kritisiert, dass die Investitionsbudgets nur über ein bis zwei Regulierungsperioden genehmigt werden und nicht über die Nutzungsdauer der Anlage. Diese Kritik kann nicht nachvollzogen werden, denn die Anlagen aus dem Investitionsbudget werden bei der nächsten Kostenprüfung berücksichtigt und gehen dann in die Erlösobergrenze der folgenden Regulierungsperiode ein. Eine zusätzliche Berücksichtigung im Investitionsbudget würde zu einer doppelten Erfassung der Kapitalkosten führen. Die Kritik ist nur für die beiden Jahre vor Beginn der nächsten Regulierungsperiode berechtigt. Grund dafür ist, dass die Ist-Kosten für die nächste Regulierungsperiode schon im vorletzten Jahr der laufenden Regulierungsperiode für das vorangegangene Geschäftsjahr bestimmt werden. Beispielsweise erfolgt die Ist-Kostenprüfung für die zweite Regulierungsperiode Gas (2013-2017) im Jahr 2010.<sup>94</sup> Kapitalkosten durch Maßnahmen aus dem Investitionsbudget aus den Jahren 2011 und 2012 werden dann nicht in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Für diese Investitionen sollte eine Sonderregelung geschaffen werden.

Ein weiterer Kritikpunkt ist, dass das in Deutschland gewährte Investitionsbudget für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen derzeit auf Ist-Kosten basiert. Die Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt deshalb erst mit einem Zeitverzug von zwei Jahren nach der Investitionsausgabe. Wie Abbildung 11 zeigt, ergibt sich bei den Erlösen im Ist-Kostensystem ein Zeitverzug im Vergleich zum Plan-Kostensystem. Nur die Plankosten garantieren dabei einen zeitnahen Kapitalrückfluss der Investitionsausgaben während die Ist-Kosten erst zu einem späteren Zeitpunkt, d.h. mit einem Zeitverzug von zwei Jahren, wieder ins Unternehmen zurückfließen. Die Netzbetreiber müs-

---

<sup>93</sup> Kühling, Pisal (2011), Seite 22

<sup>94</sup> Kühling, Pisal (2011), Seite 22

sen dadurch die Vorfinanzierungslast tragen, was zu einem Investitionshindernis führt, da durch den erwarteten Investitionsanstieg durch die energiepolitischen Ziele eine dauerhafte Verzögerung bei der Erlösanpassung zu erwarten ist. Denn der tatsächliche Kapitalkostenverlauf entspricht den Erlösen aus dem Plan-Kostensystem, wobei davon ausgegangen wird, dass sich keine Abweichung zwischen den tatsächlichen Kapitalkosten und den Plankosten ergeben. Erst im Jahr 2017, das heißt in dem Jahr, in dem die Investitionen rückläufig sind, schließt sich die Finanzierungslücke.<sup>95</sup>

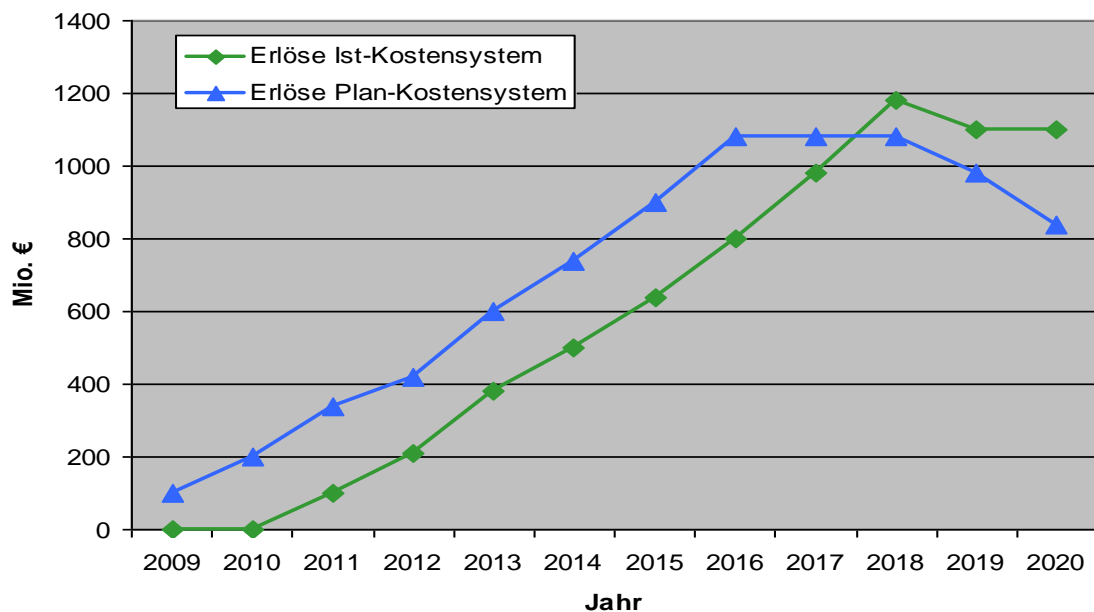


Abbildung 10: Unterschiedliche Entwicklung im Ist- und Plankostensystem<sup>96</sup>

Zwar wird die verzögerte Erlösobergrenzenanpassung durch einen barwertneutralen Ausgleich neutralisiert, so dass der Renditenachteil beseitigt wird, die Liquiditäts- und Ergebnislücke bleibt aber in vollem Umfang bestehen. Abbildung 12 zeigt, dass diese Ergebnislücke ebenfalls erst bei rückläufigen Investitionen wieder geschlossen werden kann.<sup>97</sup>

<sup>95</sup> Brunekreeft, Meyer (2011), Seite 3

<sup>96</sup> Brunekreeft, Meyer (2011), Seite 2

<sup>97</sup> Brunekreeft, Meyer (2011), Seite 3

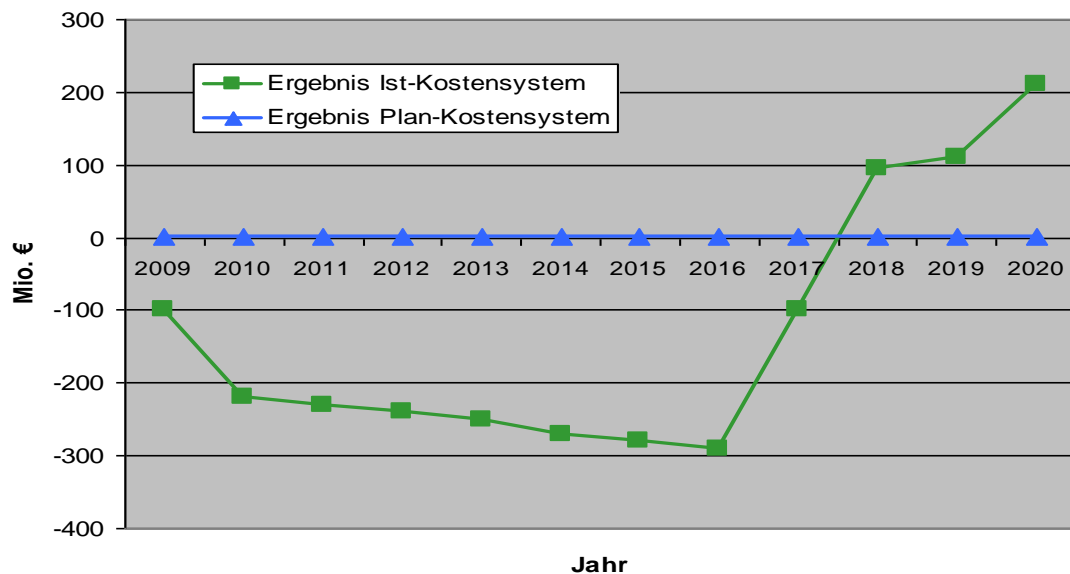


Abbildung 11: Ergebnisentwicklung bei Investitionen: Unterschiede beim Ist- und Plankostensystem<sup>98</sup>

Die Abbildungen machen deutlich, dass das Problem mit dem Zeitverzug durch Übergang auf einen Plan-Kostenansatz, der im folgenden Abschnitt erläutert wird, beseitigt werden kann.

### 3.3.3. Verbesserungsmöglichkeiten im Bezug auf das Investitionsbudget

Eine erste wesentliche Verbesserung ergäbe sich, wenn allen Netzbetreibern die Möglichkeit eröffnet würde, das Investitionsbudget zu erhalten. Bisher können die Verteilnetzbetreiber das Investitionsbudget nur in Einzelfällen zur Integration von Anlagen nach EEG, KWKG oder durch Aufrechterhaltung der technischen Sicherheit beantragen. Zudem ergibt die bisherige Prüfung der Erheblichkeit bei den Verteilnetzbetreibern, die sich aus der Änderung der Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten um 0,5 % errechnet, bei vielen Unternehmen ein Problem. Sie können bei einzelnen Projekten diese Erheblichkeitsgrenze nicht erreichen. So verschieben viele Verteilnetzbetreiber Investitionen auch auf Grund des Netzausbaus auf die Jahre der Kostenprüfung. Durch das Investitionsbudget könnten die Investitionen zeitnah durchgeführt werden, so dass zum einen ein Engpass im Netz vermieden wird und zum anderen ein Investitionsstau verhindert werden kann.

Des Weiteren soll neben dem Investitionsbudget der Erweiterungsfaktor für alle Netzbetreiber aus Gründen der Verfahrensvereinfachung optional beibehalten werden, da nicht bei alle Investitionen ein Investitionsbudget nach den Vorgaben des § 23 ARegV beantragt werden kann. Um eine Doppelanwendung der Methode zu vermeiden, sollen

<sup>98</sup> Brunekreeft, Meyer (2011), Seite 2

Investitionen, die im Rahmen des Investitionsbudgets beantragt wurden, beim Erweiterungsfaktor ausgeschlossen werden.

Im Zusammenhang mit der generellen Einführung des Investitionsbudgets für Verteilnetzbetreiber sollte auch den Unternehmen im vereinfachten Verfahren die Möglichkeit eröffnet werden, ein Investitionsbudget zu beantragen. Die aktuelle Regelung ist vor allem für kleine Netzbetreiber von Nachteil, da sie die meisten Probleme mit der Erreichung bzw. Überschreitung der Erheblichkeitsschwelle bei bestimmten Instrumenten haben. Deshalb wäre es sinnvoll, kleine Unternehmen bei einem generellen Investitionsbudget zu berücksichtigen, so dass auch diese Netzbetreiber durch den anstehenden Netzaus- und umbau nicht benachteiligt werden.

Generell sollte die Systematik des Investitionsbudgets angepasst werden. Der aktuelle Ist-Kostenansatz sollte aus Gründen der Praktikabilität und zur Vermeidung des Zeitverzuges durch einen auf Plan-Ansatz mit nachträglichem Ist-Abgleich ersetzt werden. Hierdurch könnte der Zweijahreszeitverzug bei der Berücksichtigung der Erlöse in der EOG vermieden werden, da die Kapitalkosten der Investitionen mit den Plankosten direkt in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden könnten.<sup>99</sup> In Norwegen wurde der Übergang von einem Ist-Kosten-Ansatz zu einem Plankosten-System schon vollzogen, um die Investitionsanreize zu stärken. Auch andere europäische Staaten haben diesen Wechsel vollzogen. Insgesamt wäre ein Systemwechsel sinnvoll, da er für den Endkunden kostenneutral und der Umsetzungsaufwand gering wäre. Anstelle der Erlösobergrenzenanpassung nach zwei Jahren würde dann lediglich ein Plan-Ist-Abgleich durchgeführt werden müssen, der die Abweichung der geplanten von den tatsächlichen Kapitalkosten barwertneutral verrechnet würde.<sup>100</sup> In der Zwischenzeit hat auch die Bundesnetzagentur dieses Problem erkannt. Sie führt an, dass Probleme, wie die Liquiditätslücke und die Ergebnislücke, trotz des Barwertausgleiches bei den Netzbetreibern ungelöst sind und schlägt deshalb eine Umstellung auf t-0 für Investitionsbudgets vor. Hierbei soll der Antrag auf Genehmigung bereits zum 31. März des Jahres vor der erstmaligen Aktivierung der Anlagegüter erfolgen. Die Genehmigung der Projekte erfolgt dann nur noch dem Grunde nach und enthält eine Projektbeschreibung, die die verschiedenen Kostenarten sowie die Art und Weise der Kostenermittlung abbildet. Jedoch wird keine Aussage über die zulässige Höhe der Anschaffungs- und Herstellungskosten wie bisher getroffen. Die BNetzA begründet dies damit, dass es sich bei den Angaben nur um unzureichend kontrollierbare Planansätze handelt und zudem erst die tatsächlichen Ist-Kosten in die Erlösobergrenze aufgenommen werden. Des

---

<sup>99</sup> BDEW (2011d), Seite 6

<sup>100</sup> Brunekreeft, Meyer (2011), Seite 3

Weiteren gehen die Investitionskosten in der folgenden Regulierungsperiode in das reguläre Anlagevermögen ein und unterliegen dann auch einem Effizienzvergleich, so dass dieses Vorgehen gerechtfertigt ist. Durch diese Methode soll die Anpassung der Erlösobergrenze bereits im Jahr der Aktivierung des Anlagegutes (t-0) erfolgen. Im darauf folgenden Jahr muss der Netzbetreiber dann seine tatsächlichen Investitionsausgaben der Bundesnetzagentur melden. Die Abweichungen zwischen dem geplanten Wert und den Ist-Kosten wird dann auf dem Regulierungskonto erfasst und verzinst. Eine asymmetrische Verzinsung wird hierbei nicht vorgenommen, was jedoch zunächst geplant war. Ziel war es, dass eine Überschätzung bei der Planung und damit auch bei der Anpassung der Erlösobergrenze bestraft wird. Dadurch sollte ein Anreiz zur realitätsgenauen Schätzung erfolgen. Hintergrund für den Verzicht auf die asymmetrische Verzinsung ist, dass insbesondere die Möglichkeit der vorzeitigen Auflösung des Regulierungskontos ein hinreichendes Korrektiv für denkbare Überschätzungen darstellt. Auf Grund des Wechsels auf den t-0-Ansatz ist eine Minderung der Erlösobergrenze nach Auslaufen des Investitionsbudgets gestreckt über 20 Jahre geboten. Hierfür werden die letzten drei Jahre vor Ende der Genehmigungsdauer bis zum ersten Jahr des Übergangs in die beeinflussbaren Kosten aufgezinnt. Die Auflösung erfolgt dann über die nachfolgenden 20 Jahre ohne weitere Berücksichtigung von Zinseffekten und ist daher vergleichbar mit den Baukostenzuschüssen. Jetzt muss nur noch die genaue Umsetzung dieses t-0-Ansatzes geklärt werden, da durch das Übergangsproblem die Jahre 2010 und 2011 beim Investitionsbudget entfallen würden. Dieses Problem soll kostenneutral gelöst werden.<sup>101</sup> Generell ist dieser Ansatz der Bundesnetzagentur als positiv zu bewerten, jedoch sieht die Bundesnetzagentur den Störfaktor Zeitverzug bei den Verteilnetzbetreibern nicht als problematisch an und wird daher diese Regelung nur für die Übertragungsnetzbetreiber einführen. Allerdings stehen auch die Verteilnetzbetreiber vor der Herausforderung, durch die Energiewende das vorhandene Netz aus- und umzubauen. Darauf haben die verschiedenen Verbände bereits hingewiesen. Die BNetzA vertritt hierbei den Standpunkt, dass der Erweiterungsfaktor bei den Verteilnetzbetreibern ausreichend sei um Anreize für die anstehenden Investitionen zu erhalten. Jedoch ist dieser Ansatz ein erster Schritt in die richtige Richtung.

