

Felix Dehmel

Anreizregulierung von Stromübertragungsnetzen

Eine Systemanalyse in Bezug
auf ausgewählte Renditeeffekte



Felix Dehmel

**Anreizregulierung von Stromübertragungsnetzen
Eine Systemanalyse in Bezug auf ausgewählte Renditeeffekte**

Inauguraldissertation zur Erlangung des Grades eines Doktors der
Wirtschaftswissenschaften (Dr. rer. pol.) an der Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät
der Katholischen Universität Eichstätt-Ingolstadt

Erstgutachter: Prof. Dr. Johannes Schneider

Zweitgutachter: Prof. Dr. Joachim Genosko

Tag der Disputation: 05.07.2011

Vorwort

Diese Arbeit entstand in meiner Zeit als externer Doktorand am Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insbesondere Wirtschaftstheorie, an der Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät der Katholischen Universität Eichstätt-Ingolstadt. Das Interesse an Regulierungssachverhalten und damit auch die Themenauswahl ist auf meine vorige Beratungstätigkeit für die Energiewirtschaft zurückzuführen. Auf eine weitergehende Herleitung des Inhalts dieser Arbeit soll jedoch zugunsten der Kapitel 1 und 2 an dieser Stelle verzichtet werden. Vielmehr will ich das Vorwort nutzen, um all jenen zu danken, die es mir ermöglicht haben, nach vier Jahren Investment Banking noch einmal wissenschaftlich zu arbeiten und meinen Promotionswunsch zu realisieren.

Zu allererst sei mein Doktorvater Professor Dr. Johannes Schneider genannt. Seine Bereitschaft, selbst zu später Stunde und an Wochenenden mit mir über die Arbeit zu diskutieren, ermöglichte erst, meinen straffen Zeitplan in die Tat umzusetzen. Für die stets konstruktiven Hinweise und das unglaubliche Engagement danke ich ihm herzlich. Ein großer Dank gilt natürlich auch Herrn Professor Dr. Joachim Genosko für die Übernahme des Korreferats.

Ich bedanke mich bei Herrn Michael Hegel und Herrn Dr. Frank Karbenn, stellvertretend für das gesamte Team der Hegel Karbenn & Cie. Corporate Finance GmbH. Hier erhielt ich nicht nur eine perfekte Arbeitsinfrastruktur, sondern auch wertvolle inhaltliche Impulse und unersetzliche Kritik. Der fachliche und vor allem auch freundschaftliche Austausch hat sowohl meine Arbeit als auch meine Person geprägt. Mein Dank gilt zudem meinen Gesprächspartnern aus dem Regulierungsmanagement von RWE und 50Hertz sowie den Kontaktpersonen bei der Bundesnetzagentur in Bonn.

Die vielfältige Hilfe und das fortwährende Sparring, das ich aus dem Familien- und Freundeskreis erfuhr, haben einen wesentlichen Beitrag zur erfolgreichen Fertigstellung dieser Arbeit geleistet. Ich danke besonders meiner Mutter Maria, meinem Großvater Hans sowie Herrn Jan Martin Lawin, Herrn Torsten Reitze, Herrn Dr. Leif Holger Dietze, Herrn Dr. Sven Sterzenbach und Herrn Dr. Oliver Vogt.

Eine Herzensangelegenheit ist mir der Dank, der meiner wunderbaren Frau Anja gebührt. Alle persönlichen Herausforderungen und Zugeständnisse, die eine solche Arbeit mit sich bringt, hat sie gemeinsam mit mir gemeistert und mich über die gesamte Zeit hinweg unglaublich liebevoll unterstützt.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	I
Inhaltsverzeichnis	II
Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VIII
Abkürzungsverzeichnis	XII
Verzeichnis verwendeter Variablen und Indizes	XVIII
1 Einleitung	1
2 Prolegomena	4
2.1 Problemstellung und Zielsetzung der Arbeit	4
2.2 Aufbau und Struktur der Arbeit	8
2.3 Anmerkungen zur Vorgehensweise und angewandten Methodik.....	9
3 Theoretische Grundlagen der Regulierung	12
3.1 Regulierungsbegriff	12
3.2 Marktversagen als Grund für Regulierung	13
3.2.1 Öffentliche Güter	13
3.2.2 Natürliche Monopole und Essential Facilities	15
3.2.3 Externe Effekte	18
3.3 Theorien zur Regulierungsmotivation	19
3.3.1 Public-Interest- (normative) Theorie.....	19
3.3.2 Private-Interest- (positive) Theorie.....	20
3.4 Gegenstand und Zeitpunkt des Regulierungseingriffs.....	25
3.4.1 Struktur- und Verhaltensregulierung	25

3.4.2	Ex-ante-/Ex-post-Regulierung.....	27
3.5	Differenzierung grundlegender Regulierungskonzepte	28
3.5.1	Preisbasierte Regulierung	32
3.5.2	Kostenbasierte Regulierung.....	34
3.5.3	Performancebasierte (Anreiz-)Regulierung.....	39
3.5.3.1	Preisobergrenzen-Regulierung	40
3.5.3.2	Erlösobergrenzen-Regulierung	44
3.5.3.3	Yardstick-Regulierung.....	47
3.5.4	Sonstige Regulierungskonzepte	52
4	Markt und Regulierung der deutschen Energienetze	55
4.1	Energiewirtschaftliche Grundlagen	55
4.2	Marktüberblick und -abgrenzung	59
4.2.1	Industrieüberblick und Marktumfeld	60
4.2.2	Netzwirtschaft im Elektrizitätssektor.....	66
4.3	Ordnungspolitische Markt Betrachtung	70
4.3.1	Ordnungspolitische Ziele und Zielkatalysatoren.....	71
4.3.2	Ordnungspolitische Maßnahmen und Regelungen	78
4.3.2.1	Rechtsakte der Europäischen Union.....	79
4.3.2.2	Energiewirtschaftsgesetz	82
4.3.2.3	Stromnetzentgeltverordnung.....	87
4.3.2.4	Anreizregulierungsverordnung	98
4.3.3	Ordnungspolitische Institutionen	116

5	Angewandte Systemanalyse	122
5.1	Modellaufbau und Rechenmethodik	124
5.1.1	Regulierte Kosten und Erlöse	125
5.1.2	Reguliertes Anlagevermögen, Investitionen und Abschreibungen.....	127
5.1.2.1	Regulatorisches Altanlagevermögen.....	127
5.1.2.2	Regulatorisches Neuanlagevermögen	129
5.1.3	Regulierte Eigenkapitalverzinsung und Gewerbesteuer.....	134
5.1.4	Kostenanteile und Erlösobergrenze	139
5.1.5	Ist-Gewinn-und-Verlust-Rechnung, -Bilanz und -Cashflows.....	142
5.2	Grundlegende Input- und Outputgrößen	152
5.2.1	Allgemeine Grundannahmen	152
5.2.2	Annahmen des Ausgangsszenarios.....	157
5.2.3	Bezugs- und Auswertungsgrößen.....	168
5.3	Szenarienanalyse.....	172
5.3.1	Betrachtung des Ausgangsszenarios (Base-Case).....	172
5.3.2	Sensitivitäten ausgewählter Modellparameter.....	185
5.3.2.1	Effizienzbezogene Parameter	186
5.3.2.2	Investive Parameter	199
5.3.2.3	Zeitversatz-Parameter	213
5.3.2.4	Sonstige regulierte Parameter	221
6	Würdigung und Konsequenz der Systemanalyse	232
6.1	Kritische Würdigung der Analyseergebnisse	233
6.1.1	Effizienzbezogene Parameter.....	233

6.1.2	Investive Parameter.....	240
6.1.3	Zeitversatz-Parameter	248
6.1.4	Sonstige regulierte Parameter	253
6.2	Implikationen und mögliche Lösungsansätze	262
6.2.1	Effizienzbezogene Parameter.....	263
6.2.2	Investive Parameter.....	265
6.2.3	Zeitversatz-Parameter	267
6.2.4	Sonstige regulierte Parameter	269
7	Schlussbetrachtung und Ausblick	272
	Literaturverzeichnis.....	285
	Kurzlebenslauf des Autors.....	323

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Preis-Mengen-Situation im natürlichen Monopol	15
Abbildung 2:	Regulierungseffekte nach Averch/Johnson	21
Abbildung 3:	Schematischer Überblick des Regulierungsprozesses	23
Abbildung 4:	Institutionelle Abweichungen vom Konkurrenz-/Marktgleichgewicht ...	24
Abbildung 5:	Synoptische Darstellung der Regulierungsgegenstände	25
Abbildung 6:	Wirkungskette Marktstruktur, -verhalten und -ergebnis.....	26
Abbildung 7:	GuV-Komponenten als Regulierungsobjekt.....	31
Abbildung 8:	Prozess der kostenorientierten (Rentabilitäts-) Regulierung	35
Abbildung 9:	Energiewandlungskette	56
Abbildung 10:	Wertschöpfungsstufen und monopolistische Bottlenecks	57
Abbildung 11:	Überblick Spannungsstufen, Einspeiser und Kundengruppen	66
Abbildung 12:	Übertragungsnetzbetreiber (Regelzonen) in Deutschland	69
Abbildung 13:	Energiepolitisches Zieldreieck	72
Abbildung 14:	Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeitsinteressen	74
Abbildung 15:	Ordnungspolitischer Zielkatalog	77
Abbildung 16:	Ansatzpunkte für ordnungspolitische Zielkriterien.....	78
Abbildung 17:	Evolution ordnungspolitischer Regelwerke der Elektrizitätswirtschaft .	79
Abbildung 18:	Einordnung der EnWG-Regularien in Bezug auf Regulierungsziele ...	87
Abbildung 19:	Methodische Differenzierung Alt- und Neuanlagevermögen	96
Abbildung 20:	Bezug zwischen Erlöspfad-Ausgangsniveau und Basisjahr.....	100
Abbildung 21:	Verhältnis von Kostenanteilen und Erlösobergrenze	108
Abbildung 22:	Bestandteile der deutschen Obergrenzenregulierung.....	116

Abbildung 23: Darstellung des Regulierungsmarktes im Netzbereich	117
Abbildung 24: Übersicht Organisationsstruktur der BNetzA	119
Abbildung 25: Schematischer Modellaufbau und Aufbau-logik	124
Abbildung 26: Strukturübersicht Modellintegration Ist-Unternehmensrechnung.....	143
Abbildung 27: Phasen und Blindspots der Kostenanerkennung	200
Abbildung 28: Blindspots des Standardbudgets (Stl_Zyk-Cases)	203
Abbildung 29: Anerkennungszeitpunkte Investitionsbudget (InB_Zyk-Cases)	207
Abbildung 30: Exemplarischer Effekt des Basisjahr-Zeitversatzes	216
Abbildung 31: Einbeziehung des administrativen Prozesses.....	248
Abbildung 32: Schematische Herleitung der Vorsteuerverzinsung	260
Abbildung 33: Modifizierte Herleitung der Vorsteuerverzinsung	261
Abbildung 34: Herleitung einer vollständigen Vorsteuerverzinsung	271

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Anzahl der Unternehmen der Strombranche nach Marktbereichen	61
Tabelle 2:	Stromerzeugung nach Energieträgern.....	62
Tabelle 3:	Strombilanz von Bruttoerzeugung bis Nettoverbrauch.....	63
Tabelle 4:	Elektrizitätspreise in Deutschland zwischen 2006 und 2009.....	65
Tabelle 5:	Aufteilung Strompreiskomponenten 2009.....	65
Tabelle 6:	Referenzzinssätze für regulierte Umlaufrenditen	90
Tabelle 7:	Herleitung kalkulatorische Eigenkapitalquote I (EKQ I).....	92
Tabelle 8:	Herleitung kalkulatorische Eigenkapitalquote II (EKQ II).....	94
Tabelle 9:	Herleitung der regulierten Eigenkapitalzinssätze	97
Tabelle 10:	Verbraucherpreis-Gesamtindex für Erlösbergrenzenberechnung ...	112
Tabelle 11:	Preis- bzw. Erlöseffekte des sektoralen Produktivitätsfaktors	114
Tabelle 12:	Beispielhafte Fortschreibung des jahresgenauen Anlagengitters.....	132
Tabelle 13:	Binäre Darstellung der Anerkennung von Investitionsbudgets.....	133
Tabelle 14:	Grundannahmen zur Modellstruktur	152
Tabelle 15:	Grundannahmen bilanzieller, operativer und steuerlicher Aspekte ...	153
Tabelle 16:	Grundannahmen zum Regulierungsregime	157
Tabelle 17:	Allgemeine Szenarioannahmen.....	159
Tabelle 18:	Szenarioannahmen zu 2006er-Startwerten	159
Tabelle 19:	Erlösbergrenze und -bestandteile im Base-Case.....	160
Tabelle 20:	Szenarioannahmen zur regulatorischen Kostenbasis	161
Tabelle 21:	Szenarioannahmen zum Erlöspfad.....	162
Tabelle 22:	Effiziente nominale Investitionen nach Assetklassen (Base-Case)...	164

Tabelle 23:	Szenarioannahmen zur Ist-Bilanz.....	165
Tabelle 24:	Szenarioannahmen zum Investitionsbudget	166
Tabelle 25:	Szenarioannahmen zur Ist-Gewinn-und-Verlust-Rechnung	168
Tabelle 26:	Zusammensetzung kalkulatorisches Anlagevermögen (Base-Case)	173
Tabelle 27:	Bilanzrelationen und Abschreibungsverläufe (Base-Case)	174
Tabelle 28:	Betriebsnotwendiges Vermögen und Eigenkapital (Base-Case).....	176
Tabelle 29:	Betrachtung der Zahlungsströme (Base-Case).....	177
Tabelle 30:	Kalkulatorische Eigenkapitalquoten (Base-Case).....	177
Tabelle 31:	Ist-Beeinflussbarkeit der Netto-TOTEX (Base-Case).....	179
Tabelle 32:	Ist-Kostendeckung durch Erlösbergrenze (Base-Case)	180
Tabelle 33:	Ausschnittweise Betrachtung der Ist-Kostendeckung (Base-Case) ..	181
Tabelle 34:	Verhältnismäßigkeiten von Bilanz- und Ertragsgrößen (Base-Case)	182
Tabelle 35:	Kalkulatorische Eigenkapitalquoten (Base-Case).....	183
Tabelle 36:	Phasenweiser Kenngrößenüberblick (Base-Case)	184
Tabelle 37:	Übersicht sensitivierter Parameter.....	185
Tabelle 38:	Ergebnisindikation Sensitivitätsanalysen	186
Tabelle 39:	Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (PF-Cases).....	187
Tabelle 40:	Phasenweiser Kenngrößenüberblick (PF-Cases).....	188
Tabelle 41:	Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (modifizierte PF-Cases).....	189
Tabelle 42:	Phasenweiser Kenngrößenüberblick (modifizierte PF-Cases).....	189
Tabelle 43:	Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (EW-Cases).....	190
Tabelle 44:	Phasenweiser Kenngrößenüberblick (EW-Cases).....	191
Tabelle 45:	Verzinsung und Verzinsungsbasis (EW_01-Case)	192

Tabelle 46:	Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (ES-Cases).....	194
Tabelle 47:	Phasenweiser Kenngrößenüberblick (ES-Cases).....	195
Tabelle 48:	Verhältnismäßigkeiten Bilanz- und Ertragsgrößen (ES_05-Case)	196
Tabelle 49:	Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (modifizierte ES-Cases).....	197
Tabelle 50:	Phasenweiser Kenngrößenüberblick (modifizierte ES-Cases 1).....	197
Tabelle 51:	Phasenweiser Kenngrößenüberblick (modifizierte ES-Cases 2).....	198
Tabelle 52:	Ist-Beeinflussbarkeit der Netto-TOTEX (modifizierter Base-Case)....	199
Tabelle 53:	Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (Stl_Zyk-Cases)	202
Tabelle 54:	Phasenweiser Kenngrößenüberblick (Stl_Zyk-Cases).....	202
Tabelle 55:	Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (InB_Zyk-Cases).....	205
Tabelle 56:	Investitions- und Abschreibungsverläufe (InB-Zyk_04-Case)	206
Tabelle 57:	Phasenweiser Kenngrößenüberblick (InB_Zyk-Cases).....	207
Tabelle 58:	Phasenweiser Kenngrößenüberblick (modifizierte InB_Zyk-Cases)..	208
Tabelle 59:	Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (InB_Rec-Cases).....	210
Tabelle 60:	Phasenweiser Kenngrößenüberblick (InB_Rec-Cases)	210
Tabelle 61:	Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (AfA_Dif-Cases)	212
Tabelle 62:	Phasenweiser Kenngrößenüberblick (AfA_Dif-Cases).....	212
Tabelle 63:	Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (BJ_Zv-Cases)	215
Tabelle 64:	Phasenweiser Kenngrößenüberblick (BJ_Zv-Cases).....	215
Tabelle 65:	Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (VPI_Zv-Cases).....	217
Tabelle 66:	Phasenweiser Kenngrößenüberblick (VPI_Zv-Cases).....	218
Tabelle 67:	Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (Dnb_Zv-Cases)	219
Tabelle 68:	Phasenweiser Kenngrößenüberblick (Dnb_Zv-Cases)	220

Tabelle 69:	Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (InB_Az-Cases).....	221
Tabelle 70:	Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (EQI_Cap-Cases).....	222
Tabelle 71:	Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (EQII_Cap1-Cases).....	223
Tabelle 72:	Phasenweiser Kenngrößenüberblick (EQII_Cap1-Cases).....	224
Tabelle 73:	Kalkulatorische Eigenkapitalquoten (EQII_Cap1_01-Case).....	225
Tabelle 74:	Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (EQII_Cap2-Cases).....	226
Tabelle 75:	Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (FKZ_Cap-Cases).....	227
Tabelle 76:	Phasenweiser Kenngrößenüberblick (FKZ_Cap-Cases).....	228
Tabelle 77:	Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (GewSt-Cases).....	230
Tabelle 78:	Phasenweiser Kenngrößenüberblick (GewSt-Cases).....	230
Tabelle 79:	Auswertungsübersicht sensitivierter Parameter.....	231
Tabelle 80:	Auswertungsübersicht effizienzbezogener Parameter.....	234
Tabelle 81:	Auswertungsübersicht investiver Parameter.....	241
Tabelle 82:	Effekte aus Nutzungsdauerdifferenzen.....	246
Tabelle 83:	Auswertungsübersicht Zeitversatz-Parameter.....	249
Tabelle 84:	Auswertungsübersicht sonstiger regulierter Parameter.....	254
Tabelle 85:	Credit Default Swaps (CDS) EU Utilities Sector.....	257

Abkürzungsverzeichnis

Abs.	= Absatz
ACER	= Agency for Coordination of Energy Regulators
AfA	= Abschreibung (Absetzung für Abnutzungen)
AHK	= Anschaffungs- und Herstellungskosten
Anerk.	= Anerkennung, s. a. Rec
ARegV	= Anreizregulierungsverordnung vom 29.10.2007 (BGBl. I 2007: 2529), die zuletzt durch Artikel 7 der Verordnung vom 03.09.2010 (BGBl. I 2010: 1261) geändert worden ist
Art.	= Artikel
Az	= Aufzinsung
BAPT	= Bundesamt für Post und Telekommunikation
BDEW	= Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft
BEGTPG	= Gesetz über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen vom 07.07.2005 (BGBl. I 2005: 1970, 2009), das zuletzt durch Artikel 15 Absatz 12 des Gesetzes vom 05.02.2009 (BGBl. I 2009: 160) geändert worden ist
BGBl.	= Bundesgesetzblatt (Bundesanzeiger)
BGH	= Bundesgerichtshof
BJ	= Basis- bzw. Fotojahr
BMPT	= Bundesministerium für Post und Telekommunikation
BMWi	= Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	= Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen Bonn
BVD	= Betrag zur Vermeidung von Doppelanerkennungen

bzw.	= beziehungsweise
Cap	= Cap (Obergrenze)
CAPM	= Capital Asset Pricing Model
CDS	= Credit Default Swaps
CEER	= Council of European Energy Regulators
d. h.	= das heißt
DEA	= Data Envelopment Analysis (Dateneinhüllungsanalyse)
Dif	= Differenz
Dnb	= dauerhaft nicht beeinflussbare (Kosten)
Drs.	= Drucksache
EAT	= Ergebnis nach Steuern (Earnings after Tax)
EBCT	= Ergebnis vor Körperschaftsteuern (Earnings before Corporate Tax)
EBIT	= Ergebnis vor Zinsen und Steuern (Earnings before Interest and Tax)
EBITDA	= Ergebnis vor Abschreibungen, Zinsen und Steuern (Earnings before Interest, Tax and Depreciation)
EBT	= Ergebnis vor Steuern (Earnings before Tax)
EEG	= Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25.10.2008 (BGBl. I 2008: 2074), das zuletzt durch das Gesetz vom 11.08.2010 (BGBl. I 2010: 1170) geändert worden ist
EG	= Europäische Gemeinschaft (im Zusammenhang mit Richtlinien der EU bzw. EG)
EnLAG	= Energieleitungsausbaugesetz vom 21.08.2009 (BGBl. I 2009: 2870)
ENTSO(-E)	= European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnVR	= Energiewirtschaftsrechtliche Verwaltungssache

EnWG	= Energiewirtschaftsgesetz bzw. „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung“ (soweit nicht anders vermerkt Energiewirtschaftsgesetz vom 07.07.2005 (BGBl. I 2005: 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 04.11.2010 (BGBl. I 2010: 1483) geändert worden ist)
EO	= Erlösobergrenze
EQ	= Eigenkapitalquote
ERGEG	= European Regulators' Group for Electricity and Gas
ES	= Effizienzsteigerung
et al.	= et alii (Verweise auf mehr als drei Autoren)
EU	= Europäische Union
EW	= individueller Effizienzwert
F.	= Formel
FCF	= Free Cash Flow
FKZ	= Fremdkapitalzinsen
FSV	= freiwillige Selbstverpflichtung
GewSt	= Gewerbesteuer
ggf.	= gegebenenfalls
GJ	= Geschäftsjahr
GuV	= Gewinn-und-Verlust-Rechnung
GWB	= Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
h	= hour (Stunde)
Hs.	= Halbsatz
i. V. m.	= in Verbindung mit

ibid.	= ibidem (an zuvor zitierter Stelle)
InB	= Investitionsbudget, s. a. InvBud
InvBud	= Investitionsbudget
inkl.	= inklusive
IRR	= Internal Rate of Return (interne Verzinsung)
ISO	= Independent System Operator
ITO	= Independent Transmission Operator
KA	= Kostenanteil
KJ	= Kalenderjahr
km	= Kilometer
kWh	= Kilowattstunde(n)
KSt	= Körperschaftsteuer
Lit.	= Litera
Meth.	= Methodik
MWh	= Megawattstunde(n)
NEV	= Netzentgeltverordnung, s. a. StromNEV
OPEX	= Operational Expenditures (betriebliche Aufwendungen)
OU	= Ownership Unbundling
PF	= allgemeiner sektoraler Produktivitätsfaktor
RAB	= Rate Base, Regulated Asset Value oder Regulated Asset Base
rd.	= rund
Rec	= Recognition (Anerkennung)
RegP	= Regulierungsperiode

RegPInvBud	=	gesamte Investitionsbudgetinvestitionen einer Regulierungsperiode
RegPInvest	=	gesamte Standardinvestitionen einer Regulierungsperiode
RegTP	=	Regulierungsperiode für Telekommunikation und Post (bis 2005)
s	=	regulierte Verzinsung
s. a.	=	siehe auch
s. o.	=	siehe oben (Verweis auf darüberliegende Textstelle im gleichen Kapitel bzw. Unterkapitel)
SFA	=	Stochastic Frontier Analysis (stochastische Effizienzgrenzenanalyse)
StI	=	Standardinvestitionen
StromNEV	=	Stromnetzentgeltverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I 2005: 2225), die zuletzt durch Artikel 6 der Verordnung vom 03.09.2010 (BGBl. I 2010: 1261) geändert worden ist
StromNZV	=	Stromnetzzugangsverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I 2005: 2243), die zuletzt durch Artikel 2 Absatz 1 der Verordnung vom 17.10.2008 (BGBl. I 2008: 2006) geändert worden ist
t	=	time (Zeiteinheit)
TNW	=	Tagesneuwerte
TOTEX	=	Total Expenditures (Gesamtkosten, OPEX und Kapitalkosten bzw. Abschreibungen)
TWh	=	Terawattstunde(n)
u. a.	=	unter anderem
u. B. d. R.	=	unter Beachtung der Restriktion
u. v. m.	=	und viele mehr
u. U.	=	unter Umständen
ÜNB	=	Übertragungsnetzbetreiber

USA	= United States of America (Vereinigte Staaten von Amerika)
vgl.	= vergleiche
vs.	= versus
VV	= Verbändevereinbarung
WACC	= Weighted Average Cost of Capital (gewichtete Gesamtkapitalkosten)
z. B.	= zum Beispiel
Zv	= Zeitversatz
Zyk	= Zyklik bzw. Investitionszeitpunkt

Verzeichnis verwendeter Variablen und Indizes

<i>A</i>	= (Fiktiv-)Anlage zur Berechnung der internen Verzinsung
<i>AC</i>	= Durchschnittskosten
<i>AfA</i>	= Absetzung für Abnutzung (Abschreibungen)
<i>AHK</i>	= historische Anschaffungs- und Herstellungskosten
<i>AK</i>	= Abzugskapital (unverzinsliche Passiva)
<i>Aktiva</i>	= Aktiva der Bilanz
<i>AltAV</i>	= Altanlagevermögen
<i>avg</i>	= Durchschnitt
<i>b</i>	= beeinflussbar
<i>BEK I</i>	= betriebsnotwendiges Eigenkapital I
<i>BEK II</i>	= betriebsnotwendiges Eigenkapital II
<i>BEK II^{EK}</i>	= Anteil des betriebsnotwendigen Eigenkapitals, dem der regulatorische Eigenkapitalzinssatz zugestanden wird
<i>BEK II^{FK}</i>	= Anteil des betriebsnotwendigen Eigenkapitals, das nominal wie Fremdkapital verzinst wird
<i>BG</i>	= Bilanzgewinn
<i>BJ</i>	= Basisjahr
<i>BNV I</i>	= betriebsnotwendiges Vermögen I
<i>BNV II</i>	= betriebsnotwendiges Vermögen II
<i>BoY</i>	= Beginning-of-Year (Jahresanfangswert)
<i>BV</i>	= Bruttowert des Anlagevermögens
<i>c</i>	= unspezifizierte Kostenpositionen

$C(y)$	=	Kostenfunktion
\bar{c}	=	(durchschnittliche) Benchmarkkosten
c^{rest}	=	sonstige Kosten der Netto-TOTEX
$c_{dnb}^{-,rest}$	=	sonstige dauerhaft nicht beeinflussbare Erlöse
$c_{dnb}^{+,rest}$	=	sonstige dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten
$CAPEX$	=	Investitionskosten des Netzbetriebs (Capital Expenditure)
$D(p)$	=	Nachfrage in Abhängigkeit vom Preis
Δ	=	Veränderung einer Größe (z. B. im Vergleich zum Vorjahr)
Div	=	Dividende (Ausschüttung an Eigenkapitalgeber)
dnb	=	dauerhaft nicht beeinflussbar
e	=	Effizienzwert
e_{BJ}	=	Effizienzwert (im Basisjahr)
EAT	=	Earnings After Tax (Ergebnis nach Steuern)
$EBCT$	=	Earnings Before Corporate Tax (Ergebnis vor Körperschaftsteuern)
$EBIT$	=	Earnings Before Interest and Tax (operatives Ergebnis vor Zinsen und Steuern)
$EBITDA$	=	Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortisation (operatives Ergebnis vor Abschreibungen, Zinsen und Steuern)
EBT	=	Earnings Before Tax (Ergebnis vor Steuern)
ef	=	Effizienzsteigerungsaufwendungen
EF	=	Erweiterungsfaktor
EK	=	Eigenkapital
EKQ_{BJ}	=	Eigenkapitalquote des Basisjahres

EKQ_t^{Div}	= ausschlaggebende bilanzielle Eigenkapitalquote auf Basis von Vorjahreswerten zur Festlegung von Ausschüttungen an die Eigenkapitalgeber
$EKQ I$	= kalkulatorische Eigenkapitalquote I (Gewichtung TNW : AHK)
$\overline{EKQ I}$	= maximal anerkennungsfähige kalkulatorische Eigenkapitalquote I
$EKQ II$	= kalkulatorische Eigenkapitalquote II (Gewichtung EK : FK)
$\overline{EKQ II}$	= maximal anerkennungsfähige kalkulatorische Eigenkapitalquote II
EO	= Erlösobergrenze
EoY	= End-of-Year (Endjahreswert)
EP	= Expansionspfad
ε	= Preiselastizität (der Nachfrage)
ES	= Effizienzsteigerungen
FCF	= operativer Kapitalfluss nach Veränderung des Nettoumlaufvermögens und Abzug der Investitionen (Free Cash Flows)
$FCF II$	= die für die Veränderung der liquiden Mittel sowie des Kontokorrentkontos verantwortlichen freien Zahlungsmittel
$FinAV$	= Finanzanlagevermögen
FK	= Fremdkapital
$FKQ I$	= kalkulatorische Fremdkapitalquote I (Gewichtung TNW : AHK)
FKT	= Fremdkapitaltilgung
$FordLuL$	= unverzinsliche Forderungen und Vermögensgegenstände (aus Lieferungen und Leistungen)
$\overline{FordLuL}$	= maximal anerkennungsfähige unverzinsliche Forderungen und Vermögensgegenstände (aus Lieferungen und Leistungen)

<i>FordZ</i>	= Forderungsziel (in Tagen)
<i>GewSt</i>	= Gewerbesteuer
<i>gM</i>	= Aufzinsungsfaktor für das Investitionsbudget
<i>i</i>	= nicht zeitbezogener Laufindex
<i>IGI</i>	= Geldwertentwicklung von Investitionsgütern (Investitionsgüterindex)
<i>IKK</i>	= Isokostenkurve
<i>InB</i>	= Investitionen des Investitionsbudgets (Kurzform zu <i>InvBud</i>)
<i>inr</i>	= Inflationsrate
<i>InvBud</i>	= Investitionsbudget gemäß § 23 ARegV
<i>IRR</i>	= Internal Rate of Return (interne Verzinsung)
<i>ISQ</i>	= minimale Eigenkapitalquote zur Festlegung von Ausschüttungen an die Eigenkapitalgeber im Sinne einer Insolvenzsicherungsbe- dingung
<i>ist</i>	= De-facto-Größe aus bilanzieller/handelsrechtlicher Sicht
<i>JÜ</i>	= Jahresüberschuss
KA_b	= beeinflussbarer Kostenanteil
KA_{dnb}	= dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil
$KA_{dnb,t}^{rest}$	= dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil exklusive verfahrensregulierter Positionen
KA_{pd}	= präterminierter Kostenanteil
KA_{vnb}	= vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil
<i>KK</i>	= Kontokorrentkonto (Fremdkapitalkonto zur Finanzierung von negativen Free Cash Flows des laufenden Geschäfts)
<i>KSt</i>	= Körperschaftsteuer (inkl. darauf entfallender Solidaritätszuschlag)

$liqM$	= liquide Mittel/Barmittel
\overline{liqM}	= maximal anerkennungsfähige liquide Mittel
m	= Anzahl Outputvektoren
MA	= Materialaufwand
MC	= Grenzkosten
μ	= Umformung des Lagrange-Parameters
N	= laufender Index bis zur (natürlichen) Zahl N
ND	= (durchschnittliche) Nutzungsdauer von Anlagegütern
$NeuAV$	= Neuanlagevermögen
$NeuAV^{InvBud}$	= (gesamtes) Anlagevermögen aus Investitionsbudgets
$NeuAV^{InvBud,alt}$	= nicht mehr als solches anerkennungsfähiges Anlagevermögen aus Investitionsbudgets
NWC	= Net Working Capital (Nettoumlaufvermögen)
O	= operating Expenditures (operative Kosten)
opA	= operative Aufwendungen
$OPEX$	= operational Expenditure (operative Kosten des Netzbetriebs)
p	= Preis
\bar{p}	= Preisobergrenze (Höchstpreis)
PA	= Personalaufwand
$Passiva$	= Passiva der Bilanz
pd	= präterminiert
PF	= allgemeiner sektoraler Produktivitätsfaktor
π	= Gewinn (π)

q	= Menge
Q	= qualitätsbezogene Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze („Qualitätselement“)
QAV	= Quotient zur Schlüsselung nach Assetklassen
QI^{FK}	= Quotient der Fremdkapitalfinanzierung von Investitionen
QKA	= Quotient (Anteil) eines Kostenanteils
QKA_{dnb}	= Quote dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil
$QKA_{vnb,b}$	= Quote (vorübergehend nicht) beeinflussbarer Kostenanteil
$QNeuAV$	= Quotient für den Neuanlagenanteil des Standardgeschäfts zur Gewichtung der nach Alt- und Neuanlagevermögen unterscheidenden kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze
$QRND$	= Restnutzungsquotient für Altanlagevermögen (Anteil an ND)
$QvrKA_{dnb}$	= Quote verfahrensregulierter (dauerhaft nicht beeinflussbarer) Kostenanteil
R	= Erlöse (Revenues) im Sinne von Umsatzerlösen
r	= Kapitalkosten
\bar{r}	= Kapitalkosten-Cap
r^{FK}	= Fremdkapitalzinsen in Prozent
\bar{r}^{FK}	= maximaler anerkennungsfähiger Fremdkapitalzinssatz
r^{liqM}	= Zinssatz auf liquide Mittel
RAB	= Regulated Asset Base (reguliertes Anlagevermögen)
RE	= Regelenergie (ÜNB-Systemdienstleistung)
$real$	= realer (nicht inflationierter bzw. inflationsbereinigter) Wert
reg	= kalkulatorische Größe aus regulatorischer Sicht

$RInvQ$	= Reinvestitionsquote
RK	= Saldo des Regulierungskontos
RL	= bilanzielle Rücklagen
RND	= Restnutzungsdauer für (Alt-)Anlagevermögen
RW	= (Rest-)Wert des Anlagegutes/-vermögens
S	= Betrag der Eigenkapitalverzinsung
s	= expliziter (<i>reg</i>) bzw. impliziter (<i>ist</i>) Eigenkapitalverzinsungssatz
s^{AltAV}	= auf den Eigenkapitalanteil des Altanlagevermögens anzuwendender (nominaler) kalkulatorischer Eigenkapitalzinssatz
s^{EAT}	= Eigenkapitalrendite nach (allen) Steuern in Prozent
S^{EAT}	= Betrag der Eigenkapitalrendite nach (allen) Steuern
s^{EBCT}	= Eigenkapitalrendite vor KSt in Prozent
S^{EBCT}	= Betrag der Eigenkapitalrendite vor KSt
s^{EBT}	= Eigenkapitalrendite vor GewSt und KSt in Prozent
S^{EBT}	= Betrag der Eigenkapitalrendite vor GewSt und KSt
S^{EK}	= Betrag eigenkapitalsatzverzinslicher kalkulatorischer Eigenkapitalverzinsung
S^{FK}	= Betrag eigenkapitalsatzverzinslicher kalkulatorischer Eigenkapitalverzinsung (oberhalb der <i>EKQ II</i>)
S^{ist}	= Betrag der De-facto-Eigenkapitalverzinsung/-rendite
s^{ist}	= De-facto-Eigenkapitalverzinsung/-rendite in Prozent
s^{NeuAV}	= auf den Eigenkapitalanteil des Neuanlagevermögens anzuwendender (realer) kalkulatorischer Eigenkapitalzinssatz
S^{reg}	= Betrag der regulatorischen Eigenkapitalverzinsung/-rendite

s^{reg}	= regulatorische Eigenkapitalverzinsung/-rendite in Prozent
ζ	= Saldenausgleichsfaktor
$SachAV$	= Sachanlagevermögen
sbA	= sonstiger betrieblicher Aufwand
sbE	= sonstiger betrieblicher Ertrag
σ	= Standardabweichung
$SoPo$	= Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
$S\ tan\ dard$	= Standardgeschäft (exklusive Investitionsbudget)
StI	= Investitionen des Standardgeschäfts (Kurzform zu $StInv$)
$StInv$	= Standardinvestitionen (ohne Investitionsbudget)
t	= zeitbezogener Laufindex (Periode, Jahr, Zeitpunkt)
T	= letztes Jahr des zeitbezogenen Laufindex t
$taxrate^{GewSt}$	= Gewerbesteuersatz
$taxrate^{KSt}$	= Körperschaftsteuersatz (inkl. darauf entfallender Solidaritätszuschlag)
TD	= Tilgungsdauer
TNW	= Tagesneuwert (indizierte, abgeschriebene AHK)
$TOTEX$	= Kosten des Netzbetriebs (ohne KSt)
$TOTEX^{reg}$	= Gesamtbetrag regulatorisch anerkannter Kosten des Netzbetriebs
$TOTEX^{netto,reg}$	= regulatorisch anerkannte Kosten des Netzbetriebs ohne dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten
UV	= Umlaufvermögen
v	= Versorgungsumfang

V	= Verteilungsfaktor
var	= variabel
VE	= Verlustenergie (ÜNB-Systemdienstleistung)
$VerbLuL$	= Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen
$VerbZ$	= Verbindlichkeitsziel (in Tagen)
VK	= volatiler Kostenanteil
VK_{BJ}	= Betrag der volatilen Kosten im Basisjahr
vnb	= vorübergehend nicht beeinflussbar
Vor	= Vorratsvermögen
VPI	= Verbraucherpreisindex
$vrKA$	= Kosten oder Erlöse, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen (ÜNB-Systemdienstleistungen)
W	= Write-down (kumulierte Abschreibung)
w	= Write-down (Abschreibung)
x	= freie Variable (z. B. Produktionsfaktor)
$x_{a,b}^{InvBud}$	= Restwert des Investitionsbudgets aus Jahr a zum Zeitpunkt b
y	= Anzahl Outputvektoren
ZA^{FK}	= Fremdkapitalzinsaufwand
\overline{ZA}^{FK}	= maximaler (regulatorisch) anerkennungsfähiger Fremdkapitalzinsaufwand
ZE	= Zinsertrag
ZEQ	= Zielquote auf Basis der kalkulatorischen Eigenkapitalquote zur Festlegung von Ausschüttungen an die Eigenkapitalgeber
ZV	= Zeitversatz

1 Einleitung

Aufgrund der unabdingbaren Funktion innerhalb der Energieversorgung („Essential Facility“, Lipsky/Sidak 1999: 1211) und der enormen Investitionsintensität (subadditive Kostenfunktion, Baumol 1977: 809) unterliegen netzbasierte Infrastrukturdienstleistungen in der Energiewirtschaft deutlichen Marktperfektionen (natürliches Monopol, Heck 2006: 30). Nachdem der gesamte Energiesektor zur Wahrung der Versorgungssicherheit in Deutschland auch aus diesem Grund über weite Teile des 20. Jahrhunderts ordnungspolitisch protegirt wurde (Steger et al. 2008: 43), erzwingen europarechtliche Vorgaben seit den 1990er-Jahren den freien Zugang zu Energienetzen sowie die Bildung diskriminierungsfreier Netzentgelte. Das daraus hervorgehende Regulierungserfordernis liegt seit einer behördlichen Reorganisation im Jahr 2005 im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur (BNetzA).

Da staatlich verfügte Regulierungseingriffe in natürliche Monopole für Theorie und Praxis (vor allem im angelsächsischen Bereich) keineswegs neu sind, existiert eine Reihe von grundlegenden Konzepten, anhand derer die Marktstruktur und das Verhalten der Unternehmen bei unvollkommenem Wettbewerb reguliert werden können. Die vorliegende Arbeit basiert entsprechend auf den Erläuterungen der wesentlichen bekannten Regulierungskonzepte aus der Literatur, auf einer Aufarbeitung der Marktgegebenheiten in Deutschland sowie auf einer ausführlichen Beschreibung des hierzu lande Anwendung findenden Regulierungsregimes, der mit Beginn des Jahres 2009 eingeführten Anreizregulierung.

Die maßgebliche rechtliche Grundlage der deutschen Anreizregulierung bildet die am 06.11.2007 in Kraft getretene Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Ziel des darin größtenteils kodifizierten Regulierungsregimes ist die Bestimmung von wettbewerbsähnlichen Preisen. Die regulierten Erlöse sollen den Netzbetreibern – neben der erforderlichen Kostendeckung – eine bestimmte Eigenkapitalverzinsung zugestehen, gleichzeitig aber auch Anreize zu Effizienz- bzw. Produktivitätssteigerungen sowie zu weiteren Investitionen ins Netzgeschäft setzen. Die inhärente Anreizwirkung ist das tragende Prinzip des gewählten Regulierungsregimes (BNetzA 2006a: 13).

Kern der ARegV stellt eine Formel dar, anhand derer sich eine regulierte Erlösobergrenze (EO) in Abhängigkeit von den genehmigten kalkulatorischen Ausgangskosten (inkl. Eigenkapitalverzinsung) sowie von den individuellen Effizienz- und sektoralen Produktivitätssteigerungsfaktoren für eine festgelegte Regulierungsperiode *ex ante* kalkulieren lässt. Der errechnete Erlöspfad entkoppelt während der Periodenlaufzeit die zugestandenen Erlöse von den tatsächlichen Kosten. Die Bestimmung der kalkula-

torischen Kostenbasis sowie die Anwendung der EO-Formel unterliegen dem Einfluss einer Reihe von Faktoren, die die Erreichbarkeit der regulierungsseitig grundsätzlich vorgesehenen Eigenkapitalverzinsung im Ist-Ergebnis beeinflussen.

Aus diesem Grund wurde eine umfassende ökonomische Modellierung eines fiktiven Übertragungsnetzbetreibers entwickelt, um mittels Betrachtung verschiedener Parameterkonstellationen und daraus hervorgehender Renditeeffekte spezifische Reagibilitäten innerhalb der Anreizregulierungsarithmetik zu analysieren. Unterschiedliche Reagibilitäten können sowohl die erforderliche Kostendeckung als auch die ökonomisch (und politisch) erwünschten Anreizwirkungen beeinflussen. Ziel der Analysen der angewandten Regulierungssystematik ist daher ein Abgleich des ordnungspolitischen Regulierungsziels einerseits und der tatsächlich entfalteten Steuerungswirkung ausgewählter Einzelbestandteile der Netzentgeltbestimmung andererseits.

Im Ergebnis sollen etwaige Diskrepanzen zwischen dem proklamierten Zielkatalog und der induzierten Anreizwirkung herausgestellt und gewürdigt sowie deren Implikationen und mögliche Lösungsansätze aufgezeigt werden.

Due to the indispensable function of grids for the provision of energy (essential facilities, Lipsky/Sidak 1999: 1211) linked with an enormous capital expenditure-intensity (subadditivity of cost function, Baumol 1977: 809) grid-based infrastructure services face considerable market imperfections (natural monopoly, Heck 2006: 30). While the German energy sector was characterized by economic protectionism for the majority of the 20th century, in order to ensure service security (Steger et al. 2008: 43), statutory orders of the European Union require free access and non-discriminatory prices for grid-based transport of energy since the 1990s. The resulting regulatory tasks are managed by the German Federal Network Agency (Bundesnetzagentur, BNetzA) which holds all national grid-related competencies since an administrative reorganization in 2005.

As governmental interaction in natural monopolies is by no means new in academic research and practical experience (mainly in Anglo-Saxon countries), a number of basic regulatory concepts exists which serve to influence market structure and the behaviour of its participants in the event of market imperfections. Therefore, the research efforts undertaken for this paper render explanations of the key regulatory concepts, an overview of German market conditions and a detailed description of the incentive regulation regime that is applicable since 2009.

The corresponding law (Anreizregulierungsverordnung, ARegV) came into force on 06/11/2007. Aim of this legally codified regulatory regime is the determination of prices which were achieved as a result of competition. The regulated revenues are supposed to provide cost coverage plus a pre-defined return on equity on the one hand, and to stimulate efficiency gains and further investments in the grid industry on the other hand. Thus, inherent incentive effects are a statutory and fundamental criterion of the German regulatory scheme (BNetzA 2006a: 13).

Core of the ARegV is a mathematical formula which enables to calculate a revenue cap (Erlösbergrenze, EO) depending on the approved initial cost base, the individual efficiency and the sectoral productivity for several years in advance. During that period the calculated revenue path uncouples revenues from costs. However, the composition of the initial cost base and the application of the EO-formula take into account several parameters which eventually all have an impact on the return on equity that grid operators can achieve.

For this reason, a comprehensive economic model of a virtual grid operator has been developed in order to be able to change the constellation of certain input parameters and to prove the corresponding sensitivity on return on equity which is caused by the arithmetics used under the incentive regulation scheme. The characteristics of certain sensitivities may affect the required cost coverage and the economically (and politically) envisaged objectives. Thus, the analysis of the regulatory system undertaken in this paper aims to provide a comparison of politico-economic objectives and the empirical observed steering capacity measured by the arithmetics of grid fee calculation.

Finally, potential discrepancies between the objectives pursued and the effectively implemented incentives will be identified and evaluated, and the corresponding implications as well as possible solutions are going to be outlined.

2 Prolegomena

Aufbauend auf der grundsätzlichen Einordnung des Themas in Kapitel 1 wird im folgenden Abschnitt die Problemstellung im Detail erörtert und eine daraus abgeleitete Zielsetzung formuliert. Das gesetzte Ziel determiniert den im Anschluss beschriebenen Aufbau und die Struktur der Arbeit. Im dritten Abschnitt des Kapitels 2 werden wesentliche Aspekte der Vorgehensweise und angewandten Methodik kommentiert.