---

<sup>101</sup> Bundesnetzagentur (2011a), Seite 1f.

### **3.4. Zusammenfassung zu den aktuellen Anreizsystemen**

Die aktuelle Fassung der Anreizregulierungsverordnung sieht drei verschiedene Anreizsysteme für Investitionen vor: den Erweiterungsfaktor, den pauschalierten Investitionszuschlag und das Investitionsbudget.

Der Erweiterungsfaktor, der jährlich zum 30. Juni beantragt werden kann, berücksichtigt die Erweiterungsinvestitionen während der Regulierungsperiode. Die Ermittlung des Erweiterungsfaktors ist dabei abhängig von bestimmten Parametern (z.B. der versorgten Fläche, den Anschlusspunkten und der Jahreshöchstlast) und nicht von den getätigten Investitionen, die lediglich für die Bestimmung der Erheblichkeitsschwelle von Bedeutung sind. Der ermittelte Erweiterungsfaktor erhöht die Erlösobergrenze im Rahmen der jährlichen Anpassung, aber erst mit einem Zeitverzug von zwei Jahren. Beim Erweiterungsfaktor ergeben sich zudem Unterschiede auf Grund des gewählten Verfahrens - vereinfachtes Verfahren oder normales Verfahren - und des ermittelten Effizienzwertes des Unternehmens, so dass eine Gleichbehandlung der Netzbetreiber nicht gewährleistet ist. Dennoch kann zusammenfassend festgehalten werden, dass der Erweiterungsfaktor einen Anreiz für Erweiterungsinvestitionen darstellt, der noch gewisse Schwächen aufweist. Es sollte daher die Überlegung unternommen werden, den bestehenden Rechtsrahmen zu ändern, damit der Zeitverzug verringert oder sogar abgeschafft werden kann. Des Weiteren ist es angebracht, darauf zu achten, dass der Erweiterungsfaktor nicht den Effizienzvorgaben unterliegt und somit bei allen Netzbetreibern ohne Effizienzabschlag in die Erlösobergrenze eingeht.

Das zweite Instrument, der pauschalierte Investitionszuschlag, ist lediglich für die Übergangszeit zwischen der Kostenregulierung und der Anreizregulierung gedacht. Er entspricht 1% der standardisierten Kapitalkosten, die bei der letzten Kostenprüfung ermittelt wurden. Durch diesen geringen Wert ist der pauschalisierte Investitionsfaktor als Anreizinstrument relativ einflusslos. Zudem gilt der PIZ nur für die erste Regulierungsperiode und ist für die Zukunft nicht mehr von Bedeutung. Es gilt jedoch zu hinterfragen, ob der pauschalisierte Investitionszuschlag nicht auf die zweite Regulierungsperiode ausgeweitet werden sollte, da er nicht nur die Erweiterungsinvestitionen im Fokus hat, sondern für alle Investitionen gilt. Denn die Ersatzinvestitionen, die auf Grund des Alters der Netze zunehmend von Bedeutung sind, spielen in der aktuellen Regelung der ARegV eine unbedeutende Rolle. In dem Fall, in dem der PIZ auch in der zweiten Regulierungsperiode Anwendung findet, ist es wichtig, dass auch die Unternehmen im vereinfachten Verfahren Zugang zu diesem Instrument bekommen.

Das Investitionsbudget setzt die höchsten Investitionsanreize der drei genannten Instrumente in der ARegV. Jedoch wird dies vor allem bei Übertragungsnetzbetreibern genehmigt, kann aber in Ausnahmefällen von den Verteilnetzbetreibern beantragt wer-

den. Grundsätzlich ist dieses Instrument für energiepolitisch gewollte Investitionen mit dem Ziel der Gesamtnetzstabilisierung oder Integration von Anlagen nach EEG- bzw. KWK-G vorgesehen. Die genauen Voraussetzungen werden in § 23 ARegV geregelt. Das Investitionsbudget gefährdet dabei wegen der klaren Kriterien für ihre Genehmigung die eigentliche Idee der ARegV, die Schaffung von Kostensenkungsanreizen, nicht grundsätzlich. Denn die Investitionsbudgets erhöhen die Erlösobergrenze und die Netznutzungsentgelte, ermöglichen aber auch gleichzeitig, besonders wichtige Investitionsprojekte gesondert zu regulieren und bei diesen Projekten die Effizienzanforderungen zu Gunsten der Entwicklung der Netzinfrastruktur zurückzustellen.<sup>102</sup> Das Investitionsbudget scheint ein geeignetes Instrument, langfristig eine hohe Versorgungssicherheit zu erreichen, wenn dieses Werkzeug der Regulierung bei den Verteilnetzbetreibern ohne große Erheblichkeitsschwellen genehmigt wird. Zudem sollte die Regulierungsbehörde den Netzbetreibern eine ausreichend hohe Investitionsrendite ermöglichen, aber auch sicherstellen, dass tatsächlich nur ökonomisch und technisch sinnvolle Investitionen durchgeführt werden.<sup>103</sup> Der aktuell bestehende Zeitverzug von zwei Jahren könnte zudem mit einem Planansatz behoben werden. Auch in diesem Fall sollte darüber nachgedacht werden, dieses Instrument für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren zugänglich zu machen, damit hier keine Benachteiligung entsteht. Dieser Teil der Arbeit zeigt, dass es für die erste Regulierungsperiode drei und ab der zweiten Regulierungsperiode zwei Anreizsysteme für Investitionen gibt, die zwar gewisse Investitionsanreize setzen, aber für die Umsetzung der energiepolitischen Ziele nicht ausreichend sind. Zudem konzentrieren sich diese Instrumente vor allem auf die Erweiterungsinvestitionen, was durch den Wegfall des PIZ verstärkt wird. Zur Verbesserung der Investitionsanreize wurden für die bestehenden Instrumente Änderungspotentiale aufgezeigt, die zum Großteil recht einfach umgesetzt werden können und eine deutliche Verbesserung der Investitionsbedingungen in Deutschland zur Folge hätten. Dennoch gibt es, wie im nachfolgenden Kapitel dargestellt und erläutert wird, weitere Möglichkeiten Investitionsanreize zu setzen.

---

<sup>102</sup> Ufer, Finger, Schuchardt (2010), Seite 114

<sup>103</sup> Ufer, Finger, Schuchardt (2010), Seite 114

## **4. Mögliche Wege der Investitionsförderung während der Regulierungsperiode**

Nachdem im vorherigen Kapitel die bestehenden Anreizsysteme aus der Anreizregulierung und mögliche Verbesserungswege dieser Instrumente vorgestellt wurden, beschäftigt sich dieser Abschnitt mit weiteren denkbaren bzw. anderen Ansätzen im Hinblick auf die Beseitigung von Investitionshemmnissen. Hierbei wird vor allem das Thema Zeitverzug immer wieder in den Mittelpunkt rücken, da dieses im Rahmen der Netzerweiterungen bzw. bei der Ausweitung der Versorgungsaufgabe vor allem bei den Verteilnetzbetreibern Probleme bereitet. Die Netzbetreiber müssen für die Investitionen die Vorfinanzierungslast tragen, da die Anpassung der Erlösbergrenze erst zeitverzögert zu den Investitionsausgaben erfolgt. Diese Zeitverzögerung führt dazu, dass die Investitionen unrentabel sind und häufig nicht durchgeführt werden.<sup>104</sup>

Zur Behebung der aktuellen Investitionshemmnisse gibt es verschiedene Wege. Zum einen werden hier Lösungsmöglichkeiten vorgestellt, die im deutschen Regulierungssystem angewendet werden könnten. Und zum anderen wird dargestellt, wie andere Regulierungsbehörden Wege der Investitionsförderung gefunden haben. Auch hier wird deutlich, dass vor allem die Behebung des Zeitverzuges von Bedeutung ist. Die Umsetzbarkeit der verschiedenen Instrumente in Deutschland sind bei der Betrachtung zudem von hoher Wichtigkeit.

### **4.1. Instrumente zur Vermeidung des Effizienzrisikos**

Ein bedeutendes Risiko der Anreizregulierung im Bezug auf die Investitionen ergibt sich aus dem Effizienzrisiko, denn in der Anreizregulierung gibt es einen Zielkonflikt zwischen den Effizienz- und Investitionsanreizen. Das Investitionshemmnis entsteht auch durch die Effizienzprüfung der Kapitalkosten der bereits getätigten Investitionen durch das Benchmarkverfahren. Diese Investitionen wurden schon in der Vergangenheit getätigt und können nicht mehr beeinflusst werden. Aus dieser Vorgehensweise ergibt sich, dass im Extremfall, d.h. bei einem Effizienzwert des Netzbetreibers von 60%, die Kapitalkosten um 40% abgebaut werden müssen. Das hat zur Folge, dass bei der Anwendung der Effizienzvorgaben auf die Gesamtkosten, also auch auf die CAPEX, der Kapitalrückfluss risikobehaftet ist und dadurch ein Investitionshemmnis entsteht. Um diesem Problem entgegenzuwirken, werden nachfolgen zwei Verfahren vorgestellt, die teilweise eine ähnliche Philosophie beinhalten.

---

<sup>104</sup> Kühling, Pisal (2011), Seite 21



#### **4.1.1. Investitionen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten**

Ein erster wesentlicher Schritt zur Verbesserung der Investitionsbedingungen und zur Vermeidung des Effizienzrisikos bestünde darin, die Kapitalkosten des Sachanlagevermögens den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zuzuordnen. Der Vorteil dieser Zuordnung liegt darin, dass die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile keinen Effizienzvorgaben unterliegen. Diese Vorgehensweise ist sinnvoll, da die getätigten Investitionen nicht mehr beeinflusst werden können. Um keine falschen Anreize für ineffiziente Investitionen zu setzen, sollten diese Kosten bei der Ermittlung des Effizienzwertes über den Benchmark miteinbezogen werden. Durch diese Zuordnung würde auch das Problem mit der Amortisation der Kosten über die Nutzungsdauer der Anlage entfallen und die Netzbetreiber hätten die Sicherheit, dass sie die Investitionsausgaben über die Netznutzungsentgelte wieder ins Unternehmen zurückfließen. Zudem könnte bei dieser Zuordnung der Zeitverzug zwischen der Erlöswirksamkeit und der Investitionsausgabe deutlich verringert werden und sich auf zwei Jahre begrenzen. Die Netzbetreiber hätten dadurch den Anreiz, Investitionen auch während der Regulierungsperiode zu tätigen und nicht erst im Basisjahr für die kommende Regulierungsperiode.

Generell wurde die Zuordnung der Kapitalkosten zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen vom Verordnungsgeber nicht ausgeschlossen. Der Verordnungsgeber hat nur eine grundlegende Entscheidung mit der Definition der beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kosten getroffen. Dahinter steht aber der Ansatz, dass nicht beeinflussbare Kosten keinen Effizienzsenkungen unterworfen werden können. Im § 21a Abs. 4 Satz EnWG wird geregelt, dass die Effizienzvorgaben nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen sind. Im Rahmen der Kostenaufteilung in der Anreizregulierungsverordnung wurden die Kapitalkosten jedoch den beeinflussbaren Kostenanteilen zugeordnet. Diese Aufteilung der Kosten nach der ARegV ist im Hinblick auf die Zuteilung der Kapitalkosten kritisch zu hinterfragen, da die Kapitalkosten bereits vorgenommener Investitionen nachträglich nicht mehr beeinflusst werden können.<sup>105</sup>

Um dies besser beurteilen zu können sind zunächst die Begriffe der beeinflussbaren bzw. der nicht beeinflussbaren Kostenteile im Sinne der Vorschrift zu definieren. Eine Definition ist im EnWG nicht enthalten. Allgemein wird davon ausgegangen, dass eine „Beeinflussbarkeit“ vorhanden ist, wenn grundsätzlich die Möglichkeit einer Einwirkung oder tatsächlichen Veränderung besteht. Zudem ist in § 21a Abs. 4 Satz 1 EnWG festgelegt, dass bei der Ermittlung der Obergrenzen die durch den jeweiligen Netzbetreiber beeinflussbaren Kostenanteile und die von ihm nicht beeinflussbaren Kostenanteile zu

---

<sup>105</sup> Theobald, Hummel, Gussone, Feller (2008), Seite 48

unterscheiden sind.<sup>106</sup> Die Bundesnetzagentur ist der Auffassung, dass auch Kapitalkosten für Altinvestitionen durch den Netzbetreiber beeinflusst werden können und begründet dies damit, dass es grundsätzlich die Möglichkeit einer Wertberichtigung gibt. Zudem weist die Regulierungsbehörde darauf hin, dass die Netzbetreiber die Möglichkeit haben, ihre Abschreibungsmethode zu ändern und dadurch ihre Kapitalkosten beeinflussen können. Grundlage für diese Argumentation ist die Annahme, dass die Netzbetreiber ihre Nutzungsdauern während der Regulierungsperioden ändern können.<sup>107</sup> Jedoch würde ein nachträgliches Abweichen der in Ansatz gebrachten Nutzungsdauern mit dem Ziel der Verringerung der jährlichen Abschreibungsbeträge nicht mit dem eindeutigen Wortlaut des § 6 Abs. 5 Satz 2 StromNEV bzw. GasNEV harmonisieren. Eine Verlängerung der in Ansatz gebrachten Nutzungsdauer mit dem Ziel der Verringerung des jährlichen Abschreibungswertes ist damit rechtlich nicht umsetzbar.<sup>108</sup> Gleiches gilt auch für eine Wertberichtigung der Anlagen während der Regulierung. Deshalb kann zusammengefasst festgehalten werden, dass die Kapitalkosten für Bestandsanlagen nach § 21a Abs. 4 Satz 6 EnWG den nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zuzuordnen sind, auf die keine Effizienzvorgaben angewendet werden darf.<sup>109</sup> Nach diesen Ergebnissen wäre es die richtige Schlussfolgerung, wenn die Regulierungsbehörde die Kapitalkosten zumindest für die Bestandsanlagen den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zuordnen würde, da diese vom Netzbetreiber nicht mehr beeinflusst werden können. So würde der Kapitalrückfluss für neue Investitionen sichergestellt werden. Jedoch würden beim ausschließlichen Ansatz der Bestandsanlagen die Investitionsanreize für die Zukunft nicht gestärkt werden, da die Neuanlagen weiterhin den Effizienzvorgaben unterliegen würden und die Amortisation nicht gewährleistet werden könnte. Die Zuordnung der Kapitalkosten zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten sollte daher für alle Investitionen erfolgen. So kann zum einen der Zeitverzug eingeschränkt und zum anderen das Effizienzrisiko und damit auch das Investitionsrisiko verringert werden.

Ein weitere Verbesserung dieses Ansatzes, und damit auch eine Verringerung der Investitionshemmnisse, könnte durch den Planansatz der Kapitalkosten erreicht werden. Hierdurch entfällt das Problem des Zwei-Jahres-Zeitverzuges und der damit verbundenen Ergebnis- und Liquiditätslücke. Die Kapitalkosten für die geplanten Investitionen müssten dann Ex-ante von der Regulierungsbehörde geprüft und Abweichungen über das Regulierungskonto ausgeglichen werden.

---

<sup>106</sup> Theobald, Hummel, Gussone, Feller (2008), Seite 49f.

<sup>107</sup> Theobald, Hummel, Gussone, Feller (2008), Seite 58

<sup>108</sup> Theobald, Hummel, Gussone, Feller (2008), Seite 62f.

<sup>109</sup> Theobald, Hummel, Gussone, Feller (2008), Seite 65

Abschließend kann zur Anwendbarkeit dieses Instrument zur Bekämpfung der Investitionshemmnis in Deutschland angeführt werden, dass dies umgesetzt werden könnte. Hierzu wäre eine Änderung des § 11 Abs. 2 ARegV, der die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile regelt, notwendig. Dies wäre im Rahmen der Novellierung der ARegV möglich. Die Netzbetreiber hätten einen so Investitionsanreiz für die anstehenden Investitionen während der Regulierungsperiode, da sich der Zeitverzug vermindert bzw. aufhebt, und damit auch die Liquiditäts- und Ergebnislücke geschlossen werden.

#### **4.1.2. Splitting von CAPEX und OPEX**

Im aktuellen System der Anreizregulierung werden die Kapitalkosten und die operativen Kosten gleich behandelt. Dadurch unterliegen sowohl die CAPEX als auch die OPEX dem Benchmarking und den daraus abgeleiteten Effizienzvorgaben. Dies führt vor allem im Bereich der Investitionen zu einem nicht unerheblichen Risiko und Investitionshemmnis, da die Kapitalkosten in der Vergangenheit schon getätigt wurden und im Extremfall bis zum Jahre 2019 um bis zu 40% abgebaut werden müssen. Denn CAPEX sind vorrangig versunkene Fixkosten, die nachträglich nicht mehr beeinflusst werden können. Aus dieser Überlegung heraus ist es sinnvoll, die Anreizsetzung auf den Zeitpunkt der Durchführung der Investitionen zu beschränken. Deshalb haben verschiedene Länder, darunter auch Großbritannien, zu einer regulatorischen Trennung von operativen Kosten und den Kapitalkosten gegriffen, einem so genannten OPEX-CAPEX-Split. Hierbei werden die Kapitalkosten aus den Effizienzvorgaben herausgenommen und separat behandelt. Dies hat zur Folge, dass nur noch die operativen Kosten (OPEX) den Senkungsvorgaben aus dem Effizienzwert unterliegen. Die Kapitalkosten werden ohne Effizienzvorgaben in der Erlösobergrenze berücksichtigt und sichern somit die Amortisation der Anlagen über die Nutzungsdauer. Die Berücksichtigung der CAPEX im Benchmark ist dabei unterschiedlich. Im Extremfall kann es sogar soweit gehen, dass die Kapitalkosten als reiner Durchgangsposten berücksichtigt werden und keine Prüfung unterliegen. Jedoch könnten hierdurch falsche Anreize für die Unternehmen entstehen, die dazu führen könnten, dass auch ineffiziente Investitionen getätigt werden. Generell ist aber eine solche Trennung auch für Deutschland empfehlenswert, da diese Vorgehensweise das regulatorische Risiko deutlich senkt.<sup>110</sup> Zudem sichert die getrennte Behandlung von OPEX und CAPEX, mit der gleichzeitigen Herausnahme der CAPEX aus dem Benchmarking, einen beständigen Kapitalrückfluss über die gesamte Nutzungsdauer der Anlage, was zu einer höheren Planungssicher-

---

<sup>110</sup> Brunekreeft, Meyer (2011), Seite 5

heit und damit zu einem niedrigeren Investitionsrisiko führt.<sup>111</sup> Diese Methode alleine reduziert zwar das Effizienzrisiko, aber der Zeitverzug bei der Einbeziehung der Kosten für Investitionen in der Erlösobergrenze bleibt bestehen. Grundsätzlich geht diese Methode in die gleiche Richtung wie die Zuordnung der Kapitalkosten zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Jedoch wird hierbei der Zeitverzug nicht verringert. Möglich wäre nur, dass im Rahmen des OPEX-CAPEX-Splits die CAPEX jährlich in der Erlösobergrenze angepasst und nicht nur im Jahr der Kostenprüfung ermittelt werden. So könnte der Zeitverzug ebenfalls begrenzt werden.

## **4.2. Wege zur Vermeidung des Renditerisikos**

Neben dem Effizienzrisiko ist auch das Renditerisiko ein Investitionshindernis der aktuellen Regulierungsform, da die Kapitalgeber eine angemessene Rendite für ihr eingesetztes Kapital fordern, die mindestens der Höhe der Opportunitätskosten entsprechen muss. Auch die Netzbetreiber müssen Kapital am Finanzmarkt besorgen und stehen hierbei im Wettbewerb mit Unternehmen, die in wettbewerblichen Märkten agieren. Folglich muss die Bundesnetzagentur den Netzbetreibern eine angemessene Rendite zugestehen. Des Weiteren sollen durch Renditezuschläge für bestimmte Investitionen weitere Anreize für Investitionen geschaffen werden, so dass die anfallenden Investitionskosten aus den energiepolitischen Zielen von den Netzbetreibern durchgeführt werden.

### **4.2.1. Sicherstellung einer angemessenen Verzinsung**

Im Rahmen dieser Arbeit soll kurz auf die grundlegende Eigenkapitalverzinsung der Netzbetreiber eingegangen werden, die nach Abschnitt 2.4 auch zu den Investitionsrisiken der Anreizregulierung zählt. Dies wird auch an einem aktuellen Beispiel deutlich: Die Bundesnetzagentur sieht im Rahmen der Konsultation zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für Strom- und Gasnetzbetreiber vom 7. September 2011 eine massive Zinssatzsenkung vor. Diese Vorgehensweise wirkt sich investitionshemmend auf die Regulierung aus, denn die Eigenkapitalverzinsung ist ein wesentlicher Bestandteil der Kosten eines Netzbetreibers. Zudem können die Eigenkapitalgeber frei entscheiden, in welche Unternehmen sie ihr Geld investieren. Diese Entscheidung hängt dabei von der Risikopräferenz des Anlegers und den zugestandenen Renditen des Kapitals ab. Da sich auch die regulierten Unternehmen im Wettbewerb um Kapital mit Unternehmen

---

<sup>111</sup> Brunekreeft, Meyer (2010), Folie 51

befinden, die in wettbewerblichen Märkten agieren, müssen die vorherrschenden Bedingungen akzeptiert werden. Das hat zur Folge, dass Netzbetreiber Kapital nur zu den Bedingungen bekommen werden, denen auch wettbewerbliche Unternehmen mit einer vergleichbaren Kreditwürdigkeit unterliegen. Demnach erhalten Netzbetreiber nur dann Kapital, wenn sie mit den Unternehmen ihrer Risikoklasse bei der zu erwartenden Rendite gleichziehen. Diese Beschränkung in der Kapitalbeschaffung muss die Regulierungsbehörde bei der Festlegung der zulässigen Eigenkapitalzinssätze berücksichtigen, weil sie sonst die Netzbetreiber am Kapitalmarkt schlechter stellt. Des Weiteren muss bei der Höhe der Eigenkapitalverzinsung beachtet werden, ob der Ausweis vor oder nach Steuern oder in realen bzw. nominalen Raten erfolgt.<sup>112</sup>

Die Höhe des Eigenkapitalanteils ist bei der Bestimmung des Risikos und damit des Zinssatzes von Bedeutung. Im § 7 StromNEV bzw. GasNEV wird der zugestandene Eigenkapitalanteil für Netzbetreiber auf maximal 40% beschränkt. Der überschreitende Eigenkapitalanteil ist wie Fremdkapital zu verzinsen. Durch diese Beschränkung wirkt steigt das Risiko des Netzbetreibers, was sich erhöhend auf den Zinssatz auswirken muss. Dies muss von der BNetzA bei der Festlegung der Zinssätze beachtet werden.

Zu den Eigenkapitalzinssätzen aus der Festlegung der Bundesnetzagentur haben schon mehrere institutionelle Investoren und Finanzanleger, entgegen der Aussage der BNetzA, erklärt, dass diese Renditebedingungen für ein Engagement in Energienetze nicht auskömmlich sind. Dies zeigt, dass Anleger nur mit einer entsprechenden Rendite gewonnen werden können und wie wichtig in diesem Zusammenhang die Sicherstellung einer angemessenen Rendite ist. Aktuell liegen die festgelegten Zinssätze der BNetzA am unteren Rand von den in Europa festgelegten Zinssätzen im Rahmen der Regulierung. Die anderen Regulierungsbehörden haben, wie teilweise beschrieben, Zinsaufschläge eingeführt, damit sie den geforderten Um- und Ausbau der Netze durchführen können. Es besteht somit die Gefahr, dass die deutschen Netzbetreiber in Europa aufgrund der unzureichenden regulatorischen Rahmenbedingungen im Hinblick auf die Modernisierung der Energienetze den Anschluss verliert, da nicht genügend Finanzmittel zu Verfügung stehen.

Generell schreibt die Netzentgeltverordnung bei der Bestimmung der Eigenkapitalzinssätze vor, dass diese Rendite aus zwei Komponenten bestehen soll: dem Basiszinssatz (risikoloser Zinssatz) und einem so genannten Wagniszuschlag für Risiken. Für die Berechnung des Zinssatzes wird sowohl in Deutschland als auch in der interna-

---

<sup>112</sup> KEMA (2011), Seite 3

tionalen Regulierungspraxis das Capital Asset Pricing Model (CAPM) angewendet. Das CAPM bewertet dabei risikobehaftete Kapitalanlagen in einem theoretischen Marktgleichgewicht, in dem die erwarteten Renditen einer risikobehafteten Kapitalanlage einem risikolosen Basiszinssatz zuzüglich eines Risiko- bzw. Wagniszuschlages entspricht. Der Wagniszuschlag ermittelt sich aus der Multiplikation einer Marktrisikoprämie und eines systematischen Risikofaktors (Beta-Faktor). Dieser Wert wird dann zum risikolosen Zinssatz addiert. Die entsprechende Formel sieht wie folgt aus:<sup>113</sup>

$$E(R_i) = R_f + (E(R_m) - R_f) \beta_i$$

**Formel 6: Renditeberechnung nach CAPM**

Mit

*E(R<sub>i</sub>) = erwartete Rendite einer Kapitalanlage i*

*R<sub>f</sub> = risikoloser Marktzins*

*E(R<sub>m</sub>) = erwartete Rendite des Marktportfolios*

*(E(R<sub>m</sub>) - R<sub>f</sub>) = erwartete Marktrisikoprämie*

*β<sub>i</sub> = Maß für das systematische Risiko und nicht zu diversifizierende Risiko der Kapitalanlage i im Verhältnis zur Marktrendite (Risikofaktor)*

Die Bundesnetzagentur hat bei der Ermittlung der Eigenkapitalzinssätze zwar diese anerkannte Formel angewendet. Es bestehen allerdings zahlreiche Freiheitsgrade bei der Berechnung der Bestandteile des CAPM. Zum Beispiel ist bei der Bestimmung der risikolosen Rendite zu entscheiden, welche Restlaufzeiten der festverzinslichen und welche festverzinslichen Wertpapiere herangezogen werden. Bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie, können verschiedene Wege der Durchschnittsbildung eingeschlagen werden. Die Auswahl zwischen einem Ansatz von nationalen bzw. welt- oder europaweiten Risikoprämien sowie die Eingrenzung bei den Vergleichsunternehmen können das Ergebnis wesentlich beeinflussen. Schließlich gilt es, bei der Erhebung des Risikofaktors die Wahl zwischen unterschiedlichen Berechnungs- und Anpassungsmethoden zu treffen.<sup>114</sup> In diesem Zusammenhang besteht Uneinigkeit über das konkrete Vorgehen und die anzuwendende Berechnungsmethode für die einzelnen Komponenten dieser Formel des CAPM.