2.1 Problemstellung und Zielsetzung der Arbeit

Die seit Anfang 2009 für die Kalkulation von Netzentgelten in aller Regel anzuwendende Anreizregulierung zielt unmittelbar auf die Erlösmöglichkeiten der Infrastrukturanbieter ab und stellt die betroffenen Unternehmen somit vor neue Herausforderungen (Ohl/Hiller 2008: 14). Der Eingriff in die unternehmerische Freiheit berührt Grundrechte der betroffenen Unternehmen, deren Beeinträchtigung sich nur durch die Gewährleistung einer gesamtwirtschaftlichen Verbesserung der ökonomischen Marktbedingungen rechtfertigen lässt (BNetzA 2006a: 31).

Eine „gerechte“ Marktpreisbildung ist aus den benannten Gründen bei Energienetzen (natürliches Monopol) nicht selbstregulierend. Somit gilt es, im Wege staatlicher Regulierung ein für alle Seiten zufriedenstellendes und vor allem volkswirtschaftlich sinnvolles Marktergebnis herbeizuführen. Da bei regulatorischen und damit letzten Endes politischen (synthetischen) Eingriffen die Gewichtung der individuellen Nutzenfunktionen in den Vordergrund tritt, gibt es keine Lösung, die zwangsweise intersubjektiv als optimales (Markt-)Ergebnis anerkannt wird. Sowohl aus gesamtwirtschaftlicher Sicht als auch unter sozialen Gesichtspunkten ist die effiziente bzw. kostengünstige Bereitstellung von hochqualitativen Infrastrukturdienstleistungen ein durchaus zu rechtfertigendes Ziel. Dem entgegen stehen die Kapitalbindung und das unternehmerische Risiko auf Anbieterseite und die damit verbundene Forderung nach einer angemessenen Rendite (Böske 2007: 7).

In der Abwägung von Reservationspreisen und Produzentenrenten mag es zu einem Ungleichgewicht kommen, wenn Qualität und Umfang der angebotenen Leistungen nicht dem Zufall überlassen (Systemverantwortung der Betreiber, §§ 13, 16 EnWG) und darüber hinaus zusätzliche Anforderungen an die Anbieterseite gestellt werden. Im Fall der Energienetze ist dies gegeben, da sich fast zeitgleich mit der Einführung der Netzentgeltregulierung in Deutschland die Bedeutung neuer, alternativer Energieträger und entsprechender Anschlussanforderungen deutlich erhöhte (AGEB 2010: 21–23). Eine Kehrtwende in der Energiepolitik und vor allem deren Wahrnehmung in der

Bevölkerung werden dabei nicht zuletzt von den jüngsten Geschehnissen rund um das Kernkraftwerk in Fukushima (Japan) ausgehen.

Das deutsche Stromnetz ist allerdings noch weitgehend durch historisch gewachsene Erzeugungsstrukturen mit dem Schwerpunkt auf konventionellen Energieträgern geprägt. Bis dato liegen Erzeugungsanlagen größtenteils nahe den Verbrauchszentren, während künftig – beispielsweise infolge des zunehmenden Einsatzes von Windenergieanlagen – auch See- und Küstenregionen in zunehmendem Maße Erzeugungszentren beheimaten werden. Hinzu kommt, dass Deutschland aufgrund der zentralen Lage in Europa eine besondere Rolle beim internationalen Stromaustausch innehat und zwecks Versorgungs- bzw. Kapazitätsausgleichs entsprechende Trassen und ausreichende Redundanzen vorhalten muss („Stromautobahnen“, BMWi 2010b: 20).

Die Anpassung und der Ausbau der deutschen (und europäischen) Netzinfrastruktur nehmen bei der Optimierung des Zusammenspiels von erneuerbaren und konventionellen Energien eine besondere Schlüsselposition ein. Das damit einhergehende Investitionserfordernis ist enorm (Handelsblatt 2010.218: 8). Um zu gewährleisten, dass Netzbetreiber und deren Kapitalgeber die notwendigen finanziellen Mittel zur Verfügung stellen, müssen Investitionen in die Modernisierung und den Ausbau der Stromnetze dringend wirtschaftlich attraktiv sein (BMWi 2010b: 22). Aus diesem Grund sieht der Verordnungstext eigens einen Bericht zum Investitionsverhalten vor, um sicherzustellen, dass „keine nachteilige Auswirkung auf das Investitionsverhalten der Netzbetreiber“ entsteht (§ 21 Satz 2 ARegV). Aus Industrie und Wissenschaft ist jedoch der Vorwurf zu vernehmen, „die im Jahr 2009 eingeführte Anreizregulierung, [sei] stärker auf eine Verbesserung von Effizienz- als auf die Förderung von Investitionsanreizen ausgerichtet“ (Brunekreeft/Meyer 2011: 40, Bauknecht/Koch 2010: 8). Darüber hinaus existieren Zweifel, ob die Maßgaben der Erreichbarkeit der Regulierungsaufgaben (§ 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG) gewährleistet und die regulatorischen Renditevorgaben somit überhaupt realistisch sind (Ruge 2006: 205).

Seit Einführung der Netzentgeltregulierung wird auf den verschiedensten Ebenen eine fortwährende Diskussion über die Höhe der vom Regulierer zugestandenen Eigenkapitalrenditen geführt (Handelsblatt 2011a: 16, Handelsblatt 2011b: 14). Die Meinungen hierzu gehen naturgemäß auseinander. Während die einen bemängeln, dass die Netzentgelte in Deutschland trotz Anreizregulierung weiter steigen (z. B. Energate 2011: 4), fordern andere eine stärkere „Investitionsorientierung mit höheren Renditen“ (z. B. Sender/Nüßlein 2010: 3). Da die Frage nach der Angemessenheit erzielbarer Renditen im Netzgeschäft in vielerlei Hinsicht schlichtweg ein Politikum darstellt, forderte der Präsident der Bundesnetzagentur jüngst eine „Versachlichung

der Diskussion“ und das von manchen Vertretern der Energiebranche betriebene „Regulierer-Bashing“ zu beenden (Focht 2010: 3).

Eine Versachlichung der Diskussion bezüglich der Eigenkapitalrenditen ist in zweierlei Hinsicht erforderlich. Erstens kann die im Beschluss der Bundesnetzagentur angegebene Zielrendite (BNetzA 2008: 1) hinsichtlich ihrer Bestandteile diskutiert werden. Dies wurde in der Vergangenheit sowie teilweise noch heute in Theorie und Praxis ausgiebig getan (z. B. Frontier Economics 2008). Zweitens darf jedoch nicht in den Hintergrund treten, dass der festgelegte Prozentsatz nur eine Ausgangsgröße darstellt, die ein komplexes System von Regulierungsparametern durchläuft, bevor sich die tatsächlich vereinnahmbare Eigenkapitalrendite des Netzgeschäfts ergibt. Die Arbeit fokussiert sich daher weniger auf die eigentliche Rendite, als vielmehr auf die zu durchlaufende Gesamtsystematik der Entgeltkalkulation. Denn neben der oftmals nur binär beleuchteten Frage nach (zu) hohen oder (zu) niedrigen Zielrenditen gilt es auch zu berücksichtigen, welche Wirkung von einzelnen Parametern der Regulierungsarithmetik auf die Zielrendite ausgeht und wie sich dies auf die gewünschten Anreize auswirkt.

Teil der Analysen ist demzufolge auch die Frage, ob die gegenwärtigen Berechnungsweisen bei zielgerichtetem Verhalten der Betreiber Raum für Über- oder Unterrenditen geben und ob bei regelkonformer Kostenbeeinflussung Ziel- und Ist-Renditen einander entsprechen. Denn bevor über möglicherweise verfehlte Renditevorgaben geurteilt werden kann, gilt es, die tatsächlichen Gegebenheiten in einem umfassenderen Ansatz zu beleuchten. Der Grund für die Wahl dieses Themas liegt also auch in dem Verlangen begründet, mehr Transparenz in den Entscheidungsprozess hinsichtlich angemessener Netzrenditen zu bringen.

Ein Nebenaspekt der Problemstellung stellt die Tatsache dar, dass die Regulierungssystematik mittlerweile auf für Außenstehende schwer zu überblickende Einzelreglements fußt: So bedarf es zur Modellierung der Netzentgeltbestimmung neben den verschiedenen Gesetzesquellen einer genauen Kenntnis der laufenden Regulierungspraxis, der damit verbundenen Rechtsprechung sowie freiwilliger und teilweise zwischen BNetzA und Netzbetreiber bilateral verhandelter Selbstverpflichtungen. An Wichtigkeit gewinnt die Verständlichkeit bzw. die umfassende Nachvollziehbarkeit eines Regulierungsregimes durch die Tatsache, dass im Zuge der gewünschten Entflechtung des Energiesektors dem Investitionsrational sowohl strategischer Investoren als auch reiner Finanzinvestoren eine besondere Bedeutung zukommt. Denn eine transparente und verlässliche Ex-ante-Regulierung bietet potenziellen

Markteintrittskandidaten mehr Klarheit und Kalkulationssicherheit und erhöht damit die Wahrscheinlichkeit für dessen Markteintritt (Haucap/Kruse 2003: 3–4).

Das im Rahmen dieser Arbeit zu schließende Forschungsdefizit umfasst daher

- eine hinlängliche Zusammenführung der für das deutsche Anreizregulierungsregime maßgeblichen Grundlagen unter Berücksichtigung der marktlichen und ordnungspolitischen Gegebenheiten und
- eine ökonomische Analyse der Regulierungsmechanik mittels Verprobung von Soll- versus Ist-Renditen und daraus ableitbarer Anreizwirkungen des Gesamtsystems.

Unter Maßgabe der erläuterten Problemstellung und des unterstellten Forschungsdefizits ergibt sich als Ziel für diese Arbeit die Beantwortung der folgenden Forschungsfragen:

- (1) Wie bzw. auf welchen Grundlagen ist die deutsche Netzregulierung konstruiert und welche ordnungspolitischen Ziele bzw. Steuerungserfordernisse sind aufgrund der derzeitigen Marktgegebenheiten zu berücksichtigen?
- (2) Welche Renditen lassen sich bei einer modellhaften Anwendung der Regulierungsarithmetik faktisch verwirklichen und was sind die treibenden Faktoren?
- (3) Welche Sensitivitäten bestehen in Bezug auf ausgewählte Einzelparameter und welche Wirkung haben diese auf das Regulierungsergebnis?
- (4) Welche systemimmanenten Ziel-(Rendite-)Abweichungen treten auf und sind diese Abweichungen anreizkompatibel oder ergeben sich Fehlsteuerungen?
- (5) Welche Parameter bzw. Methodiken müssten vor dem Hintergrund der zuvor ermittelten Markterfordernisse überprüft werden? Ergibt sich in diesem Zusammenhang ggf. die Möglichkeit für einen Regulierungsrückzug aus Teilaspekten?

Das Ziel der Systemanalyse soll sich betontermaßen von dem besagten „Regulierer-Bashing“ absetzen und quantitativ hergeleitete, objektivierte Anknüpfungspunkte aufzeigen, die bei einer Weiterentwicklung der Anreizregulierungssystematik berücksichtigt werden könnten.

Aufgrund der häufig zielkonkurrierenden Interessen von Anbietern, Nachfragern und Politik obliegt der Regulierungsbehörde eine Aufgabe, die kaum zur uneingeschränkten Zufriedenheit *aller* involvierten Parteien erfüllt werden kann (Kaufer 1981: 45). Während Marktergebnisse unter funktionierendem Wettbewerb oftmals einer wenig hinterfragten Selbstlegitimation unterliegen, verlangt der politische Prozess regulatorischer Eingriffe ein besonderes Augenmerk auf eine sinnhafte, bekennende und vor allem zielkompatible Ordnungspolitik. Wesentlich ist daher die Herstellung einer höchst-

möglichen Transparenz, Verlässlichkeit und damit auch Akzeptanz des Regulierungseingriffs, die erforderlich ist, um die Unterstützung für die Modernisierung, den Umbau und die Erweiterung der Energieinfrastruktur in Deutschland von allen Seiten zu gewährleisten (Energate 2010: 4).

2.2 Aufbau und Struktur der Arbeit

Die vorliegende Arbeit umfasst sieben Kapitel. Das vorangestellte Kapitel 1 sieht eine kurze Einführung in das Thema vor, Kapitel 2 beinhaltet sämtliche vorbereitenden Ausführungen (Prolegomena) bezüglich der Problemstellung, der Zielsetzung, des Aufbaus und der Methodik, die dieser Arbeit zugrunde liegen.

Im Kapitel 3 wird ein Überblick über die bekannten wissenschaftlichen Ansätze der Regulierungstheorie gegeben. Abschnitt 3.1 geht hierzu kurz auf das Verständnis des Regulierungsbegriffs ein. In Abschnitt 3.2 folgt die Darlegung unterschiedlicher Gründe für ein Marktversagen und damit verbundene Regulierungserfordernisse, bevor in Abschnitt 3.3 die eigentliche Motivation der ordnungspolitischen Eingriffe anhand der normativen und positiven Theorie diskutiert wird. Regulierungstatbestände können zudem gemäß dem zentralen Regulierungsobjekt in struktur- und verhaltensbezogene Eingriffe unterschieden werden; eine entsprechende Ausdifferenzierung sowie die Unterscheidung in Ex-ante- und Ex-post-Regulierung ist Gegenstand des Abschnitts 3.4. In Abschnitt 3.5 erfolgt die Erörterung der wesentlichen Grundlagen existierender infrastrukturelevanter Regulierungskonzepte, die auf Preisen, Kosten, Effizienz (Performance) oder sonstigen Aspekten beruhen.

Das Kapitel 4 gibt einen Überblick über den betrachteten Markt und die hierzulande Anwendung findende Regulierungssystematik. Während im Abschnitt 4.1 nur die wesentlichen energiewirtschaftlichen Strukturen und Begrifflichkeiten behandelt werden, beinhaltet Abschnitt 4.2 eine eingehendere Betrachtung des (vor allem deutschen) Energiesektors sowie der Netzwirtschaft im Einzelnen. Im Abschnitt 4.3 wird auf die ordnungspolitischen Marktgegebenheiten eingegangen, was neben den allgemeinen Zielen und Zielkatalysatoren eine Herleitung der rechtlichen Rahmenbedingungen, eine detaillierte Beschreibung des deutschen Regulierungsregimes sowie eine kurze Vorstellung der verantwortlichen Institutionen umfasst. Schwerpunkt der Beschreibung des deutschen Regulierungsregimes bilden die Ausführungen zur maßgeblichen Stromnetzentgelt- und Anreizregulierungsverordnung.

Auf Basis der vorangegangenen Erläuterungen erfolgt im Rahmen des Kapitels 5 die angewandte Systemanalyse. Hierzu werden im Abschnitt 5.1 der zugrunde gelegte Modellaufbau und die Rechenmethodik der verschiedenen Entgeltberechnungsbe-

standteile ausgeführt. Aufbauend auf der methodischen und strukturellen Beschreibung des Rechenwerks werden im folgenden Abschnitt 5.2 die allgemeinen Grundannahmen sowie die Annahmen des gewählten Ausgangsszenarios beschrieben, gefolgt von der Vorstellung und Erklärung zentraler Bezugs- und Auswertungsgrößen der Systemanalyse. Die analytische Betrachtung der berechneten Szenarien in Abschnitt 5.3 stellt den Kern der quantitativen Analyse dar und bildet den Schwerpunkt des Kapitels. Zunächst geht es in diesem Zusammenhang um die Beschreibung des gewählten Ausgangsszenarios hinsichtlich der grundsätzlichen Effekte der Modellierung. Im zweiten Teil dieses Abschnitts werden ausgewählte Sensitivitäten von Modellparametern der Kategorien Effizienzwirkung, Investitionen, Berücksichtigungszeitversätze und einer Auswahl sonstiger Aspekte eingehend betrachtet und deren Charakteristika beschrieben.

In Kapitel 6 wird eine Würdigung der angewandten Systemanalyse vorgenommen. Dieses Kapitel greift die im vorangegangenen Kapitel herausgearbeiteten Ergebnisse auf und unterzieht diese einer qualitativ-analytischen Beurteilung. So werden in der gleichen Kategorisierung wie unter der vorangegangenen quantitativen Analyse (effizienzbezogene, investive, Zeitversatz- und sonstige Modellparameter) in Abschnitt 6.1 zunächst verschiedene ordnungspolitische Zieldimensionen den rechnerisch ermittelten Anreizwirkungen der Regulierungsarithmetik gegenübergestellt und unter deren Maßgabe gewürdigt und anschließend in Abschnitt 6.2 die möglichen Konsequenzen der nachgewiesenen Steuerungswirkungen aufgezeigt. Ferner werden an dieser Stelle alternative Lösungsansätze vorgestellt, die etwaige Fehlsteuerungen verhindern oder zumindest deren Ausmaß reduzieren könnten.

Kapitel 7 beinhaltet einen zusammenfassenden Überblick über die wesentlichen Ergebnisse der Systemanalyse und gibt einen Ausblick bezüglich einzelner Teilaspekte des deutschen Anreizregulierungsregimes.

2.3 Anmerkungen zur Vorgehensweise und angewandten Methodik

Das Kapitel zu den theoretischen Grundlagen der Regulierung (vgl. Kapitel 3) stellt im Wesentlichen eine fokussierte Aufarbeitung des Literaturfundus dar. Kapitel 4 geht auf die industriellen, ordnungspolitischen sowie rechtlichen Gegebenheiten ein, ist folglich also hauptsächlich deskriptiven Charakters. Soweit verfügbar, wurden die Marktdaten bezüglich des Energiesektors Anfang 2011 in Bezug auf die 2010er-Werte nochmals aktualisiert. Durch den starken Zeitversatz der statistischen Erhebungen beziehen sich die Daten teilweise trotzdem noch auf die Jahre vor 2010.

Die grundlegenden rechtlichen Begebenheiten spiegeln den Stand wider, der sich mit der Novellierung der relevanten Verordnungen in der zweiten Hälfte des Jahres 2010 ergeben hat. Zu diesem Zeitpunkt (noch) nicht Anwendung findende Regulierungsaspekte, wie z. B. der volatile Kostenanteil oder das Qualitätselement (vgl. Kapitel 4.3.2.4), bleiben bei den Erklärungen im Kapitel 4, den Berechnungen zum Kapitel 5 und der anschließenden Würdigung in Kapitel 6 weitgehend unberücksichtigt.

Ein wesentlicher Teil der Forschungsleistung besteht aus der breit angelegten Modellierung eines fiktiven Übertragungsnetzbetreibers. Anhand eines Excel-Modells werden die verschiedenen Reglements zusammengeführt und darauf aufbauend analysiert, welche Renditen bei einer ganzheitlichen Betrachtung letzten Endes realisierbar sind. Es geht dabei weniger um eine Diskussion der absoluten Prozenzhöhe der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, als vielmehr darum, welche Parameter welchen Renditeeffekt hervorrufen und ob die festgestellten Sensitivitäten anreizkompatibel sind.

Die angewandte Systemanalyse umschließt ein detailliertes Modell, das die Sensitivierung der wesentlichen netzentgeltrelevanten Inputparameter (sowohl in Bezug auf die Kostenbasis als auch auf die Erlöspfadprojektion) erlaubt. Auf Basis einer Voranalyse sind daraus rund 100 Szenarien entwickelt worden, anhand derer die Wirkweisen der wesentlichen Modelltreiber zunächst untersucht wurden. Als kritisch beurteilte Renditeeffekte sind schließlich den vier Analysekatégorien (1) Effizienzwirkung, (2) Investitionen, (3) Berücksichtigungszeitversätze sowie (4) sonstige Modellparameter zugeordnet und im Rahmen des Auswertungskapitels (vgl. Kapitel 5) und des Würdigungsteils (vgl. Kapitel 6) vorgestellt bzw. diskutiert worden.

Eine detaillierte Beschreibung des Modellansatzes und der genauen Berechnungsweisen der Rendite- und Analysekenngößen ist dem Kapitel 5.1 zu entnehmen. Es ist diesbezüglich anzumerken, dass aufgrund der Modellkomplexität im Hinblick auf einzelne Randaspekte vereinfachende Annahmen getroffen werden. Denn mittlerweile gibt es eine derart große Anzahl an regulatorischen Subsystemen (z. B. individuelle Verfahrensregulierungen, verschiedene Umlageverfahren, Beträge zur Vermeidung von Doppelanerkennungen etc.), die zwar grundsätzlich Teil der Netzentgeltberechnung sind, aber für sich eigene Regulierungssachverhalte darstellen. Um den Kern des Anreizregulierungsregimes hinsichtlich seiner Funktionalitäten zu analysieren, wird in dieser Arbeit auf die zusätzliche Analyse von Subsystemen verzichtet. Diese Aspekte mögen eine gesonderte Rendite- und Anreizwirkung entfalten, jedoch zählen derartige Effekte nicht zu der grundsätzlichen in der ARegV kodifizierten Anreizregulierungssystematik, die hier Gegenstand der Betrachtungen ist.

Als kommentierungswürdig scheint zudem die der Entgeltbestimmung und deren Analysen zugrunde gelegte Bezugsgröße des bilanziellen Eigenkapitals. In Zeiten enormer Investitionserfordernisse läge es aus betriebswirtschaftlicher Sicht eigentlich nahe, sich an zukunftsgerichteten Liquiditäts- bzw. Finanzierungsgrößen anstatt an historischen Buchwerten zu orientieren. Aufgrund der Tatsache, dass das derzeitige Regulierungsregime keinerlei Anhaltspunkte für eine zahlungsmittelorientierte Zielgröße gibt (und somit kein Zielabgleich möglich ist), sieht sich die vorgenommene ökonomische Analyse in der Welt buchhalterischer Kosten- und Erlösgrößen gefangen. Da Cashflow-bezogene Messgrößen durchaus im Gegensatz zu Kosten- und Ertragskennziffern stehen können, mag der besagte Umstand zwar Teile der getätigten Aussagen relativieren, jedoch ist dieser Sachverhalt mit der Entscheidung des Regulierers, eine erlösbasierte kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung als Vergütungsbestandteil in die Netzentgeltberechnung aufzunehmen, unweigerlich verbunden.

3 Theoretische Grundlagen der Regulierung

3.1 Regulierungsbegriff

Allgemeine Regulierungstatbestände, aber auch die konkrete Regulierung von Entgelten, gibt es grundsätzlich schon seit den Zeiten des Römischen Reichs (Joskow 2005: 56). Während es im angelsächsischen Bereich bereits Anfang bis Mitte des vergangenen Jahrhunderts eine umfangreiche ökonomische Auseinandersetzung mit Regulierungsfragen gegeben hat (Crew/Kleindorfer 1996: 212, Felbert 2004: 83), wurde das Thema in Deutschland in einem vergleichbaren Maße erst mit der ersten Liberalisierungswelle von Infrastrukturdienstleistungen im Laufe der 1990er-Jahre präsenter. Im Laufe der Evolution der Regulierungsforschung (Hägg 1997: 337–338) wurde der Begriff seither mit entsprechenden Präpositionen garniert: Regulierung, De-Regulierung und Re-Regulierung (z. B. Grande 2005: 2–3, Klaus 2009: 117–120, Viscusi/Harrington/Vernon 2005: 369–371).

Der Regulierungsbegriff wird im Kontext verschiedener Wissenschaftsdisziplinen mehrdeutig verwendet (Mehnert/Erbsland 1993: 1–5), beschränkt sich in den folgenden Ausführungen jedoch auf das wirtschaftswissenschaftliche (und im weiteren Sinne rechtswissenschaftliche) Verständnis (Goldberg 1976: 426). Selbst in Anbetracht dieser Eingrenzung kann die endgültige Interpretation weitläufig sein und verschiedenste staatliche bzw. staatlich verfügte Eingriffe in die Wirtschaftsordnung umfassen (Weizsäcker 1982: 326, Jahn 2006: 6), so z. B. gesetzliche Ver- oder Gebote, Steuern oder Subventionen (Hertog 2000: 223, Hägg 1997: 337, Ogus 2004: 1–3, Posner 1974: 335).

Doch „in diesem weiten Sinne reguliert der moderne Staat das Leben seiner Bürger von der Wiege bis zur Bahre und vom morgendlichen Kaffee bis zum abendlichen Fernsehen“ (Kaufer 1981: V). Neben derart übergreifenden Regelungen, die sich auf alle wirtschaftlichen Akteure beziehen, kann zur weiteren Fokussierung der Begrifflichkeit daher auch von sektorspezifischer Regulierung gesprochen werden, wenn die Eingriffe in die Wirtschaftsordnung nur ausgewählte Akteure bzw. Bereiche betreffen, wie z. B. das Gesundheitswesen, die Landwirtschaft, die Finanzdienstleistungsbranche sowie die Infrastruktursektoren Verkehrs-, Telekommunikations- und Energiewirtschaft (Bös 1985: 130, Picot 2008a: 9, Croley 1998: 3). In der deutschen Gesetzgebung wurde der Terminus „Regulierung“ 1994 erstmals im Rahmen des Gesetzes über die Regulierung der Telekommunikation und des Postwesens (PTRegG) kodifiziert (Picot 2008a: 10, Haucap/Uhde 2008: 241). In dieser Arbeit wird die Begrifflichkeit der

Regulierung ausschließlich in Bezug auf Infrastruktursektoren bzw. sogenannte Netzindustrien (Schulze 2006: 46–47), insbesondere der Elektrizitätswirtschaft, gesehen.

3.2 Marktversagen als Grund für Regulierung

Die (spezifische) Regulierung kann unterschiedlichen Motivationen unterliegen, ausschlaggebend ist wohl in erster Instanz der Schutz der Öffentlichkeit vor den wirtschaftlichen Konsequenzen existierender Marktimperfectionen (Baumol 2003: 255, Bator 1958: 351). Allerdings wird immer wieder darauf hingewiesen, dass das Vorliegen von Marktversagen nicht ohne Weiteres als hinreichender Grund für staatliche Eingriffe in das Wirtschaftsgefüge gelten darf (Müller 2003: 152, Knieps 2008: 11). Die Rechtfertigung muss vielmehr sein, dass eine geeignete Regulierung insgesamt betrachtet zu besseren Ergebnissen führt, als dies ohne Regulierung der Fall wäre (Diekmann/Ziesing/Leprich 2006: 13). Während dieses Kapitel die Auslöser einer Regulierungsnotwendigkeit kurz zusammenfasst, wird der Frage nach dem Warum, Wie und Wo in den Kapiteln 3.3 bis 3.5 nachgegangen.

Markt- bzw. Wettbewerbsversagen wird beispielsweise durch natürliche Monopole, öffentliche Güter, externe Effekte oder ruinösen Wettbewerb verursacht (Hantke-Domas 2003: 166, Schulze 2003: 4, Weise et al. 2005: 416–424). Das Vorliegen von ruinösem Wettbewerb und monopolartigen Marktstrukturen sind die Extrema des Kontinuums der Wettbewerbsintensität (Eucken 1950: 100), wodurch das Vorliegen des einen das des anderen ausschließt (Müller/Vogelsang 1979: 35–44). Im Folgenden sollen die wesentlichen Gründe für Marktversagen überblicksartig aufgeführt werden; dabei wird auf eine weitere Vertiefung des ruinösen Wettbewerbs vor dem genannten Hintergrund zugunsten der Ausführungen zum natürlichen Monopol verzichtet.

3.2.1 Öffentliche Güter

Obgleich man sich hierzulande zu einer vergleichsweise „freien“ Marktwirtschaft bekennt (Eucken 1950: 51–54), gibt es in Deutschland – aber auch in vermeintlich „freieren“ Marktwirtschaften wie den USA oder der Schweiz – eine Vielzahl regulatorischer Eingriffe in verschiedene Wirtschaftssektoren (Weizsäcker 1982: 326). Diese Tatsache allein gibt jedoch keinerlei Anhaltspunkt zur Beantwortung der Frage, ob solche Kunstgriffe volkswirtschaftlich zwingend erforderlich oder schlichtweg ordnungspolitisch gewollt sind.

Die Verbindung von Marktimperfectionen und dem Bedarf hoheitlichen Eingriffs wird bei öffentlichen Gütern deutlich (Picot 2008a: 15, Knieps 2008: 4). Öffentliche Güter werden im Wesentlichen durch das Kriterium der Nicht-Ausschließbarkeit identifiziert,

womit gemeint ist, dass ein Wirtschaftsgut zur Verfügung gestellt wird, ohne dass nach geltenden Eigentumsverhältnissen in einer bestimmten Umgebung jemand ausgeschlossen werden kann (Müller/Vogelsang 1979: 43). Durch die Nicht-Ausschließbarkeit eröffnet sich das Problem eines potenziellen Freerider- oder Trittbrettfahrerverhaltens, da Marktteilnehmer das öffentliche Gut konsumieren können, ohne sich an den Bereitstellungskosten zu beteiligen. Dies wiederum hat zur Konsequenz, dass ein privater Produzent – spätestens wenn sich alle Individuen auf Konsumentenseite diesem Verhalten anschließen – nicht mehr bereit ist, ein entsprechendes Gut anzubieten (Weise et al. 2005: 417). Da es sich hierbei vielfach um wesentliche Einrichtungen handelt (vgl. Kapitel 3.2.2), kann die Einstellung des Angebots zum Wohle der Allgemeinheit nicht hingenommen werden, somit wird ein regulierender Eingriff unumgänglich (Picot 2008a: 14).

Als weiteres Kriterium kann die Rivalität des Konsums angeführt werden, also die Frage, ob der Konsum durch ein Wirtschaftssubjekt die Konsummöglichkeit eines anderen Wirtschaftssubjekts beeinträchtigt (Weise et al. 2005: 416–417). Die Rivalität des Konsums ist in ihrer Auslegung weniger trennscharf, denn selbst das vielfach aufgeführte Paradebeispiel der Landesverteidigung (z. B. Crew 1982: 178) relativiert sich bei einer unendlich großen Anzahl von Konsumenten.¹ Wohl aus diesem Grund wird teilweise von einer derartigen Differenzierung abgesehen (Klaus 2009: 233).

Ob die Stromnetze ein rein öffentliches Gut darstellen, ist teilweise strittig, da zumindest technisch die Möglichkeit des Ausschlusses besteht (Haslinger 2006: 28, Schulze 2003: 4) und damit der Transport von Energie ein grundsätzlich marktfähiges Gut ist (Bonde 2002: 56). Inwiefern diese technische Option aus juristischer Sicht greift, vermag vor dem Hintergrund der gesetzlichen Anschluss- bzw. Zugangspflichten (§§ 17-28a EnWG) an dieser Stelle rechtlich nicht abschließend gewürdigt zu werden. Ob Energienetze als öffentliche Güter gelten und aus diesem Grund eine Rechtfertigung für regulatorische Eingriffe vorliegt, kann also nicht über jeden Zweifel hinweg konstatiert werden.

¹ Die Landesverteidigung wird grundsätzlich ohne zusätzliche Grenzkosten für eine beliebige Anzahl von Individuen bereitgestellt, ein Ausschluss Einzelner ist dabei kaum möglich und der „Konsum“ eines Landesbewohners schränkt die Verteidigung eines weiteren im Prinzip nicht ein (Crew 1982: 178). Nimmt die Anzahl der Konsumenten jedoch ein außergewöhnliches Maß an, können u. U. nicht mehr alle Landesbewohner gleichermaßen verteidigt werden.

3.2.2 Natürliche Monopole und Essential Facilities

Im vollkommenen Wettbewerb (Konkurrenz) sind Unternehmen ausschließlich Preisnehmer bzw. Mengenanpasser und die Pareto-effiziente Angebotsmenge des Marktes stellt sich an dem Punkt ein, an dem der Preis $[p]$ den Grenzkosten $[MC]$ entspricht (Varian 2007: 455/513). In der Monopolsituation hingegen kann auf Anbieterseite Einfluss auf den Preis genommen werden, limitierendes Kriterium ist die jeweilige Nachfrage in Abhängigkeit vom Preis $[D(p)]$. Die (für den Monopolisten) optimale Ausbringungsmenge liegt dort, wo seine Grenzerlöse $[MR]$ seinen Grenzkosten $[MC]$ entsprechen. Die Preis-Mengen-Kombination, die sich an diesem Punkt einstellt, wird als Cournotscher Punkt bezeichnet (Weise et al. 2005: 305-306).

Abbildung 1 verdeutlicht, dass der Monopolist in dieser Situation zwar einen zusätzlichen Gewinn (i) erzielen kann, jedoch bleibt die gesamte Ausbringungsmenge hinter der Pareto-optimalen Angebotsmenge des vollkommenen Wettbewerbs zurück, was in der Summe der Auswirkungen einen Wohlfahrtsverlust (ii) darstellt (auch Deadweight Loss oder Harberger Dreieck, Kurth 2009: 681). Der ebenfalls damit verbundene Wohlstandstransfer von Konsumenten- auf Produzentenebene, das Erfordernis auf Nachfragerseite, u. U. teurere Substitute oder weniger Nutzen stiftende Produkte zu konsumieren, sowie ein suboptimaler Einsatz von Produktionsressourcen stellen eine allokativen Ineffizienz dar (Depoorter 2000: 501).

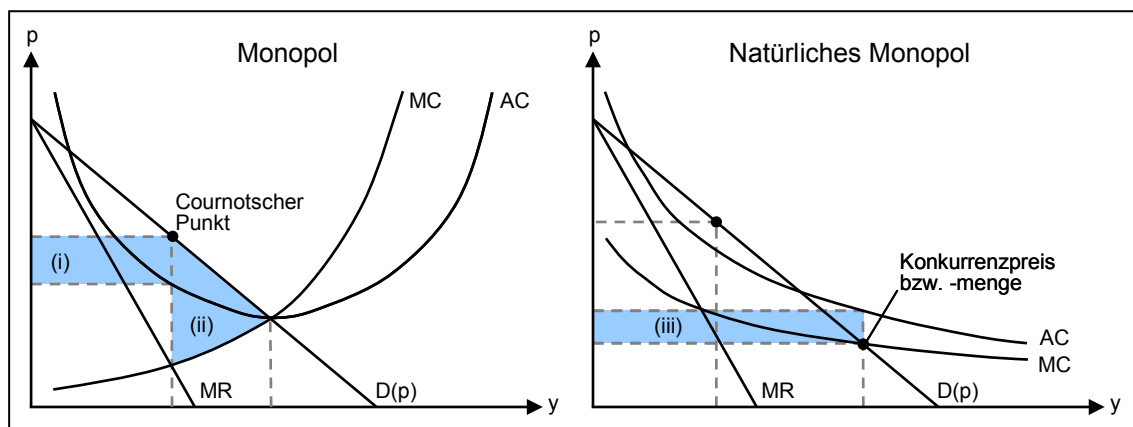


Abbildung 1: Preis-Mengen-Situation im natürlichen Monopol

Quelle: In Anlehnung an Fritsch/Wein/Ewers 2007: 195/198 und Varian 2007: 509 und 514.

Die im Netzsektor umfangreich erforderliche Basisinfrastruktur und das damit verbundene hohe Maß an Investitionen führen dazu, dass die Grenzkosten im relevanten Bereich der Nachfragefunktion deutlich unterhalb der Durchschnittskosten $[AC]$ liegen und das effiziente Outputniveau (in Höhe der Grenzkosten) für den Infrastrukturanbieter Verlust bringend ist (vgl. Abbildung 1 (iii), Varian 2007: 513, Kühn 2006: 103). Die

hohen Fixkosten und gleichzeitig niedrigen Grenzkosten charakterisieren die benannten Infrastrukturbereiche als natürliche Monopole (Bös 1985: 131, Picot 2008a: 10).

Wesentliches Charakteristikum eines natürlichen Monopols ist eine strikt subadditive Kostenfunktion (Baumol 1977: 809). Dieses Konzept schließt das der sinkenden Durchschnittskosten sowie der Economies of Scale bzw. of Scope mit ein (Fritsch/Wein/Ewers 2007: 191). Daraus folgt, dass ein einzelner Anbieter zu geringeren Preisen anbieten kann, als dies zwei oder mehrere Anbieter könnten (Depoorter 2000: 499), und dass sogar die Verdrängung kleinerer Anbieter aufgrund der gesamtwirtschaftlichen Kostenersparnis volkswirtschaftlich vorteilhaft ist (Heise 2008: 264).

Die formelle Voraussetzung für eine strikt subadditive Kostenfunktion $[C(y)]$ liegt vor, wenn für die Menge der Güter $N = \{1, \dots, N\}$, für alle m Outputvektoren $\{y^1, \dots, y^m\}$ bei $y^j = \{y_1^j, \dots, y_n^j\} \in R^n, j = 1, \dots, m$ gilt, dass:

$$[1] \quad C(y^1 + \dots + y^m) < C(y^1) + \dots + C(y^m) \text{ bei mindestens zwei } y^j \neq 0.$$

Derartige Bündelungsvorteile (Knieps 2008: 22) verschaffen dem Monopolanbieter in Verbindung mit kaum gegebener Bestreitbarkeit des natürlichen Monopols (Fritsch/Wein/Ewers 2007: 209–210) eine grundsätzlich missbrauchsanfällige Marktmacht. Dies umfasst vor allem die Verhinderung einer marktgerechten Preisbildung (Mas-Colell/Whinston/Green 1995: 383, Landes/Posner 1981: 937, Baumol 2003: 255) und führt potenziell zu suboptimaler Faktorverteilung und -verwendung sowie geringerem technologischen Fortschritt (Depoorter 2000: 501–505, Haslinger 2006: 27, vgl. Kapitel 3.2.3).

Ausschlaggebend für das diesbezügliche Regulierungserfordernis (Kahn 1993: 11) sind aber nicht zwangsweise die Eigenschaften und Konsequenzen eines natürlichen Monopols alleine, sondern vielmehr die zusätzliche Einstufung der Netzindustrien als sogenannte Essential Facilities (Lipsky/Sidak 1999: 1211) oder Bottleneck Facilities (Joskow 2005: 169). Man spricht von einer solchen wesentlichen Einrichtung (Markert 1996: 661) bei Wirtschaftsgütern, ohne deren zugänglicher Mitnutzung Wettbewerb auf vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen aus rechtlichen oder tatsächlichen Gründen nicht möglich ist (Heilemann/Hillebrand 2001: 13). Zu dieser Feststellung bedarf es insbesondere der Merkmale (nachhaltige) Einzigartigkeit, zentrale Faktornotwendigkeit und funktionale Kontrolle (Gerber 1988: 1073–1074).

Einzigartigkeit meint in diesem Zusammenhang, wie leicht sich der Produktionsfaktor – bei gegebener Produktionsfunktion und konstanter Ausbringungsmenge – durch einen anderen ersetzen lässt. Im volkswirtschaftlichen Sinne entspricht dies der Substitutionselastizität. Festzuhalten ist gerade in Bezug auf kostspielige Infrastrukturgüter, dass sich die Substitutionselastizität je nach betrachtetem Zeitraum unterschiedlich darstellt, in der Regel steigt sie mit zunehmender zeitlicher Dimension. Insofern beeinflusst die Installation langlebiger Wirtschaftsgüter die (kurz- bzw. mittelfristigen) Substitutionselastizitäten negativ (Böske/Rentz 2008: 19). Langfristig könnten etwa durch die Entwicklung entsprechender Technologien die Kosten zur Errichtung einer bestimmten Infrastruktur drastisch sinken (und damit die Ursache für das natürliche Monopol entfallen) oder alternative Transportwege geschaffen werden (wie beispielsweise die Bereitstellung von Breitbanddiensten über das Elektrizitätsnetz, BNetzA 2010a: 12, Knieps 2008: 86).

Eine zentrale Faktornotwendigkeit liegt vor, wenn ein Wirtschaftsgut zulassendes (oder ausschließendes) Kriterium im Zusammenhang mit der Produktion bzw. Werthaltigkeit eines anderen Gutes ist (Gerber 1988: 1074). Letztlich steht die funktionale Kontrolle für die tatsächliche Möglichkeit der Einflussnahme des Eigentümers auf die katalysierende Wirkweise der Essential Facilities. Als plakatives Beispiel für dieses Kriterium wäre das Erfordernis einer Schranke an der einzigen Brücke über den Fluss zu nennen (Gerber 1988: 1073–1074, Knieps 2008: 103–104).

Die daraus abgeleitete Essential Facilities Doctrine geht auf ein Urteil des U. S. Supreme Court im Verfahren der Terminal Railroad Association gegen die Vereinigten Staaten von Amerika zurück, in dem ein Präzedenzfall für die Zugangsverpflichtung zu einer wesentlichen Infrastruktureinrichtung geschaffen wurde (U. S. Supreme Court 236 U. S. 194, 1915). Auf Grundlage dieser mittlerweile auch in das europäische (z. B. Europäische Kommission 2007: 70) und deutsche Recht (z. B. in der 6. GWB-Novelle, Deutscher Bundestag 1998, Drs. 13/9720) übernommenen Doktrin kann ein Unternehmen den Zugang zu einer wesentlichen Einrichtung, die im Eigentum eines anderen Unternehmens steht, erwirken, sofern der Eintritt in den Markt sonst nicht möglich ist (Haslinger 2006: 118). Der Zugang muss dem Dritten diskriminierungsfrei (Phillips 1993: 69), d. h. zu den gleichen Zugangsbedingungen wie für den Bottleneck-Eigentümer selbst, gewährt werden (Knieps 2008: 104). Die effektive Durchsetzung und Kontrolle der Doktrin ist Aufgabe der zuständigen Aufsichtsbehörde (Hirschhausen 2006: 90).

Elektrizitätsnetze erfüllen sowohl die Charakterisierungsmerkmale eines natürlichen Monopols als auch der Essential Facilities (Knieps 2008: 101, Brunekreeft/Keller

2003: 148) und rücken damit ins Augenmerk der sektorspezifischen Regulierung (Lohmann 2007: 23–25).

3.2.3 Externe Effekte

Externalitäten liegen vor, wenn Aktivitäten eines Wirtschaftssubjekts den Nutzen oder die Möglichkeiten eines anderen beeinflussen, ohne dass hierfür eine Kompensation erfolgt (Knieps 2008: 11, Varian 2007: 745–748). Mit Externalitäten sind in dieser Arbeit technische externe Effekte gemeint, die einen direkten physischen Zusammenhang zwischen Emittenten und Dritten herstellen, nicht aber monetäre externe Effekte, die mittelbar über Preisbeeinflussung auf Faktor- und Gütermärkten auf Dritte wirken (Sohmen 1992: 221–222, Klaus 2009: 216).

Maximiert ein Unternehmen den Gewinn ungeachtet der (negativen) externen Effekte, stellt sich aufgrund der Vernachlässigung der indirekten volkswirtschaftlichen Grenzprodukte keine Pareto-optimale Marktlösung ein (Knieps 2008: 11). Nach dem Coase-Theorem sind für diese Marktperfektion nicht ausreichend abgrenz- bzw. durchsetzbare Eigentumsrechte sowie das Vorhandensein von Transaktionskosten verantwortlich (Coase 1960: 2–28). Der Ausschluss Letzterer wäre in einem nicht idealtypischen Marktumfeld wohl unrealistisch (Coase 1960: 15). Insofern ist für die Beurteilung tatsächlicher Marktgegebenheiten die Verteilung von Eigentumsrechten (und -pflichten) von besonderer Relevanz.

Im Hinblick auf den Bereich der Energienetze stellt sich im Zusammenhang mit den zu beurteilenden Eigentumsrechten die Frage, welches Gut Gegenstand der Betrachtung ist: die reine Transportleistung oder die Gewährleistung einer flächendeckenden Versorgungssicherheit? Bezieht man das Produktverständnis auf die unmittelbare Transportleistung, könnte von externen Effekten allenfalls gesprochen werden, wenn durch exzessiven Konsum die Transportinfrastruktur zum Erliegen kommt (der Letzte, der das Licht anschaltet und damit das Zusammenbrechen der Netze verursacht, kann für den externen Effekt nicht belangt werden).

Fasst man das Verständnis weiter und schließt das Gut Versorgungsqualität bzw. -sicherheit mit ein, können Analogien zum immer wieder zitierten Beispiel der Umweltverschmutzung (z. B. Coase 1960: 2, Jahn 2006: 9, Parker 2001: 6) gezogen werden, denn es stellt sich gleichermaßen die Frage, inwiefern der Faktor Nachhaltigkeit Bestandteil der Kostenfunktion ist (Monopolkommission 2007: 25). So produziert ein Energienetzbetreiber beispielsweise durch einseitiges Investitionsverhalten Versorgungsrückstände oder gar -ausfälle, die ohne diesbezügliche Eigentumsrechte des Letztverbrauchers ungesühnt bleiben. So kann auch die ausbleibende Verfügbarkeit

als Externalität angesehen werden (Mitnick 1980: 314–317). Diese Art der Externalität in Bezug auf Netzindustrien darf nicht mit den sogenannten Netzexternalitäten verwechselt werden. Netzexternalitäten beziehen sich auf Netznutzungseffekte, wie etwa das oben genannte Beispiel, in dem der Konsum eines Strom(netz)kunden die Konsummöglichkeit der anderen Marktteilnehmer negativ beeinflusst (Klaus 2009, 237–238).

Durch die gegebenen Transaktionskosten und das Erfordernis entsprechender Aneignungsmöglichkeiten (im Sinne von Eigentumsrechten) ist ein staatliches Eingreifen zur Internalisierung der Externalitäten im Bereich der Netze nach weitläufiger Meinung zumindest im Hinblick auf das auslösende Moment zu rechtfertigen (z. B. Müller/Vogelsang 1979: 346, Knieps 2008: 11).

Schließt man das Gut Versorgungsqualität in die Diskussion des Regulierungserfordernisses durch Marktunvollkommenheiten mit ein, muss darauf hingewiesen werden, dass dies im Umkehrschluss die Frage nach dem Vorliegen eines öffentlichen Gutes tangiert, da sowohl Nicht-Ausschließbarkeit als auch Nicht-Rivalität vorliegt (Kühn 2006: 127, vgl. Kapitel 3.2.1).