Zudem ist zu beachten, dass die festgelegten Zinssätze nicht der Höhe der tatsächlich für die Netzbetreiber erreichbaren Renditen entsprechen. Prof. Ballwieser hat in seiner Ausarbeitung „Investitionsrechnung für Netze nach Festlegung der Eigenkapitalzinss-

---

<sup>113</sup> KEMA (2011), Seite 3

<sup>114</sup> VKU (2011), Seite 5

ätze im Rahmen der Anreizregulierung“ aus dem Jahr 2008 festgestellt, dass aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen, insbesondere der angesprochenen Problematik mit dem Zeitverzug von bis zu sieben Jahren beim Kapitalrückfluss von Investitionen, der Strom- und Gasnetzbetreiber den noch aktuell gültigen Nominalzinssatz von 9,29% für Neuanlagen vor Körperschaftssteuer und nach Gewerbesteuer nur eine durchschnittliche Rendite von 4,1% erzielen kann. Die erzielbare Rendite ist für die Netzbetreiber ein deutliches Investitionshemmnis, da sie hiermit keine Investoren gewinnen können. Würden die Eigenkapitalzinssätze weiter abgesenkt, wirkt sich dies vollständig auf die tatsächlich erreichbare Investitionsrendite der Netzbetreiber aus und würde diese noch mal erheblich reduzieren. Dies würde das Investitionshemmnis vergrößern und sich kontraproduktiv zum Ziel der Energiewende auswirken.

#### **4.2.2. Renditezuschlag**

Eine weitere Möglichkeit zur Verbesserung der Investitionsanreize besteht darin, die angemessene Rendite zu erhöhen. Als direktestes Förderinstrument für Investitionen können hierbei so genannte Rendite-Top-Ups oder Adders in Betracht gezogen werden. Diese könnten die durch die energiepolitischen Ziele entstehenden Investitionen für den Netzausbau fördern und sollten daher generell für Erweiterungsinvestitionen eingeführt werden.<sup>115</sup> Im Rahmen der Konsolidierung für die Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die zweite Regulierungsperiode senkt die Bundesnetzagentur die Zinssätze deutlich ab. Dadurch werden Investitionen in der Zukunft weiter gehemmt, da die Kapitalgeber nur bei einer bestimmten Rendite gewillt sind, ins Strom- bzw. Gasnetz zu investieren. In anderen Ländern wurde dieses Problem erkannt und durch die Genehmigung von Renditezuschlägen bekämpft. Vor allem die USA, aber auch einige europäische Länder, haben dieses System der Investitionsförderung für sich entdeckt. Dabei unterscheiden einige Regulierungssysteme bei der Beurteilung der Förderfähigkeit zwei Gruppen von Investitionen: Die erste Gruppe beinhaltet wirtschaftliche Investitionen, die aus ökonomischer Sicht als vorteilhaft einzustufen sind, da sie die Transportkapazitäten erweitern und dadurch Netzengpässe vorbeugen und die Marktintegration fördern. Die zweite Gruppe bilden die Zuverlässigkeitsinvestitionen, zu denen Investitionen zählen, die die Versorgungssicherheit des Netzes erhöhen, indem sie die Dauer und Häufigkeit der Versorgungsunterbrechung minimieren. Die genannten Kriterien sind vergleichbar mit den Voraussetzungen des § 23 Abs. 1 ARegV, der die Ge-

---

<sup>115</sup> Brunekreeft, Meyer (2011), Seite 5

nehmung von Investitionsbudgets für Erweiterungsinvestitionen berücksichtigt.<sup>116</sup> Es kann auch unterschieden werden, ob sich die Renditezuschläge auf alle Investitionen beziehen sollen oder nur für eine Auswahl an Investitionen, z.B. Erweiterungsinvestitionen. Die verschiedenen Auslegungen werden auch an Hand der nachfolgenden Beispiele der verschiedenen Länder deutlich:

In den USA sind die Adders ein Teil der „incentive-based rate treatment“ und werden nur für Investitionen genehmigt, die die oben beschriebenen Kriterien der wirtschaftlichen Investitionen oder der Zuverlässigkeitsinvestition erfüllen. Der Renditezuschlag ist vor allem für Investitionen in staatenübergreifende Netzverbindungen und für die Versorgungssicherheit vorgesehen. Die Förderung von Interkonnektoren, für die auf Staatsebene unzureichende Kostenerstattungen vorgesehen sind oder bei denen ein erhöhtes Investitionsrisiko besteht, steht im Mittelpunkt der Förderung. Die Höhe des Adders wird dabei fallweise entschieden und kann erfahrungsgemäß zwischen einem und drei Prozent liegen.

Italien dagegen gewährt den Renditezuschlag nur für Erweiterungsinvestitionen. Hierbei wird ein Renditezuschlag von drei Prozentpunkten gewährt, wenn die Investitionen die Engpässe innerhalb oder zwischen den Marktgebieten reduzieren. Bei Investitionen, die die Transportfähigkeit oder die Zuverlässigkeit des Netzes im Sinne des Netzsicherheitsplanes erhöhen, wird dagegen ein Renditezuschlag von 2% genehmigt.

In Frankreich gibt es den Renditezuschlag bisher nur für Investitionen ins Gasnetz, die ab 2004 vorgenommen wurden. Es erfolgt dadurch eine Differenzierung nach Alt- und Neuanlagen. Dabei liegt der Adder grundsätzlich bei 1,25%. Dieser kann auf drei Prozentpunkte angehoben werden, wenn die Investitionsprojekte bedeutsam für die Marktentwicklung sind.<sup>117</sup>

Die Tabelle 7 zeigt abschließend noch einmal die Renditevorgaben und Adders einzelner ausgewählter Länder.

---

<sup>116</sup> Brunekreeft, Meyer (2010), Folie 24

<sup>117</sup> Brunekreeft, Meyer (2011), Seite 3



	<b>GK-Rendite (vor St.)</b>	<b>EK-Rendite (nominal, n. St.)</b>	<b>Adders</b>
Deutschland	6,3 %	7,8 %	-
Frankreich	7,3 %	6,9 %	1,25 – 3%
Großbritannien	6,7 %	9,6 %	-
Italien	6,9 %	8,9 %	2 – 3 %
Niederlande	5,4 %	6,9 %	-
Norwegen	6,2 %	k.A.	-
Österreich	7,0 %	7,6 %	-
Australien	6,3 %	10,3 %	-
Neuseeland	7,8 %	k.A.	-
USA (PJM)	k.A.	k.A.	1 – 3 %

Tabelle 7: Länderüberblick Renditen und Adders<sup>118</sup>

Dieses einfach umzusetzende Instrument der Investitionsförderung ist auch eine Möglichkeit, die Investitionstätigkeit der deutschen Netzbetreiber zu erhöhen. Gerade durch den erhöhten Investitionsbedarf, der auf den ehrgeizigen energiepolitischen Zielen der Bundesregierung basiert, kann dieses Instrument gezielt für eine bestimmte Gruppe von Investitionen eingesetzt werden. Zwar kann dieses Instrument den vorhanden Zeitverzug zwischen der Investitionsausgabe und der Erlöswirksamkeit nicht minimieren, aber das Renditerisiko verringern, das durch diesen Zeitverzug entsteht. Am sinnvollsten wäre es deshalb dieses Instrument in Kombination mit einem Instrument, das den Zeitverzug bei den Investitionen behebt, zu kombinieren. Möglich wären hierbei der Ansatz der Kapitalkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile oder der OPEX-CAPEX-Split.

#### 4.2.3. Sliding-Scale-Mechanismus

Wie schon beschrieben, hat sich die Investitionssituation der Netzbetreiber durch die Anreizregulierung stark verändert, da ein Zielkonflikt zwischen dem Leitgedanken eines effizienzorientierten Netzbetreibers und nachhaltigen Investitionen in die Netzinfrastruktur entstanden ist, der durch die Informationsasymmetrien zwischen Regulierer und Netzbetreiber zusätzlich gefördert wird. Deshalb versuchen etablierte Regulierungsregime diesen Herausforderungen mit problemorientierten Regulierungsinstrumenten zu begegnen. Die britische Regulierungsbehörde OFGEM (Office of Gas and Electricity) hat als erster Regulierer den Sliding-Scale-Mechanismus, der dem Problem

<sup>118</sup> Brunekreeft, Meyer (2011), Seite 3

mit den investitionskostenbezogenen Informationsasymmetrien begegnen soll, eingeführt.<sup>119</sup>

Dieser hybride Ansatz kann die Regulierungsformen „Price Cap“ und „Revenue Cap“ ergänzen und verfeinern und den Zwiespalt zwischen Effizienz- und Investitionsanreizen besser austarieren als die reine Form dieser Regulierungsformen.<sup>120</sup> Das zusätzliche Anreizsystem soll bewirken, dass die Unternehmen keinen Vorteil aus zu hohen Investitionsprognosen und damit überhöhten Netzentgelten erhalten. Zudem ermöglicht der Sliding-Scale-Ansatz in der Form der OFGEM eine verlässliche Einschätzung der Folgen von Budgetabweichungen und somit des Investitionsrisikos im Vergleich zum derzeitigen asymmetrischen System, das eine Bestrafung bei Budgetüberschreitung beinhaltet, aber keine Belohnung bei Budgetunterschreitung.<sup>121</sup> Denn der so genannte Profit-Loss-Ansatz, zu dem auch der Sliding-Scale-Mechanismus gehört, sorgt dafür, dass Netzkunden direkt an hohen Gewinnen, aber auch an den finanziellen Risiken und Unsicherheiten der regulierten Unternehmen teilhaben. Bei der aktuellen Revenue-Cap-Regulierung muss der Netzbetreiber die Risiken selber tragen und kann sie nicht mit den Netzkunden teilen.<sup>122</sup> Die Befürworter des Sliding-Scale-Mechanismus verweisen insbesondere auf die höhere alloкатive Effizienz, höhere Verteilungsgerechtigkeit, bessere Risikoaufteilung und eine nachhaltigere Regulierung durch die automatische Flexibilität des Mechanismus.<sup>123</sup> Dieser automatische Mechanismus stabilisiert die Regulierung bei unantizipierten exogenen Schocks oder unsicherer Nachfrageentwicklung im politischen Prozess.

Grundlage der Sliding-Scale-Regulierung ist die Festlegung einer fairen und angemessenen Rendite, die dem Netzbetreiber zugestanden wird. Diese Berechnung der Zielrendite ist Aufgabe der Regulierungsbehörde. Daher wird in dieser Arbeit nicht genauer darauf eingegangen.<sup>124</sup>

Die Regulierungsbehörde in Großbritannien hat zum Beginn der vierten Regulierungsperiode (2005-2010) einen Staffel-Mechanismus (Menu of Sliding Scale) eingeführt. Hauptziel dieses Systems ist es, die Netzbetreiber durch einen anreizkompatiblen Selbstselektionsmechanismus dazu anzuhalten, Informationen bezüglich der Investitionsstrategie preiszugeben und gleichzeitig die Gefahr einer ungünstigen Selektion bei der Investitionsentscheidung zu unterbinden. Das von der OFGEM eingesetzte Verfah-

---

<sup>119</sup> Müller, Growitsch, Wissner (2010), Seite 25f.

<sup>120</sup> Tanz-Rahlf's (2008), Seite 44

<sup>121</sup> Brunekreeft, Meyer (2010), Folie 51

<sup>122</sup> Tanz-Rahlf's (2008), Seite 44

<sup>123</sup> Knieps, Brunekreeft (2003), Seite 69

<sup>124</sup> Tanz-Rahlf's (2008), Seite 45

ren der Sliding-Scale-Regulierung geht auf eine von Laffont und Tirole (1993) entwickelte Methode zurück. Dieses Verfahren ermöglicht den Netzbetreibern in Großbritannien, je nach Investitionsbedarf und Höhe der antizipierten Kapitalkosten eine Wahl der Form der Regulierung ihrer Kapitalkosten, kosten- bzw. anreizorientiert, an die unterschiedliche Prämien geknüpft sind.<sup>125</sup> Bei der Sliding-Scale-Regulierung wird den Unternehmen ein Menü anreizkompatibler CAPEX/Anreizzahlungen offeriert, wodurch diese einen Anreiz zur Angabe ihrer wahren Investitionspläne haben, da sie bei der Option „unwahre Investitionspläne“ eine geringere Auszahlung erhalten würden. Dieser Anreizmechanismus gibt den Unternehmen die Möglichkeit zwischen geringeren zugestandenen CAPEX mit einem high-powered incentive, der den Unternehmen bei Unterschreitung der zugestandenen CAPEX eine signifikante Belohnung belässt oder höheren zugestandenen Kapitalkosten mit einem low-powered incentive, die eine geringe Belohnung zur Folge haben können. Die englische Regulierungsbehörde nennt folgende Ziele im Bezug auf den Sliding-Scale-Mechanismus:

- Gleicher Anreiz während der gesamten Regulierungsperiode
- Minimale Bedeutung der Schätzung der Regulierungsbehörde (bzw. deren Berater) über die angemessene Höhe der Investitionen
- Verringerung des Risikos, dass Netzbetreiber zu wenig investieren
- Verringerung der Möglichkeit, dass High-CAPEX Unternehmen hohe Gewinne aus geringeren Investitionsausgaben erzielen können
- Belohnung für Low-CAPEX Unternehmen, wenn sie die Ausgaben tätigen, die sie angegeben haben.
- Begrenzung der Anreize für Einsparungen nach unten, damit Unternehmen, die nicht investieren, nicht belohnt werden und die Qualität des Netzes beeinträchtigen.<sup>126</sup>