Unstrittig bleibt in jedem Falle die Argumentationsgrundlage zur Feststellung sämtlicher Bedingungen für das Vorliegen eines natürlichen Monopols (Heck 2006: 30, Rodgarkia-Dara 2003: 281).

3.3 Theorien zur Regulierungsmotivation

3.3.1 Public-Interest- (normative) Theorie

Ausgehend von den im vorangegangenen Abschnitt genannten Marktunvollkommenheiten bzw. -versagen, besagt die Public-Interest-Theorie, dass staatliche Regulierung zur Durchsetzung des öffentlichen Interesses („Gemeinwohl“, Diekmann/Ziesing/Leprich 2006: 26) notwendig ist (Mitnick 1980: 31, Croley 1998: 5). Diese Sichtweise entspricht der normativen Theorie, nach der regulatorische Markteingriffe als eine auf wohlfahrtstheoretischen Normen basierende Korrektur von Marktversagen zur Maximierung des Allgemeinwohls darstellt (Picot 2008a: 24). Dabei wird unterstellt, dass bestimmte Märkte in Bezug auf ihr volkswirtschaftliches Optimum stark fragil sind und dazu neigen, ohne entsprechende Eingriffe ineffizient oder im Verteilungssinne „ungerecht“ zu werden (Posner 1974: 336, Shleifer 2005: 440).

Teil der Annahmen ist auch, dass der Regulierer ohne jegliches Eigeninteresse handelt und es möglich ist, das Marktversagen im Sinne einer „First-Best“-Lösung (Grenz-

kostenpreise, Pareto-Optimum) zu korrigieren, ohne Anreizverzerrungen des regulierten Unternehmens hervorzurufen (Hertog 2003: 19, Knieps 2008: 80–81). Insofern steht die normative Theorie im Grunde genommen für die unmittelbare Ableitung von Regulierungskonzepten aus den volkswirtschaftlichen Normen der Wohlfahrtsökonomie (Weizsäcker 1982: 326). Die normative Theorie bot die Argumentationsgrundlage der wirtschaftswissenschaftlichen Diskussion von Regulierungsthemen über weite Teile des 20. Jahrhunderts (Shleifer 2005: 440).

3.3.2 Private-Interest- (positive) Theorie

Die jüngere positive Theorie der Regulierung ist wohl in erster Linie auf zweierlei wissenschaftliche Einflussphären zurückzuführen, die ihrerseits die wohlfahrtsökonomischen Annahmen der Public-Interest-Theorie konterkarierten (Knieps 2008: 81).

Zum einen sei, sowohl in zeitlicher Hinsicht als auch in Bezug auf dessen wegweisenden Einfluss, an erster Stelle der vermutlich meistzitierte Aufsatz der Regulierungsökonomie genannt: Harvey Averch und Leland Johnsons „Behavior of the Firm under Regulatory Constraint“ (Averch/Johnson 1962). Grundlage der dortigen Argumentation ist die Annahme einer sogenannten Rate-of-Return-Regulierung (zur Einordnung und Abgrenzung siehe Kapitel 3.5.2), also einer regulatorischen Gewährleistung einer bestimmten Verzinsung des eingesetzten Kapitals.²

Analysiert wird der Regulierungseffekt in einem Zwei-Faktor-Modell (Kapital [x_C] und Arbeit [x_L]). Unter der Annahme, dass der vom Regulierer zugestandene Verzinsungsanspruch [s_C] höher ist als die eigentlichen Kapitalkosten [r_C], aber niedriger als die unregulierte Verzinsung des eingesetzten Kapitals (wäre), ersetzt das Unternehmen aufgrund des Regulierungseingriffs Kapital durch Arbeit und operiert damit auf einem nicht Gesamtkosten- (im Sinne von „Social Costs“) minimierenden Niveau (Averch/Johnson 1962: 1053).³

Die Isokostenkurve eines nicht-regulierten Unternehmens [IKK_{unreg}] determiniert sich durch die Marktpreise⁴ bzw. „Social Costs“ von Kapital und Arbeit (vgl. Abbildung 2

² Eine wesentliche Prämisse ist hierbei, dass der regulatorisch zugestandene Zins *mindestens* die tatsächlichen (Kapital-)Kosten decken muss (Averch/Johnson 1962: 1055).

³ Es wird im Folgenden nur die Situation $s_C > r_C$ erörtert, da im umgekehrten Fall unterstellt wird, dass sich das Unternehmen aus dem Markt zurückziehen würde (Averch/Johnson 1962: 1055).

⁴ Marktpreise im Sinne von Kosten.

links). Durch den beschriebenen Regulierungseingriff ergibt sich eine Differenz zwischen der regulierten Verzinsung und der Marktverzinsung, was dazu führt, dass sich bei einem steigenden Einsatz von Kapital Zusatzrenten erzeugen lassen. Dies reduziert die individuellen Kapitalkosten („Private Costs“) des regulierten Unternehmens (Averch/Johnson 1962: 1053).

Aufgrund der sich relativ verändernden Preise der Inputfaktoren verschiebt sich die Isokostenkurve [$IKK_{unreg} \rightarrow IKK_{reg}$] zugunsten des Inputfaktors Kapital (vgl. Abbildung 2 links). Das Unternehmen richtet seine Outputentscheidung infolgedessen nach dem sich neu ergebenden Expansionspfad [$EP_{unreg} \rightarrow EP_{reg}$], an dem die „Social Costs“ bei gegebenem Output zwar nicht minimiert sind, aber der Unternehmensgewinn maximiert werden kann (Averch/Johnson 1962: 1052–1054, formelle Herleitung vgl. *ibid.* 1054–1057). Diese regulierungsbedingte Anreizverzerrung in Richtung einer Überkapitalisierung (Friedrich 1983: 139) wird als Averch-Johnson-Effekt bezeichnet (z. B. Knieps 2008: 81, Ogus 2004: 309).

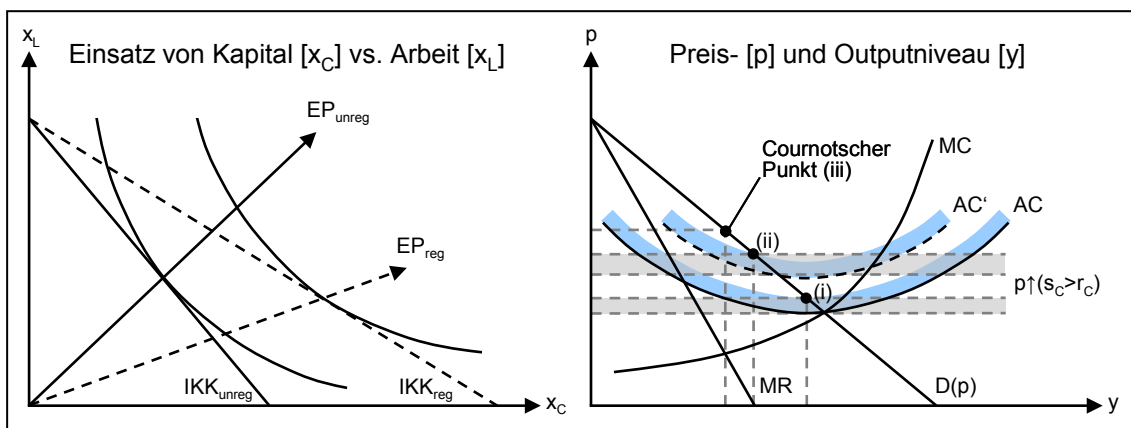


Abbildung 2: Regulierungseffekte nach Averch/Johnson

Quelle: In Anlehnung an Averch/Johnson 1962: 1053/1057.

Wäre das Unternehmen gezwungen, sich trotz regulierter Kapitalverzinsung am ursprünglichen Expansionspfad [EP_{unreg}] zu orientieren, ergäbe sich die hypothetische Preis-Mengen-Konstellation (i), in der die Preise geringfügig oberhalb der eigentlichen Durchschnittskosten lägen, da $s_C > r_C$ (vgl. Abbildung 2 rechts, s_C und r_C als Bestandteile der Gesamt- und damit auch Durchschnittskosten).

Aufgrund der veränderten relativen Faktorpreise und des nicht kostenminimierenden Expansionspfads EP_{reg} steigen die „Social Costs“ [$AC \rightarrow AC'$] und es ergibt sich eine geringere Outputmenge (i \rightarrow ii). Damit erwirkt die Regulierung zwar im Vergleich zum Cournotschen Punkt (iii) ein höheres Produktionsniveau, das jedoch unterhalb der Ausbringungsmenge der Konkurrenzsituation (Abbildung 2 rechts, Punkt (i) im Sinne einer

„First-Best“-Lösung) zurückbleibt, da der mögliche Zugewinn durch die höheren „Social Costs“ teilabsorbiert wird (Abbildung 2 rechts, Punkt (i) im Sinne einer „Second-Best“-Lösung).⁵

Das endgültige Ausmaß des Averch-Johnson-Effekts determiniert sich durch die Differenz zwischen dem Regulierungszins [s_C] und den eigentlichen Kapitalkosten [r_C]. Je geringer der Abstand zwischen s_C und r_C , umso näher liegt das Regulierungsergebnis am Marktergebnis. Das Problem liegt also nicht in der ausbleibenden Markträumung, sondern einer aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ineffizienten Faktorallokation (Averch/Johnson 1962: 1068).

Zum anderen übte seit den 1970er-Jahren insbesondere die Chicagoer Schule Kritik an der rein normativen Theorie (Picot 2008a: 24, Weizsäcker 1982: 334). Richtungsweisend war in diesem Zusammenhang vor allem die Arbeit von Georg J. Stigler (Stigler 1971: 3–21, s. a. Posner 1974: 335–358, Peltzman 1976: 211–240). Nachdem Averch und Johnson bereits den Nachweis erbracht hatten, dass Regulierung das Marktmachtproblem nicht beseitigt, sondern lediglich reduziert (Knieps 2008: 81), führte Stigler auch den institutionellen Prozess der Regulierung (Knieps 2007a: 229) in die Überlegung mit ein (Trebing 1976: 100).

Denn folgte man der rein normativen Theorie, die nach deren Annahme (opportunitäts-)kostenlos sein müsste, wären regulatorische Eingriffe durch den Staat tendenziell am ehesten in hoch konzentrierten, monopolträchtigen Märkten zu vermuten (Posner 1974: 336). Jedoch konnten Stigler und seine Kollegen keine durchweg positive Korrelation von Marktperfektionen (externe Effekte, monopolistische Märkte) und dem Vorliegen von Regulierung feststellen (Posner 1974: 336). Diese Erkenntnis eröffnete die Frage nach weiteren Gründen für Regulierungseingriffe.

Stigler argumentiert, dass Regulierung keineswegs ausschließlich der Implementierung des öffentlichen Interesses (vgl. Kapitel 3.3.1) dient, sondern sich der Einflussnahme politischer Interessengruppen ausgesetzt sieht (Kaufert 1981: 149–150). Die positive Theorie wird daher auch als „Private Interest“-Theorie oder „Public Choice“-Theorie bezeichnet (z. B. Kraus 2005: 200/202). Die Einflussnahme kann sich sowohl auf den Bereich der Gesetzgebung als auch die letztliche Regulierungsumsetzung durch die zuständige Behörde beziehen (vgl. Abbildung 3).

⁵ Zur weiteren Diskussion sowie zur Analyse der Robustheit (unter Unsicherheit) des Averch-Johnson-Modells vgl. auch Baumol/Klevorick 1970: 162–190, Das 1980: 456–460, Peles/Stein 1976: 278–289.

Ziel der positiven Theorie ist es, Gesetzmäßigkeiten darüber zu entwickeln, wo und aus welcher Motivation heraus der Staat faktisch in die Vertrags- und Handlungsfreiheit eingreift (Weizsäcker 1982: 326/334). Der Vorstoß der Chicagoer Schule ist von politökonomischen Modellen (Entscheidungsfindung und Stimmenmaximierung) geprägt (Hertog 2003: 24–26, Mitnick 1980: 121) und soll an dieser Stelle nur im Hinblick auf deren Grundgedanken dargestellt werden.

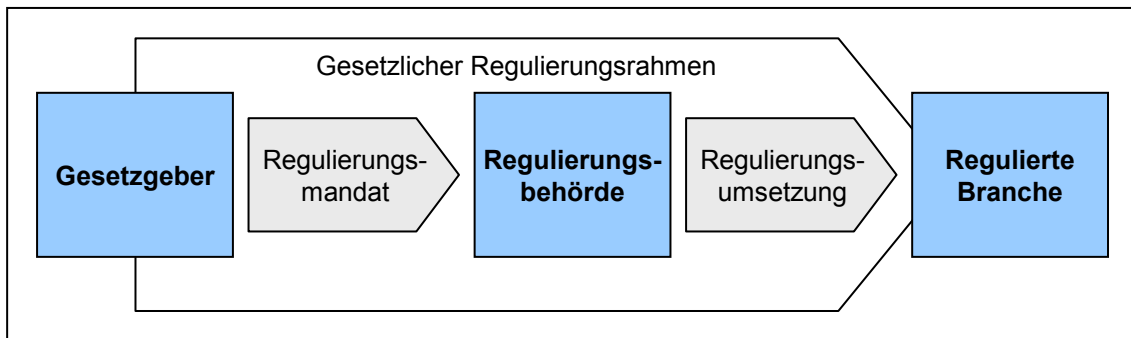


Abbildung 3: Schematischer Überblick des Regulierungsprozesses

Quelle: In Anlehnung an Croley 1998: 26–27 und Knieps 2007b: 183.

Folgt man Stigler, so war das in den Vereinigten Staaten teilweise zu beobachtende Wohlwollen von Regulierungsbehörden gegenüber dem regulierten Sektor kein Betriebsunfall, kein Ergebnis langer Gewöhnungsprozesse oder Misswirtschaft der Bürokratie, sondern das Resultat eines Marktes für Regulierung (Müller/Vogelsang 1979: 113). Damit ist gemeint, dass Regulierung schlichtweg das Ergebnis eines Marktes für staatliche Begünstigungen unter der Teilnahme der gewählten Regierungspartei(en) – als Anbieter – und entsprechender Interessengruppen – als Nachfrager – ist (Bonardi/Hillman/Keim 2005: 398–401, Stigler 1971: 3); häufig entsprechen Letztere unmittelbar der zu beaufsichtigenden Industrie (Kaufer 1981: 150).

Es kann infrage gestellt werden, inwieweit eine derart opportunistische Regulierungspraxis in weit entwickelten Volkswirtschaften (mit weniger stark ausgeprägten bzw. akzeptierten Lobbyismustendenzen⁶ und vor allem einer funktionierenden Gewaltenteilung) noch zeitgemäß und insbesondere rechtsbeständig wäre. Viel wichtiger ist der durch Stigler grundsätzlich geführte Beweis (Stigler 1971: 3), dass Regulierungsbehörden das ordnungspolitisch definierte Ziel nicht friktionslos implementieren können und

⁶ „The American public, far from holding the view sometimes expressed in European countries that lobbying is but a form of institutional corruption, considers these private pressure groups as virtually parts of the machinery of government.“ (Sieper 1975: 125).

es bei der Umsetzung von ordnungspolitischen Eingriffen in das Marktgefüge daher zu ungewünschten Nebeneffekten kommt (Kraus 2005: 203).

Auch wenn die positive Theorie wesentliche Annahmen der normativen Theorie damit infrage stellt, sind beide Theorien aufeinander angewiesen, da eine positive Theorie nicht den Einfluss ökonomischen, normativen Denkens vernachlässigen kann und eine normative Theorie die politische Durchsetzbarkeit und deren Gesetzmäßigkeiten berücksichtigen muss (Schmidt 2001: 45, Weizsäcker 1982: 326).

Wesentlich ist in jedem Fall die Erkenntnis, dass eine Abweichung vom Pareto-optimalen Konkurrenzgleichgewicht, gleich welcher Art, zu (transaktionskostenbedingten) Wohlfahrtsverlusten führt. Letzten Endes stellt sich lediglich die Frage, zu welchen Kosten und wessen Lasten dies geschieht. Die institutionellen Möglichkeiten der Abweichungen vom Konkurrenz- bzw. Marktgleichgewicht stellen ein Kontinuum zwischen privatem und staatlichem Macht-„Missbrauch“ dar (vgl. Abbildung 4).

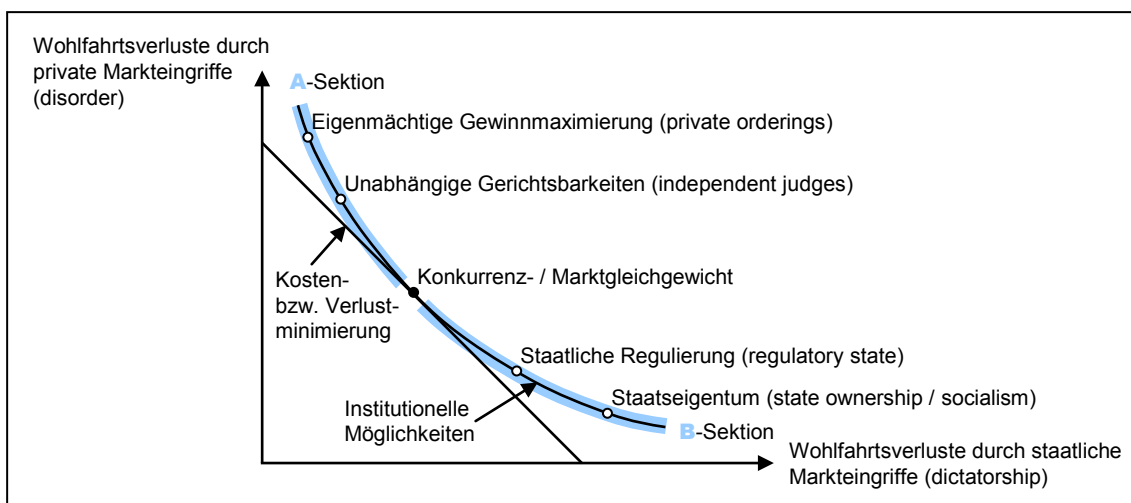


Abbildung 4: Institutionelle Abweichungen vom Konkurrenz-/Marktgleichgewicht

Quelle: In Anlehnung an Djankov et al. 2003: 599 und Shleifer 2005: 443.

Während die Monopolpreisbildung einen privatwirtschaftlich bedingten Wohlfahrtsverlust erwirkt (A-Sektion), resultiert aus einer regulierenden Verfügung vonseiten des Staates ein Wohlfahrtsverlust, der der B-Sektion zuzuordnen ist (Djankov et al. 2003: 598–599).

3.4 Gegenstand und Zeitpunkt des Regulierungseingriffs

3.4.1 Struktur- und Verhaltensregulierung

Häufig wird Regulierung schlicht als das bezeichnet, was von der Regulierungsbehörde verordnet wird. Der Regulierungsgegenstand kann jedoch insbesondere in die beiden „Wirkungsrichtungen“ Struktur und Verhalten aufgeteilt werden (Mehnert/Erbsland 1993: 1/5).

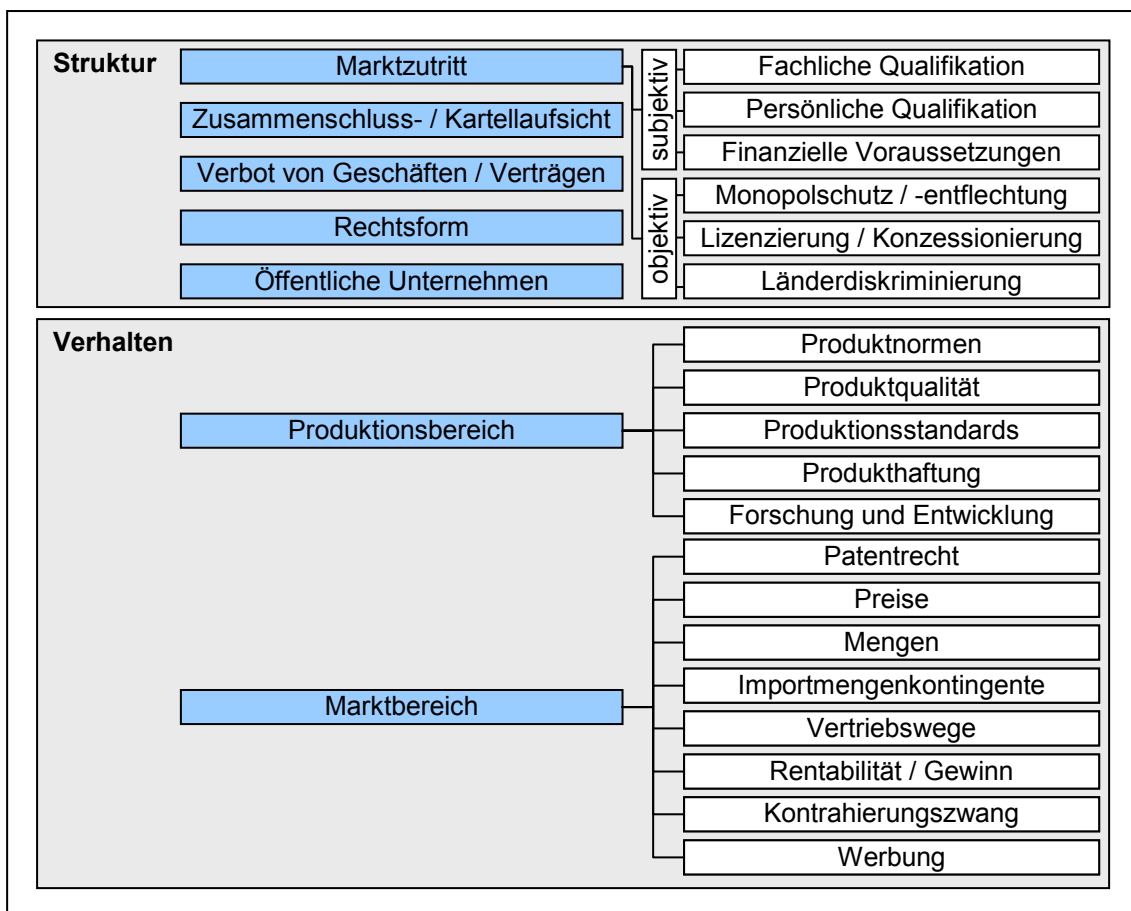


Abbildung 5: Synoptische Darstellung der Regulierungsgegenstände

Quelle: In Anlehnung an Mehnert/Erbsland 1993: 9.

Die Strukturregulierung bezieht sich auf die staatliche Kontrolle von Art, Anzahl und Konstellation der Marktteilnehmer auf Anbieterseite (Kay/Vickers 1988: 285, Knieps 2008: 203). Darunter werden sämtliche staatlichen Eingriffe im Zusammenhang mit Regelungen des Marktzutritts, der Zusammenschluss- und Kartellaufsicht, des Verbots bestimmter Geschäfte bzw. Verträge, Rechtsformvorschriften oder aber auch die Verstaatlichung bestimmter Aufgaben subsumiert (Mehnert/Erbsland 1993: 5–7, Vickers 1991: 15–16, vgl. Abbildung 5).