In Großbritannien resultieren die Effizienzreize im Rahmen des Menu of Sliding Scale aus der ex-ante festgelegten, gestaffelten Verzinsung, die von den Abweichungen der tatsächlichen CAPEX von der Einschätzung der Regulierungsbehörde abhängt. Hierbei schätzen die englische Regulierungsbehörde OFGEM und die Netzbetreiber ex-ante die Kapitalausgaben für die geplanten Investitionsvorhaben. Die Schätzungen der Regulierungsbehörde werden von der PB Power durchgeführt. Aus dem Quotienten der geschätzten Kapitalkosten der beiden Seiten ergibt sich ein CAPEX-Verhältnis (DNO: PB Power Ratio), das das Verhältnis der von den PB Power vorhergesagten und den deklarierten Kapitalkosten der Netzbetreiber widerspiegelt. Die Verteilnetzbetreiber können entscheiden, welches Verhältnis ihrer Meinung nach für die nächsten

---

<sup>125</sup> Müller, Growitsch, Wissner (2010), Seite 26

<sup>126</sup> OFGEM (2004), Seite 85 in Verbindung mit Rodgarkia-Dara (2007), Seite 59 f.

fünf Jahre der Regulierungsperiode auf Grund der Forecast Capital Expenditure am Besten passt.<sup>127</sup> Auf Grund dieses gewählten Verhältnisses wird der regulatorische Vertrag für die Regulierungsperiode abgeschlossen. Dieser Vertrag beinhaltet die Höhe des beim Netzbetreiber verbleibenden Teils möglicher Kosteneinsparungen (Efficiency Incentives = EI) sowie einen Faktor für zusätzliche Erlöse (Additional Income = AI), die mit steigendem Quotienten abnehmen.<sup>128</sup> Nach der Wahl der Vertragsspalte muss der Netzbetreiber noch festlegen, in welcher Höhe die Kapitalkosten anfallen werden (Actual Exp). Dieser Quotient hängt von den CAPEX ab, die beim Netzbetreiber während der aktuellen Regulierungsperiode angefallen sind. Diese Zeile zeigt dann den Profit oder die Sanktion an, die der Verteilnetzbetreiber für jede Kombination zwischen den angenommen und den aktuellen Kapitalkosten, erhält.<sup>129</sup>

DNO:PB Power Ratio	100	105	110	115	120	125	130	135	140
Efficiency Incentive	40%	38%	35%	33%	30%	28%	25%	23%	20%
Additional income	2.5	2.1	1.6	1.1	0.6	-0.1	-0.8	-1.6	-2.4
as pre-tax rate of return	0.200%	0.168%	0.130%	0.090%	0.046%	-0.004%	-0.062%	-0.124%	-0.192%
Rewards & Penalties									
Allowed expenditure	105	106.25	107.5	108.75	110	111.25	112.5	113.75	115
Actual Exp									
70	16.5	15.7	14.8	13.7	12.6	11.3	9.9	8.3	6.6
80	12.5	11.9	11.3	10.5	9.6	8.5	7.4	6.0	4.6
90	8.5	8.2	7.8	7.2	6.6	5.8	4.9	3.8	2.6
100	4.5	4.4	4.3	4.0	3.6	3.0	2.4	1.5	0.6
105	2.5	2.6	2.5	2.3	2.1	1.7	1.1	0.4	-0.4
110	0.5	0.7	0.8	0.7	0.6	0.3	-0.1	-0.7	-1.4
115	-1.5	-1.2	-1.0	-0.9	-0.9	-1.1	-1.4	-1.8	-2.4
120	-3.5	-3.1	-2.7	-2.5	-2.4	-2.5	-2.6	-3.0	-3.4
125	-5.5	-4.9	-4.5	-4.2	-3.9	-3.8	-3.9	-4.1	-4.4
130	-7.5	-6.8	-6.2	-5.8	-5.4	-5.2	-5.1	-5.2	-5.4
135	-9.5	-8.7	-8.0	-7.4	-6.9	-6.6	-6.4	-6.3	-6.4
140	-11.5	-10.6	-9.7	-9.0	-8.4	-8.0	-7.6	-7.5	-7.4

Abbildung 12: Sliding-Scale-Mechanismus in Großbritannien basierend auf Zahlen der OFGEM<sup>130</sup>

Bezogen auf die Ermittlung der Rendite wählt der Netzbetreiber z.B. ein CAPEX-Verhältnis der Kapitalausgaben von Netzbetreiber und Regulierungsbehörde von 110% (in der Abbildung 13 entspricht dies der grün markierten Spalte) aus. Im Falle eines aktuellen CAPEX-Verhältnisses von 110% ergibt sich ein erwarteter Bonus in Höhe von 0,8% (siehe hellblaue Markierung in der grün markierten Spalte). Der ex-ante Anreiz besteht darin, die Ausgaben wahrheitsgetreu anzugeben, da die erwartete Rendite dann am höchsten ist. Bei einer nicht wahrheitsgetreuen Einschätzung liegt die erwartete Prämie maximal bei 70 Basispunkten. Im Hinblick auf die nachträgliche Überprü-

<sup>127</sup> Shuttleworth (2005), Seite 3

<sup>128</sup> Müller, Growitsch, Wissner (2010), Seite 27

<sup>129</sup> Shuttleworth (2005), Seite 3

<sup>130</sup> OFGEM (2004), Seite 87

fung der Ausgaben, besteht der Anreiz, das genehmigte Budget zu unterschreiten, um eine höhere Rendite zu erreichen. Denn entspricht das tatsächliche CAPEX-Verhältnis den Einschätzungen der Regulierungsbehörde, d.h. es beträgt 100%, so bekommen die Verteilnetzbetreiber einen Bonus von 4,3% (siehe hierzu die rote Einkreisung in der Abbildung 13). Dieser Wert wird wie durch die Subtraktion der tatsächlichen Kapitalkosten ( $CAPEX_T$ ) von den erwarteten Kapitalkosten ( $CAPEX_E$ ), multipliziert mit den Kosteneinsparungen (EI) und durch Addition der zusätzlichen Erlöse (AI) berechnet:

$$Bonus = (CAPEX_E - CAPEX_T) * EI + AI$$

**Formel 7: Berechnung des Bonus im Sliding-Scale-Mechanismus**

Im Beispiel: Bonus = (107,5-100) \* 0,35 + 1,6 = 4,225%

Zusammengefasst kann aufgeführt werden, dass durch dieses Regulierungssystem zwei wesentliche Anreizsysteme entstehen. Zum einen besteht ex-ante der Anreiz, die geschätzten Kapitalausgaben wahrheitsgetreu anzugeben, da die erwartete Rendite dann am höchsten ist. In Hinblick auf den Ex-post-Abgleich mit den tatsächlich anfallenden Kapitalausgaben ergibt sich der Anreiz, das genehmigte Budget zu unterschreiten, da die Verzinsung in diesem Fall dann höher ist. Es wird auch deutlich, dass die Wahl des CAPEX-Verhältnis die Risikobereitschaft der Netzbetreiber widerspiegelt. Ist das erwartete CAPEX-Verhältnis (z.B. 140%) hoch, so wählt der Netzbetreiber eine stärker kostenbasierte Regulierung („low-powered incentives“), die durch den zu erwartenden Malus eine niedrigere, aber sichere Rendite bietet. Im gegenteiligen Fall, bei einem geringen CAPEX-Verhältnis (z.B. 100%), wählt das Unternehmen eine stärker anreizbasierte Regulierung („high-powered incentives“), die ein höheres Renditerisiko, aber gleichzeitig auch höhere Renditechancen bietet.<sup>131</sup> Im Normalfall wählen Netzbetreiber mit einem geringeren Kapitalkosten eher die preisbasierte Regulierung, die eine höhere Rendite und geringere erlaubte Kapitalkosten vorsieht, während Netzbetreiber mit einem hohen Investitionsbedarf in der Regel eine kostenbasierte Regulierung bevorzugen, die dann höhere CAPEX, aber dafür eher geringere Renditen genehmigt.<sup>132</sup> Mit dem Sliding-Scale-Mechanismus hat OFGEM einen problemorientierten Ansatz gewählt, der bestehenden Informationsasymmetrie in Bezug auf die Investitionsplanung des Netzbetreibers gegenzusteuern und eine regulatorische Berücksichtigung der erwarteten Kapitalkosten weiter voranzutreiben. Jedoch ist dieses Verfahren sehr wahrscheinlich in Deutschland angesichts der hohen Anzahl an Strom- und Gasnetz-

---

<sup>131</sup> Brunekreeft, Meyer (2010), Folie 56

<sup>132</sup> Müller, Growitsch, Wissner (2010), Seite 26

betreiber nicht anzuwenden, da die Regulierungsbehörden bzw. Beratergesellschaften für jede Netzgesellschaft die Kapitalkosten abschätzen müsste. Dies wäre ein enormer Aufwand. Des Weiteren kann auch die Informationsasymmetrie nicht vollständig ausgeschlossen werden, da die regulatorische Voreinschätzung die Kapitalkosten nicht voll umfassend darstellen können. Auch werden Netzbetreiber, die deutlich über den regulatorischen Einschätzungen liegen, bei einer realitätsgetreuen Kapitalkostenvorschau bestraft. Die Sliding-Scale-Regulierung kann insgesamt als Kompromiss zwischen der Kostenregulierung und der Anreizregulierung angesehen werden. Allerdings besteht der Anreiz auf Grund der möglichen negativen Prämie bei hohen Kapitalkosten im Vergleich zur Prognose der Regulierungsbehörde, sich eher für den linken Teil der Matrix zu entscheiden, da hier eine höhere Rendite erzielbar ist. Der Netzbetreiber wird auch hier das Ziel verfolgen, seine Kapitalkosten so gering wie möglich zu halten und verfolgt damit weiterhin produktive und nicht dynamische Effizienzziele.<sup>133</sup>

### **4.3. Wachstumsmodell des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)**

Der BDEW hat ein Wachstumsmodell zur Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen für Netzinvestitionen vorgeschlagen. Dieses Modell soll zur Beseitigung des bis zu sieben Jahren verzögerten Kapitalrückflusses der Investitionsausgaben dienen. Das Wachstumsmodell verfolgt das Ziel, Investitionshemmnisse abzubauen, in dem die kalkulatorischen Kosten der Investitionen (kalkulatorische Abschreibung, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und kalkulatorische Gewerbesteuer) ohne Zeitverzug in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.<sup>134</sup>

Das Konzept besteht darin, dass die bestehende Anreizregulierungsmethodik („Basismodell“) um ein optionales „Wachstumsmodell“ erweitert wird. Dieses Modell orientiert sich hauptsächlich an den Kapitalkosten der Investitionen. Das Ziel ist dabei, dass die im Basismodell bestehenden Investitionshemmnisse bei besonders hohem Investitionsbedarf beseitigt werden. Dieser Investitionsbedarf wird sich in den kommenden Jahren voraussichtlich durch die energiepolitischen Ziele erhöhen. Im vorgesehenen Konzept werden die beiden Modelle für Netzbetreiber mit hohem Ausbau- und Modernisierungsbedarf als gleichwertig angesehen. Die Netzbetreiber haben vor jeder Regulierungsperiode die Wahl, sich für eines der beiden Verfahren zu entscheiden. Im Rahmen des Wachstumsmodells legen die Netzbetreiber jedes Jahr ihre geplanten Investitionen fest und geben diese Planung an die Regulierungsbehörde weiter, die

---

<sup>133</sup> Müller, Growitsch, Wissner (2010), Seite 28

<sup>134</sup> BDEW (2011a)

diese einzelnen Investitionen nicht separat prüft. Die Kapitalkosten für die geplanten Investitionen gehen dann ohne Zeitverzug und genaue Prüfung in die Erlösobergrenze ein. Durch einen Ex-Post-Abgleich wird überprüft, welche Investitionen im jeweiligen Jahr tatsächlich getätigt wurden. Die Differenz der Kapitalkosten zwischen den geplanten und den tatsächlich getätigten Investitionen wird dann über das Regulierungskonto ausgeglichen.

Die bisher durchgeführte Kostenprüfung im jeweiligen Basisjahr soll bei diesem Konzept übernommen werden. Ebenso soll der Effizienzvergleich bei den Gesamtkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile beibehalten werden, damit keine falschen Anreize gesetzt und ineffiziente Investitionen getätigt werden. Des Weiteren soll eine Fehlallokation der Finanzmittel verhindert werden. Der Verteilfaktor aus dem Benchmark zum Abbau der Ineffizienz soll in diesem Modell nur auf die Betriebskosten angesetzt werden, um die investitionshemmenden Wirkungen der Anreizregulierung weiter vermindert werden. Durch den Verteilfaktor werden die Erlöse für die Investitionen vermindert, so dass die Investitionskosten nicht amortisiert werden können.

Insgesamt können folgende Eckpunkte des Modells festgehalten werden:

1. Das Wachstumsmodell wird aus gesamtwirtschaftlichen Effizienzgründen nur optional eingeführt werden.
2. Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile und die beeinflussbaren Kostenanteile werden im Basisjahr um die darin enthaltenen Kostenanteile des Sachanlagevermögens gekürzt, damit die Kapitalkosten nicht den Effizienzvorgaben unterworfen sind.
3. In der Anreizregulierungsformel wird die Kostenkomponente  $KA_{KapS,t}$  ergänzt, welche die Kapitalkosten für das Sachanlagevermögen im jeweiligen Jahr berücksichtigt. Diese Komponente unterliegt keiner Anpassung durch die Inflation, dem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor und dem Erweiterungsfaktor.
4. Die Differenz aus dem Ist-Plan-Abgleich der Investitionen wird über das Regulierungskonto ausgeglichen.
5. Die Kostenprüfung und der bisherige Effizienzvergleich sollen auch in diesem Modell beibehalten werden. Die Kapitalkosten verbleiben dabei im Benchmark, obwohl das Benchmarkergebnis nur auf die Betriebskosten angewendet wird.
6. Der Erweiterungsfaktor wird beibehalten, um die Veränderung der Versorgungsaufgabe bei den Betriebskosten der laufenden Periode zu berücksichtigen.
7. Das Investitionsbudget dagegen fällt weg, weil die Investitionen über das Wachstumsmodell schon berücksichtigt werden.