Ziel der Strukturregulierung ist es, durch Bestimmungen bezüglich der Zusammensetzung des Marktes unerwünschtes Verhalten bereits vor dessen Entstehung auszuschließen (Helm/Yarrow 1988: 7). Recht offensichtlich ist dieser Ansatz im Fall der Zusammenschluss- bzw. Kartellaufsicht zu beobachten, mittels derer verhindert werden soll, dass eine strukturelle Marktkonzentration später zu monopolistischem Verhalten führt (Kay/Vickers 1988: 314–315).

Die Verhaltensregulierung hingegen zielt auf die Handlungsmöglichkeiten der Marktteilnehmer ab (Mehnert/Erbsland 1993: 5) und umfasst beispielsweise Auflagen hinsichtlich der Produktpreise und -standards (Hertog 2000: 224). Grundsätzlich können hier zwei Kategorien unterschieden werden (vgl. Abbildung 5): Die Regulierung von Produktionsbereichen bezieht sich auf Auflagen, die gewisse technische, qualitative, rechtliche oder aber auch ethische Mindestanforderungen sicherstellen sollen. Die Regulierung von Marktbereichen hingegen widmet sich den am unmittelbarsten wettbewerbsrelevanten Parametern wie Mengen, Preisen und Gewinnen.

Marktstruktur- und Marktverhaltensaspekte sind nicht unabhängig voneinander zu betrachten, da auf der einen Seite die unternehmerische Produkt- und Preispolitik von der jeweiligen Marktstellung abhängt und auf der anderen Seite ein gegebener Handlungsrahmen strukturelle Auswirkungen haben kann (vgl. Schulze 2006: 181). Ein naheliegendes Beispiel hierfür sind die Essential Facilities: Erstens muss abhängigen Dritten Zugang zu der wesentlichen Einrichtung gewährt werden (Struktur), zweitens ist hinsichtlich der Zugangsbedingungen ein diskriminierungsfreies Verhalten zu gewährleisten (Kunz 2003: 49).

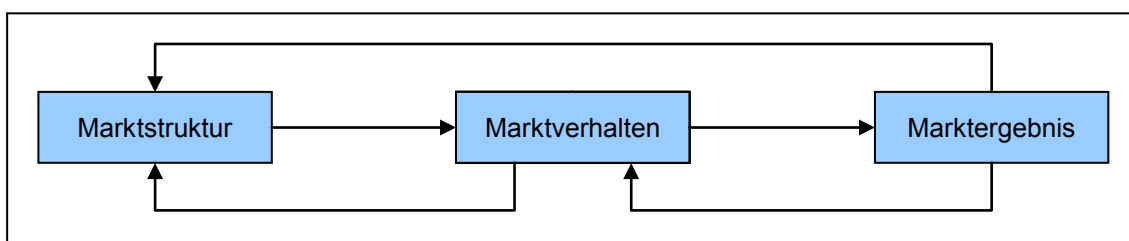


Abbildung 6: Wirkungskette Marktstruktur, -verhalten und -ergebnis

Quelle: Hirschhausen/Weigt/Zachmann 2007: 3.

Gleichermaßen kann eine effektive Verhaltensregulierung strukturelle Auflagen erforderlich machen. So ist ein tatsächlich diskriminierungsfreies Verhalten nur kontrollierbar, wenn ein Unternehmen nicht vollständig vertikal integriert ist (Gerber 1988: 1084–1085, Holznagel/Schumacher 2007: 231). Durch einen vertikalen Zusammenschluss an sich können zwar keine Zusatzrenten generiert werden, jedoch kann der Monopolgewinn auf eine nachgelagerte Wertschöpfungsstufe transferiert und damit

u. U. am Regulierer „vorbeigemogelt“ werden (Reiffen/Kleit 1990: 422, Kumkar 1998: 79–86).

Hinsichtlich einer quantitativen Analyse und Abwägung von Struktur- und Verhaltensregulierung wird an dieser Stelle auf die Autoren Koenker und Perry verwiesen (Koenker/Perry 1981: 227–228).

3.4.2 Ex-ante-/Ex-post-Regulierung

Hinsichtlich des Zeitpunktes des staatlichen Eingriffs lassen sich zwei grundlegende Regulierungsansätze unterscheiden: die Ex-ante- und Ex-post-Regulierung.

Im Fall der Ex-ante-Regulierung greift der Staat bzw. die zuständige Behörde unmittelbar und sektorspezifisch in das Marktgeschehen ein und beeinflusst die Struktur oder das Verhalten der Wirtschaftssubjekte im Vorhinein (Schulze 2006: 24). Sieht man von sektorialem bzw. nationalem Protektionismus ab, wird insbesondere bei der Ex-ante-Regulierung oftmals das Ziel verfolgt, durch regulatorische Auflagen wettbewerbsanaloge Ergebnisse zu erzielen (Knieps 2008: 70), entweder durch das Schaffen der notwendigen strukturellen Voraussetzungen (z. B. Fusionskontrolle) oder die Einflussnahme auf das Preis- und Mengenverhalten. In diesen Fällen wird auch von der Regulierung mittels Als-ob-Wettbewerb (z. B. Schulze 2006: 24, kritisch Knieps 2008: 70) bzw. in Form eines Wettbewerbssurrogats (z. B. Welfens/Graak 1996: 125, Schulze 1999: 15–16) gesprochen. Insofern hat die Ex-ante-Regulierung einen in erster Linie anleitenden Charakter (Kraus 2005: 199).

Die Ex-post-Regulierung hingegen zielt in weiten Teilen auf eine nachträgliche Missbrauchsaufsicht und eine damit verbundene Sanktionierung ab (Donges/Schmidt 2008: 49, Kraus 2005: 199). Die auf wettbewerbsrechtlicher Basis einzelfallbezogene Regulierung erlaubt – im Vergleich zur Ex-ante-Regulierung – stärkere diskretionäre Spielräume, da es nicht um verallgemeinerte Struktur- oder Verhaltensaufgaben geht. Dies soll nicht heißen, dass die Ex-ante-Regulierung keine individualisierten Anpassungen des *Lex generalis* zulässt (Haucap/Uhde 2008: 240).

Neben den grundlegenden Eigenschaften der unterschiedlichen zeitpunktbezogenen Regulierungstypen kann eine fallspezifische Differenzierung insbesondere anhand der jeweiligen Kostenverursachung vorgenommen werden. Kosten entstehen im Opportunitätskostensinne durch zwei systemimmanente Fehlertypen. Zum einen könnten ex *ante* fälschlicherweise regulatorische Eingriffe (Second-Best-Lösung) vorgenommen werden, wo sie unnötig bzw. vermeidbar gewesen wären (Fehler erster Art), da sich ansonsten z. B. eine (first-best) Marktlösung eingestellt hätte (Fehler zweiter Art). Zum

anderen aber könnte sich *ex post* herausstellen, dass ein aus Effizienz Gesichtspunkten notwendiger korrektiver Eingriff unterblieben ist (Marktversagen), wo zumindest eine Second-Best-Lösung hätte herbeigeführt werden können. Beide Fehlertypen sind mit entsprechenden Kosten bzw. Wohlfahrtsverlusten verbunden. Neben diesen Wohlfahrtskosten sind zudem die unterschiedlichen Transaktionskosten zu berücksichtigen. Letztere umfassen neben den Betriebskosten der Regulierungsbehörden die Kosten der effektiven Durchsetzung, z. B. Prozesskosten (Haucap/Kruse 2003: 2–3).

Auch ohne eine vorherige Kostenabwägung ist die Einführung einer Ex-ante-Regulierung naheliegend (erforderlich), wenn die drei folgenden Marktmerkmale gegeben sind (Säcker/Böcker 2008: 76):

- dauerhaftes Vorliegen rechtlich oder strukturell bedingter Marktzutrittsbarrieren
- kein potenzieller Wettbewerb
- unzureichende wettbewerbsrechtliche Eingriffsmöglichkeiten

Freilich muss es aus ökonomischer Sicht ungeachtet dieser Handlungsempfehlung stets das Ziel bleiben, die Gesamtheit aus Wohlfahrtskosten einerseits und den Transaktionskosten der Regulierung andererseits längerfristig zu minimieren (Haucap/Kruse 2003: 3). Was das endgültige Ergebnis bzw. die Maßstäbe der beiden zeitpunktbezogenen Ansätze betrifft, dürfen sich die Ex-ante- und Ex-post-Regulierung daher im Optimalfall nicht unterscheiden (Säcker/Böcker 2008: 78).

3.5 Differenzierung grundlegender Regulierungskonzepte

Das vergangene Kapitel hat zum einen die grundsätzlichen Regulierungsmöglichkeiten im Hinblick auf strukturelle sowie verhaltensbezogene Angriffspunkte dargelegt und zum anderen den Zeitpunkt des Eingriffs differenziert. Während sich die Strukturregulierung allein anhand der Begrifflichkeiten leicht in eine Ex-ante- und eine Ex-post-Regulierungsform unterscheiden lässt (z. B. Zusammenschluss- *versus* Kartellaufsicht), kann die Verhaltensregulierung im Produktions- und Marktbereich gleichermaßen im Vor- und Nachhinein erfolgen. So ist beispielsweise eine Preisregulierung *ex ante* über entsprechende Preissetzungsvorgaben oder *ex post* durch Rückverrechnung bzw. Strafzahlungen möglich. Da ein wesentliches Ziel der Ex-ante-Regulierung die Schaffung eines Als-ob-Wettbewerbs ist (vgl. Kapitel 3.4.2), ist ein vorgreifender Regulierungseingriff naheliegender. Die folgende Differenzierung grundlegender Regulierungskonzepte beschränkt sich daher auf im Vorfeld auferlegte Regulierungsvorgaben.

Wenngleich aus ökonomischer Sicht die strukturellen Aspekte von höchster Bedeutung für die Rechtfertigung eines Regulierungseingriffs sind, umfassen die diesbezüglichen umsetzungsbezogenen Regulierungskonzepte im Wesentlichen (kartell-)rechtliche Themengebiete (z. B. die Essential Facilities Doctrine in § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWG). Aus diesem Grund sowie vor dem Hintergrund des letztendlichen Analysegegenstands dieser Arbeit werden im Folgenden nur verhaltensbezogene Regulierungskonzepte betrachtet (Christmann 2003: 19–21). Derartige Konzepte, auch als „Regime“ bezeichnet, finden in verschiedenster Form in der Regulierungspraxis Anwendung (Guthrie 2006: 930). Das zentrale Dilemma ist dabei stets, dass die Unternehmen die eigenen Gewinne, die Regulierungsbehörde hingegen (nebst den eingeräumten Eigeninteressen, vgl. Kapitel 3.3.2) die gesellschaftliche Wohlfahrt zu maximieren versucht. Dieser Zielkonflikt äußert sich vor allem in der Bereitschaft der Unternehmen, interne Kostenrechnungsdaten gegenüber der Regulierungsbehörde offenzulegen, wodurch Informationsasymmetrien zwischen Unternehmen und Regulierern entstehen (Borrmann/Finsinger 1999: 388).

Im Kapitel 3.2.2 wurde bereits aufgezeigt, dass der Anbieter im natürlichen Monopol dort produziert, wo die Grenzerlöse den Grenzkosten entsprechen und der Preis im Rahmen der Möglichkeiten, also in Abhängigkeit von der Nachfragefunktion, maximiert wird. Dadurch ergibt sich eine im Vergleich zum Pareto-Optimum zu niedrige Angebotsmenge. Grundsätzlich könnte der Regulierer die angebotene Menge bestimmen (erhöhen), allerdings würde zum Monopolpreis über den Cournotschen Punkt hinaus kein Konsument das Gut nachfragen. Insofern hat der Markteingriff auf Preis- bzw. Rentenebene zu erfolgen. Unter der Annahme, dass keine Subventionen an den Monopolisten gezahlt werden, muss das Unternehmen auf oder oberhalb der Durchschnittskostenkurve und „innerhalb“ der Nachfragekurve anbieten (Varian 2007: 513–515, s. a. Abbildung 1).

Ein im Sinne einer Second-Best-Lösung optimaler Regulierungsansatz reduziert daher den Monopolpreis bzw. die Monopolrente auf ein Niveau, das die Durchschnittskosten des Unternehmens berücksichtigt (Knieps 2008: 83). Während Durchschnittskosten noch vergleichsweise einfach bezifferbar sind, stellt sich die Abgrenzung der (variablen) Grenzkosten in der Praxis wesentlich schwieriger dar. Grundsätzlich können alleine anhand der Zeitdimension der Kostenbetrachtung (mit zunehmender Dauer) aus fixen Kosten variable werden. Dieser Sachverhalt ist beispielsweise bei der Beantwortung der Frage, ob Ersatzinvestitionen Bestandteil der variablen Positionen und damit der Grenzkosten sind, von Relevanz. Die benannten Regulierungskonzepte erheben jedoch den Anspruch einer grenzkostenbasierten Näherung (Kahn 1993: 63–86).

In aller Regel umfassen die gesetzlichen Auflagen für ein externes Rechnungswesen keine Produktkostenrechnungen (Kraus 2005: 204), was es dem Regulierer natürlich deutlich erschwert, aus seiner Rolle heraus die genauen Durchschnitts- bzw. Grenzkosten unmittelbar festzustellen. Darüber hinaus kann ohnehin bezweifelt werden, ob es überhaupt objektiver- und unbestreitbare Kosten gibt (z. B. Kahn 1993: 70–83, Kaufer 1981: VIII, Lyon 1996b: 41) und ob diese für den Regulierer einwandfrei messbar sind (Posner 1974: 339).⁷ Doch selbst bei Vorliegen der Informationen und im Bewusstsein gegebener Informationsasymmetrien existiert eine Reihe von Regulierungskonzepten, die sich aus verschiedenerlei Richtungen des Problems einer im Regulierungssinne optimalen Preissetzung annehmen.

Die Regulierung von Mengen ist aus benanntem (nachfragebedingtem) Grund nicht zielführend. Die einschlägigen Regulierungskonzepte konzentrieren sich daher auf mittelbar oder unmittelbar rentabilitätsrelevante Vorgaben. Unter dem Begriff „Rentabilität“ versteht man eine Beziehungszahl, bei der eine Ergebnisgröße zu einer dieses Ergebnis maßgebend bestimmenden Einflussgröße in Relation gesetzt wird“ (Coenenberg/Haller/Schultze 2009: 1132). Zwecks Interpretierbarkeit empfehlen sich für die Bildung von Rentabilitätskennzahlen jedoch bestimmte Ergebnis-Einflussgrößen-Konstellationen.

So bietet sich beispielsweise als korrespondierende Einflussgröße für den Umsatz oder das EBIT – beides Ergebnisgrößen vor Abzug von Fremdkapitalkosten – das Gesamtkapital an („Kapitalumschlag“ bzw. „Gesamtkapitalrentabilität“, Coenenberg/Haller/Schultze 2009: 1145). Für den Nettogewinn des Unternehmens – im Sinne eines Jahresüberschusses oder -fehlbetrags nach Fremdkapitalzinsen (und Steuern) – ist das bilanzielle Eigenkapital als Einflussgröße heranzuziehen („Eigenkapitalrentabilität“ oder „Verzinsung des Eigenkapitals“, Coenenberg/Haller/Schultze 2009: 1025/1134). Wesentliche Determinanten der verschiedenen Ergebnisgrößen sind, neben der produzierten bzw. abgesetzten Menge, die Absatzpreise, der sich daraus ergebende Umsatz sowie die Stück- und Gesamtkosten (vgl. Abbildung 7). Anfallende (Fremd-) Finanzierungskosten und Steuerzahlungen werden für den Zweck der theoretischen Konzeptdifferenzierung als Kosten betrachtet (s. a. Varian 2007: 515).

⁷ Vergleiche hierzu auch Franz/Schäffner/Trage 2005b: 6 („das Grundproblem der asymmetrischen Informationsverteilung bezüglich Produktions- und Nachfragebedingungen zwischen Regulierungsinstanz und den regulierten Unternehmen“).

	Stückerlös / -preis (Price)	x	Menge	=	Gesamterlöse / -umsatz (Revenue)
./.	Stückkosten	x	Menge	=	Gesamtkosten (Cost / OPEX)
=	Stückgewinn	x	Menge	=	Gewinn (Return)

Abbildung 7: GuV-Komponenten als Regulierungsobjekt

Quelle: Eigene Darstellung.

Bei Zugrundelegung dieser rentabilitätsrelevanten Einzelparameter sowie möglicher zusätzlicher Differenzierungsmerkmale (Kunz 2003: 52) lässt sich ein breites Feld konkreter Regulierungskonzepte eröffnen. Die einzelnen Konzepte unterliegen alle dem Versuch, den „Abstieg zu den niederen Gipfeln quasioptimaler Preise“ so zu gestalten, dass unausweichlich hinzunehmende Allokationsverluste minimiert werden (Brunekreeft 2003: 39, Kaufer 1981: VII), statt „unter der brennenden Sonne des Zweitbesten untätig am Daumen zu lutschen“ (Mishan 1962: 214, s. a. Cantner 1997: 180).

Verschiedene Autoren nehmen in dem Zusammenhang unterschiedliche Kategorisierung vor. Da es das Ziel ist, die tatsächlichen Kostenstrukturen der regulierten Unternehmen abzubilden, sind letzten Endes alle angesprochenen Regulierungskonzepte im Grunde kostenbasiert.⁸ Kumkar unterscheidet beispielsweise zwischen der Rendite- und Preisgrenzenregulierung (Kumkar 2000: 129–148); Kunz zwischen traditionellen kosten- und rentabilitätsorientierten Regulierungsinstrumenten, der Price-Cap-Regulierung, der Profit-Sharing- bzw. Sliding-Scales-Regulierung, alternativer Anreizmechanismen sowie Verhandlungen (Kunz 2003: 53–75); Kühn differenziert zwischen istkostenbasierter Regulierung und Anreizregulierung (Kühn 2006: 131); Kraus teilt die Kategorien in preis-, kosten-, performance- bzw. benchmarkingbasierte Regulierungskonzepte ein (Kraus 2005: 204). Die Aufzählung von verschiedenen Einteilungen der Regulierungskonzepte könnte beliebig weiter fortgeführt werden (z. B. Franz/Schäffner/Trage 2005a: 28–55, Haslinger 2006: 113–117,

⁸ Ein nicht kostenbasiertes Verfahren wie das Vergleichsverfahren hat in der Vergangenheit beispielsweise Anwendung gefunden, um den grundsätzlichen Regulierungsbedarf festzustellen (Angemessenheit der Netzentgelte), und wurde darüber hinaus als Übergangsregulierung im Gastransport herangezogen (Angenendt/Growitsch/Stronzik 2007: 12–20, Hirschhausen/Neumann/Rüster 2007: 1–27, Jansen 2009: 153–159), hierauf soll im Folgenden jedoch nicht weiter eingegangen werden.

Knieps 2008: 83–95, Säcker/Böcker 2008: 79–101 u. v. m.) oder erweitert werden (andere Verfahren z. B. Felbert 2004: 83–91). Die begriffliche Vielfalt ist sicher u. a. der Überschneidung wohlfahrtstheoretischer Begrifflichkeiten (Grenzkostenpreise oder Ramsey-Pricing) und konkreter Regulierungskonzepte mit teilweise uneinheitlich einge-deutschten Bezeichnungen geschuldet und rührt zudem daher, dass die verschiedenen Instrumente den gleichen Ursprung haben, aufeinander aufbauen oder sich ergänzen. Die folgende Kategorisierung der Regulierungskonzepte lehnt sich weitestgehend an die Nomenklatur von Kraus (ibid.) an.

Zentrale Kriterien bei der Analyse der Instrumente zur Marktregulierung stellen die Möglichkeit der Gesamtkostendeckung, die Anreizsetzung zur effizienten Faktornutzung, die Schaffung von Investitionsanreizen für Netzstärkung und -ausbau, die Praktikabilität und Transparenz sowie die marktorganisatorische Kompatibilität bzw. Neutralität dar (Felbert 2004: 83). Neben den organisatorischen Aspekten stehen jeweils also insbesondere die Ziele der allokativen und produktiven Effizienz im Vordergrund (Kühn 2005: 125). Es darf allerdings nicht außer Acht gelassen werden, dass einzelne Ziele kollidieren können (Kaufer 1981: VI), z. B. wohlfahrtsoptimierte Preise und hohe Investitionsanreize.

3.5.1 Preisbasierte Regulierung

Die preisbasierte Regulierung leitet die entsprechenden Auflagen aus der normativen Wohlfahrtstheorie ab und bedarf daher genauer Kenntnis der Grenzkosten- und Durchschnittskostenverläufe (Bös 1994: 256, Borrmann/Finsinger 1999: 373). Allein aufgrund dieses Erfordernisses stellt sich bereits vorab die Frage nach einer Verfehlung des Ziels der Praktikabilität und marktorganisatorischen Kompatibilität (Hirschhausen/Hess 2007: 2–3).

Aus wohlfahrtstheoretischer Sicht stellen die Grenzkostenpreise das gesamtwirtschaftliche Optimum dar, jedoch wurde bereits darauf hingewiesen, dass es im Fall der natürlichen Monopole aufgrund des investitionsintensiven Infrastrukturerfordernisses an dieser Stelle [$AC > MC$] zu negativen Gewinnen für das Unternehmen kommt (vgl. Kapitel 3.2.2). Regulierungskonzepte mit Subventionscharakter sollen an dieser Stelle nicht Gegenstand der Untersuchung sein (Loeb/Magat 1979: 399–404). Um Grenzkostenpreise zu ermöglichen und dennoch Kostendeckung zu gewährleisten, ist eine Möglichkeit der preisbasierten Regulierung, dass dem Infrastrukturanbieter gestattet wird, zum einen fixe Anschlussgebühren und zum anderen variable Preise pro tatsächlich beanspruchter Leistungseinheit zu erheben (Kraus 2005: 205). Während die variablen Preise die Grenzkosten repräsentieren, dienen die Umsätze aus der fixen

Zahlung der Kostendeckung. Diese Art der Preisregulierung wird als Two-part- oder Multi-part-Preissetzungsschema bezeichnet (Berg/Tschirrhart 1988: 103–152, Laffont/Tirole 1993: 145–149, Littlechild 1973: 4–8, Train 1994: 191–237). Da Netzindustrien durch enorme Fixkosten, aber nur äußerst geringe Grenzkosten gekennzeichnet sind (vgl. Kapitel 3.2.2), ist die Vertiefung dieses Ansatzes vor dem benannten Hintergrund nicht zielführend.