8. Es werden sinnvolle Vereinfachungen im Hinblick auf die Zinssätze und Indizes über die gesamte Regulierungsperiode angewendet werden.<sup>135</sup>

Zusammenfassend kann dargelegt werden, dass das Wachstumsmodell fast alle bisher genannten Schwachstellen im Hinblick auf die Investitionen minimieren kann. Der Aufwand bei den Netzbetreibern steigt durch dieses Modell nicht, da diese zum Großteil ihre Investitionen planen. Zudem haben die Unternehmen die Möglichkeit, das aktuelle Verfahren der Anreizregulierung zu wählen und müssen dadurch keine Veränderungen befürchten.

#### **4.4. Investitionsfaktor am Beispiel von Österreich**

Durch den unterschiedlichen Kapitalrückfluss durch die bestehende Anlagenstruktur kommt es bei der Investitionstätigkeit der Unternehmen zu Problemen. Netzbetreiber mit einem älteren, nahezu abgeschriebenem Netz weisen dabei geringere Kapitalkosten auf, als Netzbetreiber mit einem neueren Netz, die bisher wenig abgeschrieben haben. Werden dann im Lauf der Regulierungsperiode Instandhaltungs- und Erweiterungsinvestitionen fällig, wirkt sich die Erlösobergrenze wie eine Budgetrestriktion aus. Die Investitionen werden unter diesen Umständen nicht im notwendigen Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Durch die durchgeführten Investitionen steigen die Kapitalkosten und werden dann erst mit Beginn der nächsten Regulierungsperiode wieder in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Notwendige Investitionen können durch die Vorfinanzierungslast beim Netzbetreiber zu Verlusten führen. Entgegenwirken kann dieser Problematik nur eine Anpassung der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode - bezogen auf die Kapitalkosten.<sup>136</sup>

Dieses Investitionshemmnis im Rahmen der Anreizregulierung wurde beispielsweise in Österreich erkannt. Um die Anreize für Investitionen zu erhöhen, wurde deshalb im Jahr 2010 ein Investitionsfaktor eingeführt, der den bisher angewandten Mengen-Kosten-Faktor ablöst. Folgender Zusammenhang ist dabei ausschlaggebend: Die Kostenstruktur zeichnet sich durch eine Fixkostendegression aus. D.h. bei nicht voll ausgelasteten Kapazitäten sinken die Durchschnittskosten bei einem Mengenanstieg der durchgeleiteten Energie, da bis zur Kapazitätsgrenze die Grenzkosten einer zusätzlichen Einheit unter den Durchschnittskosten liegen. Erst beim Erreichen der Kapazitätsgrenze ist eine zusätzliche Investition in weitere Kapazitäten notwendig, wobei in diesem Fall erneut Reserven für ein zukünftiges Mengenwachstum eingeplant werden.

---

<sup>135</sup> BDEW (2011d), Seite 4

<sup>136</sup> Haber (2010b), Seite 85



Die Kosten steigen jedoch generell nur unterproportional mit dem Mengenwachstum.<sup>137</sup> Der Investitionsfaktor berücksichtigt dabei die tatsächliche CAPEX-Entwicklung innerhalb der zweiten Regulierungsperiode. Die erstmalige Anwendung des Investitions- und Betriebskostenfaktors wird für die Berechnung der Netzentgelte zum 1. Januar 2011 erfolgen, da für 2010 die Kapitalkosten auf Basis der Daten des zuletzt verfügbaren Geschäftsjahres 2008 angepasst zur Anwendung kommen.<sup>138</sup> Bei der Berücksichtigung der Kapitalkosten, die bis zum vorletzten Jahr entstanden sind, gibt es Unterschiede: Investitionen, die bis zum Jahr 2005 aktiviert wurden, unterliegen einem individuellen Abschlag  $X_{ind}$ . Bei Investitionen ab dem Jahr 2006 wird dieser Abschlag nicht mehr vorgenommen, da die Regulierungsbehörde ab diesem Zeitpunkt von effizienten Investitionen ausgeht. Um zukünftig Anreize für Investitionen zu schaffen, wird für Investitionen ab dem Jahr 2009 für die Durchführung von Investitionen ein Zuschlag auf den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostenzinssatz auf die Buchwertzugänge gewährt. Dieser Zuschlag beträgt aktuell 1,05%. Hierdurch steigt die Verzinsung von Neuanlagen, was dazu führt, dass Investitionen gefördert und belohnt werden. In den Folgejahren erfolgt dann eine jährliche Anpassung der Kostenbasis unter Berücksichtigung der Ist-CAPEX.<sup>139</sup>

Ein Problem kann dann entstehen, wenn Unternehmen wegen der guten Verzinsung für Neuanlagen auch ineffiziente Investitionen durchführen. Um jedoch nur die notwendigen Investitionen zu fördern und entsprechende Anreize bei der Durchführung der Investitionen zu setzen, kann der Investitionsfaktor auch negativ werden. Hierbei sorgt jedoch eine Deckelung dafür, dass dieser negative Effekt abgefedert wird. Ein negativer Investitionsfaktor kommt dann zur Anwendung, falls diese einen größeren Wert von mehr als 1,95% der regulatorisch berücksichtigten CAPEX aufweist. Der die Toleranzgrenze überschreitende negative Investitionsfaktor wird um den positiven Renditeaufschlag korrigiert. Durch die Toleranzgrenze wird verhindert, dass nicht erforderliche Investitionen zur Vermeidung eines negativen Investitionsfaktors vorgenommen werden und ein signifikant eingeschränktes Investitionsverhalten begünstigt wird. Ebenso wie das Investitionsbudget in Deutschland soll der Investitionsfaktor in Österreich einen Anreiz für die Durchführung von Investitionen darstellen, wodurch die notwendigen finanziellen Mittel zur Substanzerhaltung der Verteilnetze zur Verfügung gestellt werden. Sollten keine bzw. deutlich geringere Investitionen durchgeführt werden, führt dies zu einer Reduktion der Erlösobergrenze durch einen negativen Investitionsfaktor. Zu dieser Toleranzgrenze muss weiterhin vermerkt werden, dass hierdurch auch mögliche

---

<sup>137</sup> Haber (2010b), Seite 85

<sup>138</sup> Haber (2010a), Seite 18

<sup>139</sup> Haber (2011), Seite 6

geringere Investitionen durch ein sehr gutes bzw. neu adaptiertes Netz in naher Zukunft entstehen. Denn die getätigten umfassenden Investitionen wirken sich zum Teil auch in den systembedingten Zuverlässigkeitszahlen aus, die in die Regulierungsformel eingebracht werden können z.B. über ein Qualitätselement.<sup>140</sup>

Die österreichische Regulierungsbehörde behält sich zudem vor, auch Korrekturen im Bereich der operativen Kosten vorzunehmen, wenn sie zur Feststellung gelangt, dass während der Regulierungsperiode eine Veränderung der bisherigen Bilanzierungspraxis vorliegt und somit eine Umschichtung von bisherigen Instandhaltungen und anderen OPEX zu den Kapitalkosten erfolgt. Dies ist vor dem Hintergrund des Systems des gewählten TOTEX-Benchmarks notwendig.<sup>141</sup>

Durch den eingeführten Investitionsfaktor in Österreich ist eine Basis für Investitionen in der nahen Zukunft geschaffen worden, die zum einen auf einen verbindlichen Rechtsrahmen und zum anderen auf eine risikogerechte Verzinsung des eingesetzten Kapitals baut. Die österreichische Regulierungsbehörde orientiert sich bei der Festlegung der Zinssätze an der Langfristigkeit der Investitionen.

Insgesamt ist dies ein guter Ansatz zur Investitionsförderung. Vor allem durch die erhöhte Verzinsung für Neuanlagen und die Anpassung der Erlösobergrenze ergeben sich Anreize für Investitionen während der Regulierungsperiode. Der Zeitverzug verringert sich zudem auf einen zwei Jahre. Hierbei bestünde zudem die Möglichkeit einer Anpassung, z.B. über einen Plankostenansatz der Investitionen in der Erlösobergrenze. In Deutschland gibt es dieses Instrument in einer ähnlichen Form durch das Investitionsbudget, das jedoch - wie dargestellt - überwiegend nur von Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern in Anspruch genommen werden kann. In Deutschland sollte deshalb wie beschrieben, zum einen angeregt werden, das Investitionsbudget für alle Netzbetreiber genehmigen und zum zweiten, einen Renditezuschlag für die Neuanlagen einzuführen. Generell ist der beschriebene Investitionsfaktor ein einfaches, aber wirkungsvolles Instrument zur Beseitigung der bestehenden Investitionshemmnisse.

#### **4.5. Reduzierung des regulatorischen Risikos**

Eine weitere Möglichkeit, die auf die Minimierung der Investitionshemmnisse im Rahmen der Anreizregulierung zielt, besteht in der Reduzierung des regulatorischen Risikos. Dieses Risiko ergibt sich aus der Unsicherheit darüber, ob die Regulierungsbehörde die getätigten Investitionen anerkennt und zum anderen aus der ungeklärten Frage, wie eine effiziente Durchführung der Investitionen sichergestellt werden kann

---

<sup>140</sup> Haber (2010b), Seite 85f.

<sup>141</sup> Haber (2010b), Seite 86

bzw. aus der Tatsache das die Investitionen den Effizienzvorgaben unterworfen sind. Zur genaueren Erörterung des Problems wird zwischen dem Genehmigungsrisiko und dem Effizienzrisiko unterschieden.

Das Genehmigungsrisiko beschäftigt sich damit, ob die Notwendigkeit einer Investition nachträglich in Frage gestellt werden kann, da die Durchführung der Investition in der Vergangenheit erfolgt ist und die Ausgaben beim Netzbetreiber entstanden sind. Zur Prüfung dieser Notwendigkeit können zwei verschiedene Verfahren angewendet werden. Die erste Möglichkeit, die Ex-ante-Notwendigkeitsprüfung, weist die Bedingung auf, dass die Notwendigkeit der Investitionen schon zum Zeitpunkt der Genehmigung geprüft wird, um das Risiko zu vermeiden, dass Investitionsausgaben nachträglich gar nicht oder nur teilweise über die Kapitalkosten in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Bei der Ex-post-Notwendigkeitsprüfung dagegen beurteilt die Regulierungsbehörde die Investitionen erst nachträglich auf deren Notwendigkeit. Hierdurch steigt das Genehmigungsrisiko, dass die Regulierungsbehörde die Investitionsausgaben nicht in der Erlösobergrenze berücksichtigt und damit kein Mittelrückfluss der Kapitalkosten über die Netzentgelte erfolgt. Im Falle der Verweigerung der Aufnahme der Investitionsausgaben in die Kostenbasis muss der Netzbetreiber die finanziellen Folgen vollständig tragen. Dies ist für die Netzbetreiber unwirtschaftlich und mindert die Investitionsanreize deutlich.<sup>142</sup>

Im Rahmen der Anreizregulierung in Deutschland wird nur beim Investitionsbudget eine Ex-ante-Prüfung der Investitionen durchgeführt, so dass das Risiko einer vollständigen nachträglichen Verweigerung der Anerkennung als gering eingestuft werden kann. Bei den anderen Investitionen erfolgt erst bei der Kostenprüfung im Basisjahr eine Überprüfung der Notwendigkeit. Das Genehmigungsrisiko, das der Netzbetreiber tragen muss, wirkt sich negativ auf Investitionsanreize aus. Deshalb sollte für alle Investitionen eine explizite Ex-ante-Notwendigkeitsprüfung mit einem gleichzeitigen Verzicht auf eine Ex-post-Notwendigkeitsprüfung eingeführt werden. Netzbetreiber hätten somit eine Planungssicherheit bei der Erlösobergrenze und können das Genehmigungsrisiko minimieren. In manchen Regulierungssystemen, z.B. in den USA, sieht die Regelung vor, dass die Kosten bei Nichtanerkennung in der Erlösobergrenze, übernommen werden. Dies setzt jedoch nicht unbedingt die richtigen Signale im Bezug auf die Effizienz von Investitionen, da die Regulierungsbehörden nur in begründeten Fällen die Anerkennung ablehnen.<sup>143</sup>

---

<sup>142</sup> Brunekreeft, Meyer (2010), Folie 30

<sup>143</sup> Brunekreeft, Meyer (2010), Folie 32

Der zweite Risikofaktor, das Effizienzrisiko, bezieht sich auf die Frage, wie eine effiziente Durchführung der Investitionen geprüft und beurteilt werden kann. Im Rahmen der Effizienzprüfung können auf Grund der zeitlichen Abfolge zwei Formen unterschieden werden. Beim Plan-Ist-Abgleich erfolgt im Rahmen der Kostenprüfung in der Regel ein Abgleich zwischen den ex-ante genehmigten Plankosten und den ex-post tatsächlich realisierten Ausgaben.<sup>144</sup> Das Effizienzrisiko resultiert aus dem Umgang mit dieser Budgetabweichung, genauer gesagt, welcher Teil der Ausgaben über die Aufnahme in die Kapitalbasis langfristig vergütet wird. Es geht um den originären Wertansatz, zu dem die Investitionsprojekte in die Kapitalkostenbasis aufgenommen werden. Dabei sind zwei unterschiedliche Positionen denkbar. Der erste Weg ist die Anerkennung der Investitionen auf Basis der Ist-Ausgaben. Hierbei ist das Regulierungsrisiko gering, da der Netzbetreiber das Wagnis der Budgetüberschreitung nicht tragen muss. Im Extremfall bedeutet dies, dass auf Anreizsysteme zur effizienten Investitionsdurchführung verzichtet wird und die Kosten vollständig durchgeleitet werden. Die zweite Möglichkeit besteht darin, die Investitionen auf Basis der Plankosten anzuerkennen. Der Netzbetreiber muss in diesem Fall das Risiko von höheren Ausgaben vollständig tragen. Dies ist dann der theoretische Grenzfall einer vollständigen Anreizregulierung mit maximalen Effizienzreizen.<sup>145</sup> Jedoch spielt der Plan-Ist-Abgleich im aktuellen System der deutschen Anreizregulierung keine Rolle, da bisher nur Ist-Kosten genehmigt werden. Deshalb ist derzeit nur die zweite Form des Effizienzrisikos von Bedeutung. Hierbei handelt es sich um die Effizienzreize, die durch den X-Faktor gegeben sind. Denn nach Aufnahme der Investitionsausgaben in die Asset Base kann ein Effizienzrisiko auftreten, das davon abhängt, ob und inwieweit sich die Effizienzreize auf die Kapitalkosten auswirken. Generell kann hier zwischen einem TOTEX-Benchmark und einem OPEX-Benchmark differenziert werden. Die deutsche Regulierungsbehörde verfolgt, wie bereits aufgeführt, zum jetzigen Zeitpunkt noch den Ansatz des TOTEX-Benchmark. Hierdurch steigt das Effizienzrisiko beim Netzbetreiber, da er die Ausgaben teilweise nicht mehr über die Erlösobergrenze zurückerstattet bekommt. Es entsteht ein Investitions- und Renditerisiko beim Netzbetreiber.<sup>146</sup> Lösungswege sind hier beispielsweise, wie Kapitel 4.1 dargestellt, die Aufnahme der Investitionsausgaben in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile oder das OPEX-CAPEX-Splitting.