Eine weitere Lösung stellt im Mehrproduktfall das sogenannte Ramsey-Pricing dar (auch Ramsey-Boiteux-Pricing, Weizsäcker 1982: 328, Joskow 2005: 77–80, grundlegend hierzu Ramsey 1927: 47–61, Boiteux 1956: 22–40). Bei diesem Regulierungsansatz werden die Preise in Abhängigkeit der Nachfrageelastizität einzelner Kundengruppen (wie z. B. Privat- und Geschäfts-, Hochspannungs- oder Niederspannungskunden) festgelegt (Kraus 2005: 205, Joskow 2005: 78). Letztlich handelt es sich um eine Art preisliche Quersubventionierung zwischen zwei oder mehreren Kunden- bzw. Produktsphären, da die Mark-ups auf die Grenzkosten diametral zur Preiselastizität der Nachfragerseite zugeordnet werden (Laffont 1994: 509) und der Preis-Mark-up des Produkts mit der geringeren Preiselastizität [$p > AC$] für die Kostendeckung des Gutes mit der höheren Preiselastizität [$p < AC$] herangezogen wird (Kraus 2005: 205). Formell basiert das Ramsey-Pricing auf folgender Überlegung:

$$[2] \quad \frac{p_i - MC_i}{p_i} = \mu \cdot \frac{1}{\varepsilon_i}$$

Dabei bezeichnet p_i den Preis und MC_i die Grenzkosten des i -ten Produkts, μ ist eine Umformung des Lagrange-Parameters und ε_i die (absolute) Preiselastizität der Nachfrage nach dem i -ten Produkt. Diese „quasioptimale“ Second-Best-Lösung erhebt den Anspruch, die Abweichungen von der First-Best-Lösung aus wohlfahrtstheoretischer Sicht zu minimieren (Brunekreeft 2003: 39, Kaufer 1981: VII). Ein derartiges Ramsey-Pricing kann im Vergleich zur Durchschnittskostenbepreisung wohlfahrtssuperior sein, allerdings ist die Praktikabilität stark eingeschränkt, weil der Regulierer auf die genaue Kenntnis der Nachfrageelastizitäten angewiesen ist (Kraus 2005: 205). Ein weiteres Problem stellt die Tatsache dar, dass gerade der aus Regulierungssicht schützenswerte private Endkundenmarkt besonders preisunelastisch ist und daher „Verlierer“ des Regulierungskonzepts ist (Franz/Schäffner/Trage 2005b: 29). Während das Kriterium der Gesamtkostendeckung auf aggregierter Ebene gegeben wäre, ist eine effiziente Nutzung der Ressourcen nur in Form des wohlfahrtstheoretischen Nachweises tatsächlich erreicht und auch Investitionsanreize werden nicht gezielt gesetzt.

3.5.2 Kostenbasierte Regulierung

Kostenbasierte Verfahren waren lange Zeit dominierendes Regulierungsinstrument in den Vereinigten Staaten (Cowan 2006: 248, Netz 2000: 401, Pint 1992: 564), wurden jedoch vielmehr unter den Begrifflichkeiten bzw. Varianten der Rate-of-Return- oder Rate-Base-Regulierung (z. B. Lipsky/Sidak 1999: 1220, zu Deutsch: „Renditenregulierung“, Haslinger 2006: 114), Cost-of-Service-Regulierung (z. B. Beesley/Littlechild 1989: 455), Mark-up-Regulierung (z. B. Knieps 2008: 90), Cost-Plus-Regulierung (z. B. Braeutigam/Panzar 1993: 192) und Return-on-Cost-Regulierung (Kraus 2005: 207) geführt.

Grundlegende Maxime der (ist-)kostenbasierten Regulierung bzw. ihrer Unterarten ist die erforderliche Kostendeckung. Der Kostenbegriff umschließt in diesem Zusammenhang genauso Abschreibungen und Steuern wie eine angemessene Vergütung für das eingesetzte Kapital (Kühn 2006: 131, Myers 1972: 60). Die Vergütung des eingesetzten Kapitals stellt sich in Form einer Verzinsung der für den Betrieb des regulierten Bereichs erforderlichen Vermögensgegenstände („betriebsnotwendige Vermögensgegenstände“, Friedrich 1983: 143) zu individuellen oder verallgemeinerten Kapitalkosten dar (Liston 1993: 26). Da dieser Regulierungsansatz auf einzelnen (kalkulatorischen) *Kostenblöcken* beruht, die in Summe schlussendlich die Grundlage für eine angemessene Tariffhöhe bilden, wird diese Form der Regulierung auch Building-Block-Regulierung genannt (Cowan 2006: 251, Ofgem 2004: 140).

Die auf Grundlage eines Test- bzw. Basisjahres abgeleiteten Gesamtkosten bzw. Total Expenditures, kurz TOTEX (Liston 1993: 26), werden von der Regulierungsbehörde überprüft und nach deren Genehmigung so lange als gegeben angenommen („eingefroren“, Clemenz 1991: 391), bis ein erneuter Kostenantrag bzw. eine Kostenprüfung durchgeführt wird (Clemenz 1991: 391, Laffont 1994: 508). Durch Zuhilfenahme entsprechender Nachfrageprognosen und der für eine Kostendeckung erforderlichen Erträge können schließlich Einzelpreise abgeleitet werden (Kunz 2003: 53, vgl. Abbildung 8).

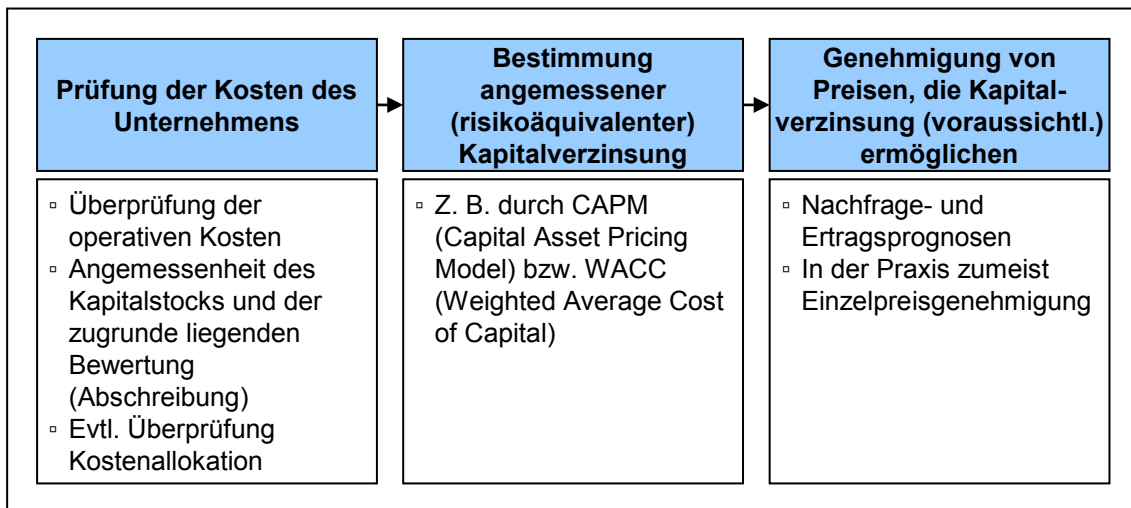


Abbildung 8: Prozess der kostenorientierten (Rentabilitäts-) Regulierung

Quelle: In Anlehnung an Kunz 2003: 53.

Vereinfachend lässt sich der Mechanismus der kostenbasierten Regulierung wie folgt darstellen (Liston 1993: 26):

$$[3] \quad \text{Erforderliche Erlöse} = \text{TOTEX} = \text{Variable Kosten} + \text{Kapitalstock} \cdot \text{Verzinsung}$$

Phillips zeigt den grundlegenden Ansatz der kostenbasierten Regulierung mit einer weiteren Detaillierung auf, wobei R_{reg} für die erforderlichen Erlöse steht, O für die Betriebsführungskosten, BV für den Bruttowert des Anlagevermögens, W für die kumulierten Abschreibungen und s – wie gehabt – für den vom Regulierer zugestandenem Verzinsungsanspruch. Der Nettobetrag aus dem Bruttowert des Anlagevermögens und den kumulierten Abschreibungen wird auch als Rate Base, Regulated Asset Value oder Regulated Asset Base [RAB] bezeichnet (Cowan 2006: 251, Diekmann/Ziesing/Leprich 2006: 33, Phillips 1993: 177).

$$[4] \quad R_{req} = O + (BV - W) \cdot s \quad \text{bzw.} \quad R_{req} = O + RAB \cdot s$$

Eine Ausnahme im Hinblick auf die formelle Darstellung der Berechnung erforderlicher Erlöse bildet die Return-on-Cost-Regulierung, bei der nicht der Kapitalstock bzw. die RAB verzinst, sondern dem regulierten Unternehmen eine Vergütung im Verhältnis der

entstehenden Aufwendungen (Betriebsführungskosten im weiteren Sinne) zugesprochen wird (Kraus 2005: 207).⁹

Aus Formel [3] bzw. [4] leiten sich die wesentlichen Treiber der Gesamtkosten (TOTEX) und die damit verbundenen Herausforderungen einer kostenbasierten Regulierung ab. Es wird in diesem Zusammenhang von einer Dreistufigkeit gesprochen (Friedrich 1983: 141, Phillips 1993: 255):

Die erste Stufe umfasst den Prozess der Kostenfeststellung und -prüfung (Kahn 1993: 26–35), bei dem das regulierte Unternehmen freilich einen Informationsvorsprung für sich verbuchen kann (Heine 2007: 15) und der Regulierer selbst mit einem teilweise enormen administrativen Aufwand (Knieps 2005: 14, Littlechild 1983: 3, Luís-Manso/Felisberto 2006: 6) fortwährend als externer Kostenprüfer auftreten muss.¹⁰ Der hohe Aufwand rührt insbesondere daher, dass die Kostenregulierung in der hier beschriebenen Reinform eine permanente (z. B. jährliche, Phillips 1993: 177) Kostenprüfung vorsieht, da die Aufwandsgrößen nicht indexiert werden und daher die aktuellen (und nicht historischen) Grenzkosten widerspiegeln müssen (Kahn 1993: 109).

Die Betriebsführungskosten (Operating Expenditures, OPEX) stellen in der Regel den wesentlichen Bestandteil der TOTEX dar (Phillips 1993: 255). Neben den OPEX im engeren Sinne sind (im weiteren Sinne) die kalkulatorischen Abschreibungen sowie entsprechende Steuern als Bestandteil der Betriebsführungskosten zu sehen (Friedrich 1983: 142, Liston 1993: 26). Letztgenannte Kostenpositionen hängen nicht nur von Managemententscheidungen ab, sondern sind vielmehr das Resultat der fiskalischen Regulierung (Kahn 1993: 42, Phillips 1993: 177/256). Für die Erfassung der gesamten Kosten eines regulierten Unternehmens bedarf es spezieller regulatorischer Rechnungslegungsvorschriften, die eine beidseitig verständliche und intersubjektiv vergleichbare Basis für die erforderliche Kostenerhebung bietet (Phillips 1993: 216–228).

⁹ Teilweise wird die Return-on-Cost-Regulierung (oder Kostenzuschlagsregulierung; Klaus 2009: 475) auch als Cost-Plus-Regulierung bezeichnet (z. B. Kühn 2006: 131). Andernorts stellt die Bezeichnung Cost-Plus-Regulierung jedoch den Oberbegriff für Regulierungsformen dar, die neben der reinen Vergütung der tatsächlichen operativen Kosten eine verzinsungsgleiche Vergütungskomponente zulassen (Braeutigam/Panzar 1993: 192, Brunekreeft 2000: 18, Cambini/Rondi 2009: 3). Das „Plus-Element“ (Riechmann 1995: 159) bezieht sich in diesen Fällen also nicht auf die Kosten, sondern auf den wie auch immer abgeleiteten Verzinsungs-Mark-up.

¹⁰ Vgl. Fußnote 7.

Die zweite Stufe beinhaltet die Festlegung einer vertretbaren Kapitalbasis (Kahn 1993: 35–41). Das hierfür heranzuziehende betriebsnotwendige Kapital setzt sich zusammen aus dem Wert des Anlage- und Umlaufvermögens, abzüglich des sogenannten „Abzugskapitals“, das aus allen dem Unternehmen zinslos überlassenen Forderungen besteht, beispielsweise erhaltene Vorauszahlungen (Friedrich 1983: 143, passivisches Working Capital). Insbesondere der Wert des Anlagevermögens kann dabei auf unterschiedliche Weise ermittelt werden, z. B. in Form von historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten oder aber anhand von Wiederbeschaffungswerten (Phillips 1983: 177–178). Neben dem bereits erläuterten Problem der Anreizverzerrung durch den Averch-Johnson-Effekt (vgl. Kapitel 3.3.2, Stichwort „Überkapitalisierung“ bzw. „Gold-Plating“, Kunz 2003: 53) stellt sich allgemein die Frage, welche Form und Fülle als „betriebsnotwendig“ bezeichnet werden kann. Denn selbst wenn bewusstes „Gold-Plating“ außen vor gelassen wird, ist im Rahmen regulärer Investitionsentscheidungen nicht zwangsweise objektiv feststellbar, ob eine Investition mit ihren Produkteigenschaften und den damit verbundenen Kosten gerechtfertigt bzw. effizient ist (s. a. „Use-and-useful Rate-of-Return Regulation“ Eisenbast 2008: 6). Hierzu müssen aufwendige Vergleiche mit anderen Unternehmen herangezogen werden (vgl. Kapitel 3.5.3.3).

Die dritte Stufe der abschließenden TOTEX-Ableitung bildet die Kapitalverzinsung (Kahn 1993: 42–54). Während die OPEX (im weiteren Sinne) im – aus Regulierungssicht – Optimalfall letztlich einen „durchlaufenden Posten“ (Helm 1994: 21) darstellen, beziffert die Kapitalverzinsung den Residualgewinn des Unternehmens. Insofern sollen auch Fremdkapitalkosten in diesem Kontext nicht Gegenstand der Betrachtung sein, sie sind an dieser Stelle vielmehr als marktgegebene Betriebsführungskosten für Fremdfinanzierung zu sehen (Ballwieser 2008: 339, Kahn 1993: 45). Somit verbleiben die Eigenkapitalkosten als relevante Größe.

Ziel ist es, dem regulierten Unternehmen eine „faire“ Vergütung zuzugestehen, die mindestens auf Höhe der Kapitalkosten, jedoch unterhalb der unregulierten Kapitalverzinsung liegt (Joskow 1974: 294). Der vielfach angeführte *Fairness*gedanke betont die Unterstellung der Private-Interest-Theorie (vgl. Kapitel 3.3.2), dass Regulierung als Gut zu verstehen ist, welches auf dem Markt der Interessengruppen nachgefragt werden muss: „This regulatory focus on equity is not surprising. After all, many regulatory activities have long been initiated and driven by perceptions of *fairness* (which are far more understandable to policy-makers and the electorate) rather than the esoteric (to non-economists at any rate) concept of economic efficiency” (Xavier 1995: 6–7).

Im Gegensatz zu Fremdkapitalkosten existiert zwecks Feststellung der Eigenkapitalkosten kein unmittelbarer individueller Markt, anhand dessen eine angemessene und „faire“ Vergütung des gebundenen Kapitals abgeleitet werden könnte (Laffont 1994: 508). Es handelt sich hierbei vielmehr um die erwartete, risikoadäquate Rendite der Eigentümer. Diese Renditeanforderungen orientieren sich an den Opportunitätskosten von Handlungsalternativen, die nicht direkt empirisch messbar sind, sondern einer modellhaften Herleitung bedürfen (Ballwieser 2008: 339, kritisch Brigham/Crum 1977: 7–15), z. B. anhand des Capital Asset Pricing Model, CAPM (Sharpe 1964: 425–442).¹¹

Über den Eigenkapitalansatz hinaus ist natürlich ein gewichteter Gesamtkapitalkostenansatz (via „Weighted Average Cost of Capital“-Ansatz, WACC) denkbar (Cowan 2006: 254, Helm 2009: 317). Neben der methodischen Herleitung stellt sich zudem die Frage, ob individuelle oder branchenübergreifende Kapitalkosten heranzuziehen sind und ob sie zu einem bestimmten Stichtag oder als Durchschnittsgröße festgelegt werden sollen (Kahn 1993: 45–46).

Aus der beschriebenen Herangehensweise kostenbasierter Regulierungsformen ergeben sich zwei wesentliche Kritikpunkte: Zum einen besteht für das regulierte Unternehmen grundsätzlich kein Anreiz zur Kostenminimierung (Brunekreeft 2000: 18), zum anderen kann es zu einem ineffizienten Investitionsverhalten kommen (Kraus 2005: 206, Kühn 2006: 132–133). Letzten Endes ist die Reinform der kostenbasierten Regulierung durch den u. U. nur geringen Preis- bzw. Effizienzdruck für das regulierte Unternehmen die Fortsetzung des vergleichsweise „ruhigen Lebens“ einer Monopol-situation (Heine 2007: 15, Hicks 1935: 8).

Im Hinblick auf die oben genannten Analysekriterien der Instrumente zur Marktregulierung fehlt es der Kostenregulierung im Wesentlichen also an einer ausreichenden Anreizsetzung zur effizienten Ressourcennutzung, wohingegen die Möglichkeit der Gesamtkostendeckung sowie die Schaffung von Investitionsanreizen als erfüllt anzusehen sind. Die Kriterienerfüllung sowohl der Praktikabilität als auch der

¹¹ An dieser Stelle soll der Hinweis nicht ausbleiben, dass das CAPM allgemein und auch explizit in diesem Zusammenhang keineswegs frei von Kritik ist (z. B. Ballwieser 2008: 343, Kruschwitz 2007: 227). Eine vergleichende Auseinandersetzung des CAPM mit der Arbitrage Pricing Theory (APT) im Hinblick auf Regulierungsfragen ist in der Literatur bereits geführt: Während sich die Rechtsprechung vielfach auf das CAPM festgelegt hat (Pettway/Jordan 1987: 227), gibt es aus finanzwirtschaftlicher Sicht Stimmen, die das APT-Modell für geeigneter halten (Bower/Bower/Logue 1984: 1053).

Transparenz scheinen jeweils konträr. Die praktische Umsetzung ist an sich gegeben, scheint jedoch aufwendig. Die Transparenz ist im Falle des uneingeschränkten Informationsaustausches zwischen Regulierer und Reguliertem zwar grundsätzlich als positiv zu bewerten, ob sich dies aus marktorganisatorischen Gesichtspunkten letzten Endes als realistisch erweist, muss an dieser Stelle zumindest fraglich bleiben. Nicht zu vernachlässigen sind in diesem Zusammenhang die Kosten, die auf Regulierenseite durch die fortwährend notwendigen externen Kostenprüfungen entstehen (Bös 1994: 278, Liston 1993: 28).

3.5.3 Performancebasierte (Anreiz-)Regulierung

Die performancebasierten Regulierungskonzepte fußen ein Stück weit auf der Unzufriedenheit mit der kostenbasierten Regulierung (Kraus 2005: 207, Liston 1993: 25, Pollitt 2010: 1362). Performancebasierte Regulierungskonzepte umfassen weniger statische Instrumente, die eine stärkere bzw. andauernde Steuerungswirkung entfalten (sollen). In der Regel wird anhand finanzieller Anreizsetzung auf das aus Regulierersicht gewünschte Verhalten – meist Kostensenkungen, Produktivitätssteigerungen und Qualitätsverbesserungen – hingewirkt (Kraus 2005: 207). Aus Unternehmenssicht steht demgegenüber freilich die Maximierung des Gewinns (Franz/Schäffner/Trage 2005b: 28).

Performancebasierte Regulierung (auch ergebnisbezogene bzw. Outcome-Regulierung) ist trotz der Schwerpunktsetzung auf zielorientierte Anreizsetzung nicht in jedem Fall mit der sogenannten Anreizregulierung gleichzusetzen (Kraus 2005: 207). Idealtypischerweise inzentiviert eine *Anreizregulierung* im engeren Sinne die Unternehmen über das vom Regulierer auferlegte Maß hinaus (Kraus 2005: 207). Streng genommen muss im Grunde jede Form von Regulierung im weiteren Sinne als Anreizregulierung bezeichnet werden, da Unternehmen auf unterschiedlichste Weise inzentiviert werden, technisch effizient und preislich fair zu produzieren und anzubieten (Heine 2007: 11, Joskow 1991: 75). Insofern ist die in der Literatur vielerorts zu findende synonyme Verwendung von performancebasierter Regulierung und Anreizregulierung vertretbar (Riechmann 1995: 158). Gemeinsam haben diese Regulierungsregimes in jedem Fall, dass ihre besonders betonte, kosteneffizienzbezogene Anreizwirkung zugleich einen Qualitätsregulierungsbedarf mit sich zieht (Christmann 2003: 20).

Häufig gebräuchliche Formen der anreiz- bzw. performancebasierten Regulierung stellen insbesondere die Preisobergrenzen-Regulierung (Price-Cap), die Erläsobergrenzen-Regulierung (Revenue-Cap) sowie die Yardstick-Regulierung dar (Franz/

Schäffner/Trage 2005b: 28, Berg/Jeong 1994: 328). Diese sollen im Folgenden in Bezug auf deren grundlegende Funktionsweisen vorgestellt werden.

3.5.3.1 Preisobergrenzen-Regulierung

Die Preisobergrenzen- oder Preis-Cap-Regulierung wird im Wesentlichen auf Stephen C. Littlechild zurückgeführt (Crew/Kleindorfer 1996: 212, Riechmann 1995: 157). Hintergrund war seinerzeit die Privatisierung des britischen Telefonkonzerns BT und das aufgrund dessen Marktstellung gesehene Regulierungserfordernis (Brunekreeft 2000: 19, Littlechild 1983: 3). Die Preisobergrenzen-Regulierung stellt eine weniger restringierte, dafür aber effizientere Alternative zur Rate-of-Return-Regulierung dar (Liston 1993: 26). Grundgedanke ist die Festlegung eines Maximalpreises („Cap“ oder „Ceiling“), unterhalb dessen für das regulierte Unternehmen Flexibilität im Hinblick auf die tatsächliche Preissetzung besteht (Biglaiser/Riordan 2000: 755, Clemenz 1991: 391), anstatt der Bestimmung eines konkreten Preises bei der Rate-of-Return-Regulierung (vgl. Kapitel 3.5.2).

Ein wesentlicher Unterschied der Preisobergrenzen-Regulierung ist zudem, dass die Preise nicht „eingefroren“ bleiben, sondern anhand eines Verbraucherpreisindex¹² (VPI bzw. Retail- oder Consumer-Price-Index, RPI/CPI¹³) sowie eines gegenläufigen Effizienzsteigerungsfaktors (auch Produktivitätsfortschrittsrate oder X-Faktor) fortgeschrieben werden (Bös 2001: 17). Dabei ist die Price-Cap-Regulierung nicht mit sogenannten Preisgleitklauseln zu verwechseln, weil derartige Anpassungsmechanismen reale Preissenkungen sowie deren Weitergabe an Konsumenten nicht vorsehen (Riechmann 1995: 157). Die Price-Cap-Regulierung wird aufgrund der zwei wesentlichen Parameter oft als RPI-X-Regulierung (Borrmann/Finsinger 1999: 415) oder CPI-X-Mechanismus (Joskow 1991: 74) bezeichnet. Die regulierte Preisobergrenze $[\bar{p}]$ leitet sich auf Grundlage des Verbraucherpreisindex $[VPI]$ und der Produktivitätsfortschrittsrate $[X]$ wie folgt ab (Liston 1993: 26–27):

$$[5] \quad \bar{p}_t = (VPI_{t-1} - X) \cdot p_{t-1} \text{ wobei } \bar{p}_t \geq p_t$$

¹² In der Regel in Form eines Laspeyres-Index (Bös 1994: 279).