#### **4.6. Zusammenfassung**

Dieses Kapitel zeigt, dass es neben den Anreizsystemen der ARegV auch im Rahmen der Anreizregulierung verschiedene Möglichkeiten zur Bekämpfung der Investitions-

---

<sup>144</sup> Brunekreeft, Meyer (2010), Folie 31

<sup>145</sup> Brunekreeft, Meyer (2010), Folie 33

<sup>146</sup> Brunekreeft, Meyer (2010), Folie 35

hemmnisse gibt. Hierbei stehen vor allem die Beseitigung des Zeitverzugs, des Effizienzrisikos und der weiteren Regulierungsrisiken sowie eine angemessene Verzinsung im Mittelpunkt.

Die erste Gruppe der möglichen Verfahren zu Beseitigung der Investitionshemmnisse zielt vor allem auf die Herausnahme der Kapitalkosten aus den Effizienzvorgaben sowie die getrennte Behandlung von CAPEX und OPEX. Eine der am einfachsten umsetzbaren Möglichkeiten ist die Zuordnung der Kapitalkosten zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen. Hierfür spricht, dass die bereits getätigten Investitionsausgaben nicht mehr beeinflusst werden können und dem Sinn des EnWG nach den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zuzuordnen sind. Zudem wäre dieses Instrument durch die Änderung der ARegV einfach umzusetzen. Diese Vorgehensweise würde zwar den Zeitverzug nicht ganz beseitigen, aber zumindest auf einen Zwei-Jahres-Verzug reduzieren. Des Weiteren würden die Kapitalkosten keinen Effizienzvorgaben unterliegen, so dass die Amortisation über die Nutzungsdauer gewährleistet werden könnte. In dieselbe Richtung geht auch das OPEX-CAPEX-Splitting, das von vielen europäischen Regulierungsbehörden angewendet wird. Hierbei werden die Kapitalkosten (CAPEX) und die operativen Kosten (OPEX) getrennt behandelt. Auch dies hat die Konsequenz, dass die Kapitalkosten nicht in den Effizienzvergleich und damit ohne Abzug in die Erlösobergrenze eingehen. In manchen Ländern fließen diese Kosten sogar ohne Prüfung in die Erlösobergrenze ein.

Der zweite Teil möglicher Anreizsysteme beschäftigt sich mit der Verzinsung bzw. der gewährten Rendite. Im ersten Abschnitt steht eine angemessene zugestandene Rendite durch den Regulierer im Mittelpunkt, die mit Hilfe des CAPM ermittelt wird. Zudem wird auf die aktuelle Festlegung der Zinssätze für die zweite Regulierungsperiode eingegangen und dargestellt, welche durchschnittliche Rendite die Netzbetreiber tatsächlich erreichen. Der zweite Teilbereich baut auf den ersten Teil auf und beschreibt die Renditezuschläge (Rendite-Top-Ups oder Adders) auf die bestehende Verzinsung, die in vielen Ländern im Rahmen der Anreizregulierung oder auch Kostenregulierung gewährt werden. Hierbei besteht die Möglichkeit, die Genehmigung zwischen verschiedenen Gruppen zu unterscheiden und den Zuschlag nur für die gewünschten Investitionen zu bewilligen. In den meisten Fällen sind dies Erweiterungsinvestitionen bzw. Aus- und Umbauinvestitionen zur Erreichung der energiepolitischen Ziele. Die gewährten Investitionszuschläge decken derzeit eine Bandbreite von ein bis drei Prozent ab. Dieses Instrument kann auch kurzfristig eingesetzt werden und fördert die Investitionen, da das Renditerisiko gemindert wird. Jedoch wird der Zeitverzug mit diesem Instrument nicht behoben. Eine weitere Möglichkeit zur Sicherung der Rendite ist die Einführung einer Sliding-Scale-Regulierung am Beispiel von Großbritannien. Mit die-

sem System soll der Zwiespalt zwischen Effizienz- und Investitionsanreiz besser austariert werden. Die britische Regulierungsbehörde hat hierzu einen Staffelmehanismus (Menu of Sliding Scale) eingeführt, an Hand dessen die Netzbetreiber basierend auf ihrer Investitionsplanung und der Investitionsplanung der Regulierungsbehörde einen Renditezuschlag auswählen. Dieser ist dabei abhängig von der gewählten Form der Regulierung (kosten- oder anreizorientiert). Je nach gewählter Form kann es bei der nachträglichen Prüfung der tatsächlichen Kapitalkosten zu einem Renditeauf- bzw. -abschlag kommen. Insgesamt ist dies ein geeignetes System für Großbritannien, aber in Deutschland nicht umsetzbar, da die Regulierungsbehörden auf Grund der großen Anzahl an Netzbetreibern für jeden Netzbetreiber die Investitionsausgaben planen müssten. In Großbritannien ist dies wegen der geringen Anzahl an Netzbetreibern möglich.

Der dritte Abschnitt beschäftigt sich mit dem Wachstumsmodell des BDEW. Der BDEW schlägt dabei vor, den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, zwischen den aktuellen Verfahren und einem so genannten Wachstumsmodell zu wählen. Dieses Modell konzentriert sich hauptsächlich auf die Kapitalkosten. Hierbei gehen die geplanten Investitionen ohne Zeitverzug in die Erlösobergrenze ein. Durch einen Ex-post-Abgleich wird die Differenz zwischen den geplanten und den tatsächlich durchgeführten Investitionen ermittelt, die über das Regulierungskonto in der Folgeperiode auszugleichen ist. Die aktuell durchgeführte Kostenprüfung sowie der Effizienzvergleich auf Basis der Gesamtkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile soll beibehalten werden. Das hat zur Folge, dass die Kapitalkosten im Benchmark verbleiben. Hierdurch soll verhindert werden, dass es zu einer Fehlallokation der Finanzmittel kommt. Jedoch soll der Verteilfaktor nur auf die operativen Kostenanteile angesetzt werden und nicht auf die Kapitalkosten, so dass der Kapitalrückfluss über die Nutzungsdauer ermöglicht wird. Dieses System beseitigt alle wesentliche Investitionshemmnisse der Anreizregulierung, da es zum einen den Zeitverzug bei der Berücksichtigung der Kapitalkosten in der Erlösobergrenze beseitigt und zum anderen dafür sorgt, dass die Kapitalkosten nicht mehr den Effizienzvorgaben unterliegen. Dieses System wäre für die Besserung der Investitionsanreize für Deutschland empfehlenswert.

Der vierte Abschnitt stellt den Investitionsfaktor der österreichischen Regulierungsbehörde vor. Der Investitionsfaktor berücksichtigt die tatsächliche CAPEX-Entwicklung. Die Kapitalkosten werden jährlich in der Erlösobergrenze mit einem Zwei-Jahres-Verzug angepasst. Zudem wird für Investitionen ab dem Jahr 2009 zur Erhöhung der Investitionsanreize ein Renditezuschlag von 1,05% gewährt. Um ineffiziente Investitionen auf Grund der attraktiven Verzinsung zu vermeiden, besteht die Möglichkeit, dass der Investitionsfaktor auch negativ wird. Zusammenfassend kann festgehalten werden,

dass der erwähnte Investitionsfaktor im Grunde dem deutschen Investitionsbudget entspricht, mit dem Unterschied, das er für die gesamten Investitionen der Netzbetreiber gilt und einen Renditezuschlag für Neuanlagen vorsieht. Eine solche Anpassung des Investitionsbudgets sollte, wie schon in Kapitel drei beschrieben, in Deutschland in Erwägung gezogen werden.

Des Weiteren werden im Rahmen dieses Kapitels die Möglichkeiten zur Reduzierung des regulatorischen Risikos vorgestellt. Diese beziehen sich vor allem auf das Genehmigungs- und das Effizienzrisiko. Beim Genehmigungsrisiko steht die Frage der Notwendigkeitsprüfung von Investitionen im Mittelpunkt. Hierbei kann zwischen einer Ex-ante- und einer Ex-post-Notwendigkeitsprüfung unterschieden werden. Zu Verringerung des Genehmigungsrisikos wird die Ex-ante-Prüfung mit einem gleichzeitigen Verzicht einer nachträglichen Prüfung empfohlen. Dadurch haben Netzbetreiber die Garantie, dass die getätigten Investitionen auch in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Diese Vorgehensweise existiert in der deutschen Regulierungspraxis bisher nur beim Investitionsbudget. Das Effizienzrisiko stellt dagegen auf die Prüfung und Beurteilung einer effizienten Durchführung der Investitionen ab. Durch die Berücksichtigung der zeitlichen Abfolge kann zwischen zwei Formen unterschieden werden: den Plan-Ist-Abgleich und den Effizianzreiz. Beim Plan-Ist-Abgleich können die Investitionen auf Basis der Ist-Kosten anerkannt werden oder als Plankosten in die EOG eingehen. In Deutschland erfolgt die Anerkennung der Kosten in der Erlösobergrenze nur auf Ist-Kosten, so dass der Plan-Ist-Abgleich bisher keine Rolle spielt. Beim Effizianzreiz geht es um die Effizianzanreize, die durch den X-Faktor gegeben sind. Hierbei kann zwischen einem TOTEX-Benchmark und einem OPEX-Benchmark unterschieden werden. Die deutsche Regulierungsbehörde setzt bisher auf den TOTEX-Benchmark, so dass auch die Investitionen den Effizienzvorgaben unterliegen und dadurch das Investitionsrisiko steigt. Denn es ist nicht sichergestellt, dass der Netzbetreiber seine Investitionsausgaben über die Netzentgelte zurück erhält. Hierbei sollte, wie schon erläutert, zur Verbesserung der Investitionsbedingungen über eine Änderung des Systems nachgedacht werden.

Dieses Kapitel zeigt auch an Hand von Beispielen aus anderen europäischen Regulierungen, dass es verschiedene Möglichkeiten zur Verbesserung der Investitionstätigkeit gibt. Jedoch wird auch deutlich, dass nicht jede Methode für das deutsche Regulierungssystem umsetzbar ist. Vor allem die Sliding-Scale-Regulierung am Beispiel von Großbritannien ist in Deutschland wegen der großen Anzahl an Netzbetreibern nicht durchführbar. Beim Investitionsfaktor, wie er in Österreich umgesetzt ist, könnte sich auch die deutsche Regulierungsbehörde orientieren, da dieser Faktor einen deutlich höheren Investitionsanreiz als das Investitionsbudget liefert. Grund dafür ist zum einen,

dass er für alle Investitionen genehmigt wird und zum anderen, das für Neuanlagen ein Renditezuschlag gewährt wird. Ein erster Schritt zur Verbesserung der Investitionsbedingungen wäre die Zuordnung der Kapitalkosten zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen. Somit könnte der Zeitverzug minimiert werden und die Kapitalkosten würden nicht mehr den Effizienzvorgaben unterliegen. Somit könnten zwei wichtige Investitionshemmnisse beseitigt werden. Zudem schließt der Gesetzgeber diese Zuordnung im EnWG nicht aus. Eine Weiterentwicklung dieser Möglichkeit wäre das vom BDEW vorgeschlagene Wachstumsmodell, das zudem vorsieht, dass für die Kapitalkosten Planwerten in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Der Zeitverzug zwischen den Kosten und den Erlösen würde entfallen. Um jedoch Investitionen durchführen zu können, muss eine angemessene Verzinsung sichergestellt werden, da die Kapitalgeber sonst keine finanziellen Mittel zur Verfügung stellen. Zur Verbesserung der Rendite und zur Förderung der Investitionen kann angeregt werden, für bestimmte Investitionen, die im Rahmen der energiepolitischen Ziele anfallen, einen Renditezuschlag zu gewähren. Diesen Weg haben schon andere Regulierungsbehörden für die gezielte Förderung von Investitionen eingeschlagen und wäre auch in Deutschland umsetzbar.



## 5. Fazit und Ausblick

Die vorliegende Arbeit zeigt, dass die Anreizregulierungsverordnung in der derzeitigen Form nicht genügend Investitionsanreize für den bevorstehenden Netzaus- und -umbau durch die energiepolitischen Ziele setzt. Durch die derzeitigen Regelungen muss der Netzbetreiber für die getätigten Investitionen die Vorfinanzierungslast tragen, da die Kosten teilweise erst sieben Jahre nach der Investitionsausgabe erlöswirksam werden. Dieser Zustand führt zu einem deutlichen Investitionshemmnis bei den zukünftigen Investitionen und wirkt sich durch das Effizienz- und Regulierungsrisiko negativ auf die Investitionstätigkeit aus. Deshalb ist es im Hinblick auf die Erweiterung der Versorgungsaufgabe beziehungsweise durch den Anschluss der EEG-Anlagen zwingend geboten, dass weitere Anreizsysteme für Investitionen in der ARegV verankert werden bzw. die bestehenden Instrumente verbessert werden. Grund hierfür ist auch, dass mit der aktuellen Fassung der ARegV nur unflexibel auf die tatsächlichen Rahmenbedingungen reagiert werden kann. Die Anreizregulierungsverordnung wurde zu einem Zeitpunkt veröffentlicht als es sich bei den Energieversorgungsnetzen noch um eine weitgehend statische Bestandsinfrastruktur gehandelt hat, die es nun in dieser Form nicht mehr gibt. Denn zum aktuellen Zeitpunkt sind nicht nur Instandhaltungsmaßnahmen durchzuführen; es ist auch ein massiver Netzausbau notwendig geworden, der durch die zunehmende Einspeisung der erneuerbaren Energie entstanden ist.<sup>147</sup> Diese Arbeit macht auch deutlich, dass Regulierungsbehörden in den anderen europäischen Ländern das Problem mit den vorhandenen Investitionshemmnissen erkannt haben und Maßnahmen zur Förderung der Investitionen, wie z.B. Renditezuschläge, eingeführt haben.

In Deutschland sollte zur Verbesserung der bestehenden Anreizsysteme in einem ersten Schritt das Investitionsbudget für alle Netzbetreiber ohne Erfüllung einer Erheblichkeitsschwelle eingeführt werden, da dieses Instrument das beste Instrument zur Reduzierung der Investitionsrisiken in der aktuellen Fassung der ARegV ist. Somit könnten die Netzbetreiber die Investitionen, die durch die energiepolitischen Ziele entstehen, über das Investitionsbudget in der Erlösobergrenze ansetzen. Dieser Ansatz sollte zur Vermeidung des Zeitverzuges mit Plankosten erfolgen, um eine Inkongruenz von Veranlassung und Verantwortung zu vermeiden. Der Erweiterungsfaktor sollte optional für Investitionen beibehalten werden, die die Kriterien des Investitionsbudgets nicht erfüllen. Diese Änderung würde die Anreize für Erweiterungsinvestitionen deutlich erhöhen. Jedoch wäre die wichtigste Änderung im Bezug auf die Anreizregulierungsverordnung die Zuordnung der Kapitalkosten zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenantei-

---

<sup>147</sup> Kühling, Pisal (2011), Seite 23

len. Hierdurch kann ein großer Teil der Investitionsrisiken abgegolten werden. Durch diese Zuordnung vermindert sich der Zeitverzug von bisher bis zu sieben Jahren auf zwei Jahre. Hierbei wäre in einem weiteren Schritt die Einführung von Plankosten zur Vermeidung des Zeitverzuges denkbar. Ein weiterer Vorteil durch diese Zuordnung ergibt sich durch den Wegfall der Effizienzvorgaben. Dadurch kann gewährleistet werden, dass die Investitionsausgaben über die Nutzungsdauer amortisiert werden und die Netzbetreiber keine Kosten alleine tragen müssen. Jedoch ist es zur Sicherstellung von ausschließlich effizienten Investitionen notwendig, dass die Kapitalkosten auch weiterhin in Benchmark verbleiben. Ein reines Durchschieben der Kosten sollte verhindert werden, da ineffiziente Investitionen nicht Ziel dieser Regelung sein sollen. Diese Forderungen sind auch Inhalt des in Kapitel 4.3 vorgestellten „Wachstumsmodell“ des BDEW. Dieses Modell ist durch die Möglichkeit der Auswahl des Verfahrens für die deutsche Regulierungsbehörde empfehlenswert und ist ein Fortschritt zur reinen Zuordnung der Kapitalkosten zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen.

Zudem sollte durch die Regulierungsbehörde eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals sichergestellt werden. Die Netzbetreiber befinden sich auf dem Finanzmarkt im Wettbewerb mit Unternehmen, die in wettbewerblichen Märkten agieren, und können daher nur durch eine entsprechende Rendite Kapitalgeber für sich gewinnen. Durch die Vorgaben der Strom- bzw. GasNEV ist der Anteil des Eigenkapitals auf maximal 40% beschränkt. Diese Beschränkung muss von der Regulierungsbehörde bei der Festlegung der Zinssätze berücksichtigt werden, weil hierdurch das Risiko des Kapitalgebers steigt. Neben der Festlegung einer angemessenen Verzinsung wäre die Einführung eines Renditezuschlages ein weiterer Schritt zur Verbesserung der Investitionsbedingungen. Andere Regulierungsbehörden nutzen dieses Instrument, um bestimmte Investitionen gezielt zu fördern. Dies wäre auch in Deutschland vor allem im Bezug auf die Investitionen für den Netzausbau aber auch -umbau eine sinnvolle Möglichkeit.

Zusammengefasst kann festgestellt werden, dass ohne eine Änderung der bisherigen Regelungen der ARegV im Bezug auf die Investitionen die Netzbetreiber sehr wahrscheinlich auch weiterhin vermehrt in den Basisjahren investieren werden und während der Regulierungsperioden nur notwendige Investitionen durchführen. Für Netzbetreiber besteht durch die aktuelle Regelung kein Anreiz zu investieren und die notwendigen Investitionen im Bezug auf den Netzum- und -ausbau auf Grund der energiepolitischen Ziele durchzuführen. Die BNetzA hat dies bei der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die zweite Regulierungsperiode nun auch registriert und ist von ihrer ersten Festlegung im Rahmen der Konsultationen deutlich nach oben abgewichen. Jedoch liegen diese Zinssätze unter den Zinssätzen der ersten Regulierungsperiode und hierbei liegt

wie beschrieben, die erzielbare Rendite gerade mal bei 4,1%. Durch die neue Festlegung sinkt auch diese Rendite, so dass keine neuen Investitionsanreize durch die Zinsfestlegung geschaffen wurden.

## Literaturverzeichnis

Anreizregulierungsverordnung (2007): Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze vom 29.10.2007

Becker, Hans Paul (2010): Investitionen und Finanzierung – Grundlagen der betrieblichen Finanzwirtschaft, 4. Auflage, Wiesbaden 2010

BDEW (2011a): BDEW schlägt „Wachstumsmodell“ zur Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen für Netzinvestitionen vor, Berlin, 02.05.2011

BDEW (2011b): Investitionen der deutschen Gaswirtschaft 2000 bis 2010. URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/C125783000558C9FC12577200030EE37/\\$file/11%2004%2011%20Investitionen%20der%20Gaswirtschaft%202000%20bis%202010.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/C125783000558C9FC12577200030EE37/$file/11%2004%2011%20Investitionen%20der%20Gaswirtschaft%202000%20bis%202010.pdf), Abruf 12.08.2011

BDEW (2011c): Stellungnahme zur Konsultation der Bundesnetzagentur zur Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen nach § 7 Abs. 6 StromNEV bzw. GasNEV, Berlin, 05.10.2011

BDEW (2011d): Verbesserung regulatorischer Rahmenbedingungen für den forcierten Netzaus- und umbau – Wege zur Aufhebung des Zeitverzuges bei der Erlöswirksamkeit von Netzinvestitionen, Berlin, 01.06.2011

Brunekreef, G., Meyer R. (2010): Anreiz- oder Hemmniswirkungen des regulatorischen Rahmens für Erweiterungsinvestitionen der Stromübertragungsnetze - Eine Studie für Amprion GmbH. URL: <http://www.amprion.de/sites/default/files/pdf/BEI-Studie.pdf>, Endergebnisse vorgestellt am 01.09.2010 in Bremen (Bremer Energie Institut)

Brunekreeft, G., Meyer, R. (2011): Netzinvestitionen im Stromnetz: Anreiz- oder Hemmniswirkungen der deutschen Anreizregulierung ?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 1/2, 61. Jg. 2011, Seite 2-5

Bundesnetzagentur (2006): Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG. URL: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de), Abruf am 30.08.2011

Bundesnetzagentur (2010a): Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung, veröffentlicht: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de), Abruf am 21.10.2011

Bundesnetzagentur (2010b): Leitfaden zu Investitionsbudgets nach § 23 ARegV. URL: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de), Abruf am 22.09.2011

Bundesnetzagentur (2011a): T-0 für Investitionsbudgets - Ein Vorschlag der Bundesnetzagentur: Eckpunkte des Vorschlages zu „t-0“, vorgestellt im Rahmen des Arbeitskreises Regulierungsrahmen am 6. April 2011 in Berlin

Bundesnetzagentur (2011b): Leitfaden zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrages auf Erweiterungsfaktor nach § 4 Abs. 4 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV. URL: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de), Abruf am 22.09.2011

Elsenbast, W. (2008): Anreizregulierung in der Energiewirtschaft – Wesentliche Elemente und offene Fragen, in: Wirtschaftsdienst, Ausgabe 10, Seite 398-403

Ermschel, U., Möbius, C., Wengert, H. (2009): Investition und Finanzierung, 1. Auflage, Heidelberg 2009

Eurelectric (2011): Regulation for Smart Grids, Brüssel 2011

Hansen, F.-P. (2008): Investitionsvorhaben in der Anreizregulierung – Konzeptionelle Aspekte und praktische Durchführung. URL: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de), Abruf am 30.08.2011

Haber, A. (2010a): Regulierung und Investitionen - Welche Anforderungen ergeben sich auf Grund von geänderten Regulierungsvorgaben, in: Branche Liberalisierung, Ausgabe 12/2010, Seite 16-19

Haber, A. (2010b): Stromnetzregulierung - Investitionsförderungen und Anforderungen am Beispiel Österreich, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 60 Jg., 2010, Heft 10, Seite 84-87

Haber, A. (2011): Stromnetze werden Energienetze - Investitionen und weitere Anforderungen, 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2011

KEMA (2011): Kurzgutachten im Verfahren zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze BK4-11-304 - im Auftrag des VKU (Verband kommunaler Unternehmen e.V.), Bonn, 2011

Knieps, G., Brunekreeft, G. (2003): Zwischen Regulierung und Wettbewerb - Netzsektoren in Deutschland, 2. Auflage, Heidelberg, 2003

Kühling, Jürgen , Pisal, Ruben(2011): Investitionspflichten beim Ausbau der Energieinfrastruktur zwischen staatlicher Regulierung und nachfrageorientierter Netzbewirtschaftung, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Heft 1 2011, Seite 13-23

Kurth, Matthias (2009): Was ist eine erfolgreiche Regulierung der Strom- und Gasnetze? – Rolle der Regulierungsbehörde sowie Ansätze der Bewertung, in: Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung, Heft 61, Seite 679-697

Marquardt, F., Zöckler, J.-F. (2008): Pauschalierter Investitionszuschlag auch im vereinfachten Verfahren der Anreizregulierung, Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, Auszug aus Nr. 1, Februar 2008

Müller, C., Growitsch, C., Wissner, M. (2010): Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie - IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Bad Honnef 2010

Müller, C., Growitsch, C., Wissner, M. (2011): Regulierung, Effizienz und das Anreizdilemma bei Investitionen in intelligente Netze, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 35, Seite 159-171

OFGEM (2004): Electricity Distribution Price Control Review: Final Proposals, November 2004

Pedell, B., Schwihel, A. (2008): Investitionscontrolling in der Energiewirtschaft - Auswirkungen regulatorischer Vorgaben auf Investitionsplanung und -steuerung, in: Controlling, Heft 11, Seite 585-591

Pielke, M., Kurrat, M. (2008). Anreizregulierung als neuer Rechtsrahmen effizienter Versorgungsstrukturen in Europa. URL: [www.htee.tu-bs.de](http://www.htee.tu-bs.de), Abruf am 27.09.2011

PriceWaterhouseCoopers (2011): Investitionsplanung unter der Anreizregulierung. URL: <http://www.pwc.de/de/energiwirtschaft/investitionsplanung-unter-der-anreizregulierung.jhtml>, Abruf am 21.08.11

PriceWaterhouseCoopers (2008): Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft – Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz, 2. Auflage, München 2008

Recht der Energiewirtschaft (2011): Rechtssprechung - Zur Festlegung der Erlösobergrenzen, Heft 9, 2011, Seite 308-317

Rodgarkia-Dara, A. (2007): Ratchet Effect: Theorie, Lösungsansätze und internationale Erfahrungen, Working Paper, Nr. 18

Shuttleworth, G. (2005): Using Incentives to Inform Regulatory Decisions, in: Energy Regulation Insights, NERA, 2005

Tanz-Rahlf, K. (2008): Anreizregulierung der Netzentgelte für die deutsche Elektrizitätswirtschaft, 1. Auflage, Paderborn, 2008

Theobald, C., Hummel, K., Gussone, P., Feller, D. (2008): Anreizregulierung – eine kritische Untersuchung, Band 12 der Schriftenreihe Energie- und Infrastrukturrecht, München 2008

Ufer, H.-W., Finger, H., Schuchardt, L. (2010): Investitionsbudgets im Rahmen der Anreizregulierung, in: Zeitschrift für Planung und Unternehmenssteuerung, Heft 21, Seite 109-115, 2010

Ufer, H.-W., Hoffjan, A., Ißleib, S., Schuchardt, L. (2010): Investitionsanreize der Anreizregulierungsverordnung in der Energiewirtschaft, in: Zeitschrift für öffentliche und gemeinschaftliche Unternehmen, Heft 1, 2010

VKU (2011): Stellungnahme zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die zweite Regulierungsperiode in der Anreizregulierung nach § 7 Abs. 6 Strom- bzw. GasNEV (BK4-11-304), Berlin 2011

Wild, J., Vaterlaus, S. (2003): Regulierung von Stromverteilnetzen - Balance zwischen Effizienz- und Investitionsanreizen, in: Deutsche Verkehrswissenschaftliche Gesellschaft e. V. (2003), Investitionsentscheidungen und Kostenmanagement in Netzindustrien, Reihe B, B 262, S. 167-186, Bern 2003