¹³ Die unterschiedliche Nomenklatur resultiert aus der abweichenden Bezeichnung des Verbraucherpreisindex in den USA (Consumer Price Index, CPI) und UK (Retail Price Index, RPI) (Crew/Kleindorfer 1996: 214).

Anders formuliert heißt dies, dass die Veränderungsrate der Preise (im Sinne der Veränderung des Laspeyres-Preisindex)¹⁴, nicht den Nettowert aus Indexierung und Effizienzsteigerungsaufgabe überschreiten darf (Kunz 2003: 55–56, Bradley/Price 1988: 101):

$$[6] \quad \frac{p_i^1 \cdot x_i^0}{p_i^0 \cdot x_i^0} \leq VPI - X \text{ für das erste Jahr, danach } \frac{p_i^t \cdot x_i^{t-1}}{p_i^{t-1} \cdot x_i^{t-1}} \leq VPI - X$$

Auf Grundlage der Formel [5] kann der Preispfad im Voraus für einen verbindlichen Zeitraum von meist drei bis fünf Jahren projiziert werden (Riechmann 1995: 157). Das Preisausgangsniveau der RPI-X-Formel basiert in der Reinform der Price-Cap-Regulierungen auf den aktuellen Preisen des Unternehmens (Burns et al. 2005: 100, Kraus 2005: 205).¹⁵ Der zeitliche Abstand zwischen den einzelnen Revisionen für eine mögliche Rekalibrierung des Preisausgangsniveaus wird als „Regulatory Lag“ bezeichnet (Bös 1994: 276). Durch die Möglichkeit einer auf weitere Sicht zukunftsgerichteten Preisbestimmung wird die Price-Cap-Regulierung dem Anspruch einer Ex-ante-Regulierung gerecht (Brunekreeft 2000: 24, Kunz 2003: 54).

Die in Kapitel 3.5.2 beschriebene Rate-of-Return-Regulierung sieht noch eine fortwährende (jährliche) Kostenprüfung durch die Regulierungsbehörden vor. Durch die Preisobergrenzenprojektion auf Basis der Formel [5] kann im Rahmen der Price-Cap-Regulierung hingegen in Abhängigkeit vom gewählten Regulatory Lag der administrative Aufwand deutlich reduziert werden (Liston 1993: 29). Zudem ermöglicht die ausschließliche Deckelung der Preise bzw. Preisverläufe dem regulierten Unternehmen, eine Übererfüllung der Effizienzaufgaben (X-Faktor) innerhalb des definierten Zeitraums als Gewinn zu verbuchen (Burns et al. 2005: 100). Dies hat im Umkehrschluss natürlich zur Konsequenz, dass ein Nichterreichen der auferlegten Effizienzsteigerungsraten den Gewinn des Unternehmens schmälert (Kraus 2005: 207). Allerdings birgt der Umstand unterschätzter bzw. übererfüllter Effizienzaufgaben aus wohlfahrtstheoretischer Sicht den Nachteil, dass bei zu langen Abständen zwischen den Revisionen eine Ausbeutung der Konsumenten gestattet wird, da Effizienzsteigerungen (Kostensenkungen) nicht an sie weitergegeben werden. Ist der

¹⁴ Vgl. Fußnote 12.

¹⁵ Das Ausgangsniveau kann auch anhand anderer Regulierungskonzepte bestimmt werden (z. B. mittels kostenbasierter Verfahren oder anhand von Vergleichsprodukten; Riechmann 1995: 161). Derartige Mischformen sind in der Praxis durchaus vorzufinden (vgl. Kapitel 4.3.2.4).

Regulatory Lag hingegen zu kurz, bestehen kaum Anreize für Effizienz erhöhende Investitionen (Bös 1994: 276).¹⁶

Die größeren Abstände der Kostenrevisionen (Guthrie 2006: 931) und der dadurch reduzierte administrative Aufwand lösen bei der Preisobergrenzenregulierung nicht das grundsätzliche Problem der Informationsasymmetrien (Helm 1994: 21, Kraus 2005: 208). Bei besonders hoher Unsicherheit über die Kosten- und Nachfragefunktion aufseiten des Regulierers empfiehlt sich möglicherweise trotz der benannten Nachteile sogar ein kostenbasierter Ansatz oder eine überaus großzügige Preisobergrenzenregulierung, um zu verhindern, dass die Deckung der tatsächlichen Kosten gefährdet ist (Bös 2001: 18, Liston 1993: 29).

Darüber hinaus besteht weiterhin grundsätzlich die Gefahr, dass zur Maximierung der Zwischengewinne die Betriebsführungsaufwendungen auf Kosten der Qualität herabgesetzt werden (Haslinger 2006: 115, Kunz 2003: 66) und zudem weniger als notwendig in den Erhalt und Ausbau der Infrastruktur investiert wird (Brunekreeff/Tweleemann 2004: 167). Insofern dreht sich die Kritik der Rate-of-Return-Regulierung („Gold-Plating“) im Fall der Preisobergrenzenbestimmung in Richtung des anderen Extrems: Nun gilt es nicht mehr zu erkennen und bestimmen, was „zu viel des Guten“ ist, sondern genaue Mindestanforderungen einer Qualitätsregulierung zu definieren (Bös 2001: 19–21, Christmann 2003: 20, Cowan 2006: 251, Schulze 2006: 77).¹⁷ Dem gegenüber steht wiederum der Vorteil, dass durch die Entkopplung von Kosten (RAB) und Erlösen (Braeutigam/Panzar 1993: 193) der Averch-Johnson-Effekt nicht oder zumindest nicht unmittelbar greift (Beesley/Littlechild 1989: 456, Liston 1993: 29).

Während die Höhe des Verbraucherpreisindex als wohldefinierte Größe der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung durch die zuständigen statistischen Ämter verhältnis-

¹⁶ Basiert das Preisausgangsniveau der Obergrenzenregulierung nicht auf empirisch beobachteten Werten, sondern auf speziellen Kostenprüfungen, kann ein opportunistisches Verhalten von Unternehmen auch so weit führen, dass sich die gesamte Kosten- und Investitionspolitik nach den Regulatory Lags bzw. den genauen Revisionszeitpunkten richtet. So könnten jegliche operativen und investiven Aufwendungen gezielt auf den Zeitpunkt der Kostenprüfung gelegt werden, um so eine höhere Preisausgangsbasis zu erreichen (Bös 1994: 276).

¹⁷ Vor allem stellt sich im Rahmen einer Qualitätsregulierung das Problem, dass Qualität multidimensional ist und subjektiv unterschiedlich erfasst wird. Insofern ist eine schlichte Verformelung kaum möglich und die letztendliche Qualitätsüberwachung schwierig (Schnitker 2009: 134).

mäßig einfach abgeleitet werden kann (in Deutschland z. B. über das Statistische Bundesamt),¹⁸ besteht im Hinblick auf die regulierungsseitige Festlegung des X-Faktors im Grunde vollkommene Willkür (Kraus 2005: 207). Letzten Endes leitet sich die Höhe der auferlegten Produktivitätsfortschrittsrate aus den angenommenen Kostensenkungspotenzialen des regulierten Unternehmens bzw. Sektors ab (Burns et al. 2005: 100), daher bedarf es umfangreicher Einsichten und entsprechendem Verständnis der Kostenstrukturen aufseiten der festlegenden Behörde (Kraus 2005: 207). Es ist darauf zu achten, dass die relevanten Daten unternehmensunabhängig erhoben werden, um so eine weitestgehend objektiv zu rechtfertigende Auflage zur Produktivitätssteigerung abzuleiten (Klaus 2009: 487).

Die Höhe des X-Faktors sollte sich in Abhängigkeit vom technologischen Fortschritt bestimmen, d. h., in Sektoren mit schnelleren Entwicklungssprüngen muss dieser höher als in weniger innovativen Bereichen sein (Bös 2001: 17). Neben der erstmaligen Festlegung der Produktivitätsfortschrittsrate ist zusätzlich zur Festlegung des allgemeinen Regulatory Lag die Frage zu beantworten, welche Revisionsintervalle hinsichtlich des X-Faktors vorgesehen sind (Liston 1993: 30). Bei der Wahl der Höhe und sonstiger Modalitäten des X-Faktors darf nicht außer Acht gelassen werden, dass dieser nicht nur für die exogene Effizienzaufgabe steht, sondern auch die Gewinnaufteilung zwischen Unternehmen und Konsumenten determiniert und somit eine Schlüsselstellung über Erfolg und Misserfolg des Regulierungskonzepts einnimmt (Lorentzen 2000: 175).

In Bezug auf die Beurteilung der benannten Analyse Kriterien steht bei der Preisobergrenzen-Regulierung sicherlich die Anreizsetzung einer effizienten Ressourcennutzung im Vordergrund. Die inhärente Anreizwirkung resultiert im Wesentlichen aus den größeren diskretionären Spielräumen, die ein Unternehmen bei der Preissetzung bzw. bei der Realisierung von Zwischengewinnen hat. Der Kostensenkungsanreiz wird allerdings ein Stück weit eingeschränkt, da eine (reduzierte) Kostenbasis nachteilig für die Neubestimmung der Regulierungsparameter innerhalb der nächsten Revision zur Bestimmung des Obergrenzenausgangsniveaus sein kann (Burns et al. 2005: 100). Dennoch existieren empirische Studien, die belegen, dass in den analysierten Fällen die Tarife einer Price-Cap-Regulierung unter denen der Rate-of-Return-Regulierung liegen (Mathios/Rogers 1989: 437–453).

¹⁸ Der Vollständigkeit halber muss jedoch an dieser Stelle eingeräumt werden, dass selbst die Festsetzung einer geeigneten Teuerungsrate bezüglich des zugrunde gelegten Warenkorbs durchaus diskutabel ist (Braeutigam/Panzar 1993: 193, Liston 1993: 30).

Die im Gegensatz zur Rate-of-Return-Regulierung nicht erforderliche Offenlegung der Renditen (Liston 1993: 29) bringt dafür den Nachteil mit sich, dass das allgemeine Transparenzkriterium weniger stark ausgeprägt ist und als Konsequenz daraus der Regulierer die Gesamtkostendeckung nicht lückenlos nachvollziehen bzw. gewährleisten kann. Darüber hinaus bewirkt die Entkopplung der Erlösmöglichkeiten von der RAB im Vergleich zur Rate-of-Return-Regulierung geringere Investitionsanreize. Inwiefern derartige Anreize – insbesondere in Bezug auf Effizienz steigernde und kostensenkende Investitionen (Braeutigam/Panzar 1993: 193) – dennoch ausreichend im Rahmen der Price-Cap-Regulierung gegeben sind, hängt stark von der Höhe der auferlegten Produktivitätsfortschrittsraten und der Länge der Regulatory Lags ab.

Was die Kriterien der Praktikabilität und marktorganisatorischen Kompatibilität betrifft, lässt sich die Price-Cap-Regulierung als durchaus vorteilhaft einstufen, da die Preisfortschreibungsmechanismen eine permanente Kostenprüfung zeitweilig erübrigen. Doch auch wenn es im Vergleich zur Rate-of-Return-Regulierung bei der Price-Cap-Regulierung zu einer Reduktion der administrativen Revisionskosten kommt (Netz 2000: 417), sind die Aufwendungen im Hinblick auf eine adäquate Ableitung des X-Faktors durch die Regulierungsbehörde nicht zu unterschätzen (Burns et al. 2005: 100).

Ein kritisches Merkmal der Price-Cap-Regulierung ist nicht zuletzt, dass durch die Fokussierung auf Preise (und nicht Gesamtkosten oder -umsätze) die Unternehmen zudem animiert werden, die Ausbringungsmenge anzuheben, da bei steigenden Umsätzen und damit einhergehenden Kostendegressionseffekten (Riechmann 1995: 163) die Gewinne erhöht werden können (Angenendt/Franz 2005: 21, Kraus 2005: 207). Dieser Tatsache ist bei entsprechender Nachfrage aus rein ökonomischer Sicht nichts Negatives abzugewinnen, zumal es sich in diesen Fällen für die Betreiber lohnt, die Netze weiter auszubauen und möglichst viele Kunden bzw. Einspeiser an das eigene Netz anzuschließen (Säcker 2008: 15–16). Allerdings wirkt sich im Fall der Price-Cap-Regulierung eine möglicherweise auf Absatzseite (umwelt-)politisch gewünschte Mengenreduktion nachteilig auf die Gesamterlöse des regulierten Unternehmens aus (Kraus 2005: 209).

3.5.3.2 Erlösobergrenzen-Regulierung

Die Erlösobergrenzen-Regulierung (oder Revenue-Cap-Regulierung) kann als Modifikation der Preisobergrenzen-Regulierung verstanden werden (Haslinger 2006: 115, Kraus 2005: 209). Anstatt der einzelnen Preise bzw. Tarife wird der Gesamterlös [R]

des Unternehmens reguliert, indem analog zur Price-Cap-Regulierung gemäß Formel [5] eine RPI-X-Indexierung angewendet wird:

$$[7] \quad \bar{R}_t = (VPI_{t-1} - X) \cdot R_{t-1}, \text{ wobei } \bar{R}_t \geq R_t = \sum_{i=1}^n p_i^t \cdot x_i^t \text{ für } i = 1, 2, \dots, n \text{ Produkte}$$

Durch die Festschreibung der Gesamterlöse bzw. ganzer „Erlöspfade“ innerhalb der Revisionszyklen (Franz/Schäffner/Trage 2005b: 38) wird dem Charakteristikum der Price-Cap-Regulierung, dass Unternehmen aufgrund von Absatzschwankungen ihre fixen Kosten ggf. nicht decken können (Helm 1994: 25), entgegengewirkt, da nicht nur die Stück-, sondern auch die Gesamterlöse gesichert werden (Kraus 2005: 209).

Auf Grundlage der geschätzten Durchleitungsvolumina werden die Preise nur als implizite Größe aus Umstellung der Erlösformel aus [7] ermittelt. Die eigentliche Preissetzung steht im Gegensatz zur Price-Cap-Regulierung außerhalb des Regulierungsfokus. Zur Einhaltung der regulierten Erlösobergrenze müssen die Netzentgelte bei Absatzschwankungen umgekehrt proportional zur Mengenentwicklung festgelegt werden (Angenendt/Franz 2005: 21).

Weite Teile des Argumentariums der Price-Cap-Regulierung gelten ebenso für die Revenue-Cap-Regulierung (Diekmann/Leprich/Ziesing 2007: 92). Neben der Flexibilität im Hinblick auf die endgültige Preissetzung hängen die Erlöse nicht von der abgesetzten Menge ab (Diekmann/Leprich/Ziesing 2007: 92). Bei reduzierten Mengen würden die Preise schlicht unter Maßgabe der Zielerlöse angepasst. Somit wäre das Interesse an der Erbringung von Transportleistungen begrenzt, was sich negativ auf die Versorgungsqualität auswirken kann (Säcker 2008: 15). Im Extremfall könnten bei reduzierten Absatzmengen Preise erreicht werden, die das Monopolpreisniveau sogar überschreiten (Crew/Kleindorfer 1996: 215).

Der Fall reduzierter Ausbringungsmengen mag aufgrund der recht inelastischen Nachfrage zwar eher theoretischer Natur sein, stellt in Bezug auf das ursprüngliche Regulierungsziel allerdings eine wohlfahrtstheoretische Verfehlung dar (Filippini/Wild/Luchsinger 2001: 8, Kraus 2005: 209). Da dieser Effekt freilich im Kontrast zur eigentlich verfolgten Second-Best-Optimierung unterhalb der Monopolpreissituation stünde (Guthrie 2006: 391, vgl. Kapitel 3.2.2), beruht das Revenue-Cap-Konzept auf der Annahme einer preisunelastischen Nachfrage und minimalen oder gar inexistenten Grenzkosten (Cowan 2006: 257).

Unabhängig von ggf. selbst verantworteten Mengenanpassungen können sich für die Netzbetreiber Änderungen hinsichtlich des Versorgungsumfangs ergeben. Mit Versorgungsumfang sind dabei weniger die abgesetzten Mengeneinheiten, als vielmehr

die Kundenanzahl und der Versorgungsradius gemeint. Während die Preisobergrenzen-Regulierung im Hinblick auf die Gesamterlöse aufgrund ihrer Preis-Mengen-Wirksamkeit sowohl eine reduzierte Versorgungsbasis berücksichtigt als auch den Ausbau des Versorgungsnetzes kompensiert, würde eine rein auf den RPI-X-Mechanismus abstellende Erlösobergrenzen-Regulierung (fixe Revenue-Cap) solche Effekte unberücksichtigt lassen. Variable Erlösobergrenzen-Modelle führen daher einen weiteren Parameter in die Berechnungsarithmetik ein, um positive wie negative Veränderungen im Versorgungsumfang $[v]$ adäquat abzubilden (Crew/Kleindorfer 1996: 214, Kraus 2005: 209) und somit unsinnige Preisverläufe auszugleichen (Guthrie 2006: 932):

$$[8] \quad \bar{R}_t = (VPI_{t-1} - X) \cdot R_{t-1} \cdot \frac{v_t}{v_{t-1}}$$

Variable Erlösobergrenzenmodelle haben sich insbesondere in den Bereichen durchgesetzt, in denen die Kosten im Wesentlichen vom Versorgungsumfang (Anzahl angeschlossener Konsumenten) und weniger vom tatsächlichen Verbrauch abhängen (Kraus 2005: 209).

Zwecks konkreter Preisfindung muss der Netzbetreiber seine zukünftigen Durchleitungsvolumina also zunächst schätzen. Darauf aufbauend werden die Preise so gesetzt – und ggf. laufend adjustiert –, dass die Erlösobergrenze eingehalten wird (Franz/Schäffner/Trage 2005b: 38). Die tatsächliche Einhaltung der Regulierungsaufgabe kann jedoch erst nach Ablauf der jeweiligen Periode (*ex post*) festgestellt werden. Durch Fehlschätzungen der Mengen können sich dabei durchaus signifikante Abweichungen zur angestrebten Erlössituation ergeben. Der Differenzerlös kann dann *ex post* als „Konsumentendividende“ ausgeschüttet bzw. als Nachforderung geltend gemacht (Guthrie 2006: 932) oder aber mittels eines „virtuellen Kontos“ und einem entsprechenden Saldenausgleichsfaktor $[\zeta]$ in der Erlösformel zukünftig berücksichtigt werden (Franz/Schäffner/Trage 2005b: 39):

$$[9] \quad \bar{R}_t = (VPI_{t-1} - X) \cdot R_{t-1} \cdot \frac{v_t}{v_{t-1}} \pm \zeta$$

Zur Kontrolle der Einhaltung der Erlösbeschränkung bedarf die Regulierungsbehörde also keinerlei Informationen über einzelne Tarife und Produkte. Dies birgt zwar den Vorteil eines weiter reduzierten administrativen Aufwands (Praktikabilität), der allerdings durch einen zusätzlichen Verlust an Transparenz bezahlt wird (Franz/Schäffner/Trage 2005b: 38/40). Darüber hinaus ist nicht auszuschließen, dass aufgrund von Fehlschätzungen der Durchleitungsmengen im Nachhinein erforderlich

werdende Korrekturmaßnahmen den *ex ante* reduzierten Regulierungsaufwand *ex post* aufwiegen (Franz/Schäffner/Trage 2005b: 40). Vor allem müssen diese nachträglichen Korrekturmaßnahmen nicht nur dem Sinne des Regulierers entsprechen, sondern können für das regulierte Unternehmen zwecks Kostendeckung von existenzieller Bedeutung sein.

Die grundsätzliche Anreizwirkung der Erlösobergrenzenregulierung gleicht dem Price-Cap-Mechanismus. Dadurch dass die Unternehmen die Differenzbeträge aus tatsächlichen Kosten und genehmigter Erlösobergrenze innerhalb der Revisionsintervalle einbehalten dürfen, besteht großes Interesse, die Kosten auf ein Minimum zu reduzieren. Kritische Stimmen bemängeln, dass die grundsätzlich mengenunabhängige Erlösbestimmung ein „Disincentive“ darstellt und aus volkswirtschaftlicher Sicht höchst bedenklich erscheint (Crew/Kleindorfer 1996: 215).¹⁹ Ungeachtet dessen wirken sich weitgehend gesicherte Erlösmöglichkeiten tendenziell positiv auf die Investitionsbereitschaft der Unternehmen aus, da mit konstanten Zahlungsströmen gerechnet werden kann. Inwieweit ein derartiger Anreiz für Infrastrukturinvestitionen tatsächlich gesetzt wird, hängt – wie auch bei der Preisregulierung – von der Höhe der auferlegten Effizienzsteigerungsraten ab (vgl. Kapitel 3.5.3.1).

Ungeachtet der genannten möglichen Kritikpunkte bildet die Erlösobergrenzen-Regulierung in verschiedenen europäischen Staaten die Grundlage für eine Anreizregulierung (Cambini/Rondi 2009: 5).

3.5.3.3 Yardstick-Regulierung

Ein wesentliches Problem der letztgenannten Regulierungsformen besteht darin, dass die Regulierungsbehörde über längere Zeit im Vorhinein absehen muss, in welchem Umfang Kosten gesenkt werden können (müssen). Dies geht zum einen mit umfangreichen Informationserfordernissen einher, zum anderen birgt es die Gefahr, dass Fehleinschätzungen, z. B. in Bezug auf die auferlegten Effizienzsteigerungsraten, die Netzbetreiber zwingen, erforderliche Investitionen zurückzuhalten (Kühn 2006: 149). Darüber hinaus stellt sich die Frage nach einem Regulierungsmodell, das von individuellen Kostenstrukturen des Unternehmens abstrahiert, um gezielte Desinformationen seitens des Unternehmens bei der Kostenfeststellung zu verhindern (Shleifer 1985: 319).

¹⁹ „Revenue caps are an artifact of monopoly, destroy the engine of sales that drives competition, do not promote efficiency, and should be abolished in electric utility regulation.“ (Crew/Kleindorfer 1996: 215).

Ausgehend von diesen Kritikpunkten wurde insbesondere von Shleifer (Shleifer 1985) die sogenannte Yardstick-Regulierung entwickelt (Filippini/Wild/Luchsinger 2001: 9, Kraus 2005: 210). Die Yardstick-Regulierung²⁰ (auch Yardstick-Competition, Burns et al. 2005: 99, oder Relative Performance Evaluation, Laffont/Tirole 1993: 54) ist ein Vergleichsverfahren, bei dem Unternehmen auf Basis der Informationen der verbleibenden Sektorunternehmen reguliert werden (Lundborg/Ruhle/Schulze zur Wiesche 2005: 116). Der jeweilig regulierte Erlös leitet sich also aus den Kostenangaben der anderen Unternehmen im Markt ab. Dabei kann als „Yardstick“ (Benchmark) ebenso ein hypothetisches bzw. repräsentatives Unternehmen („Schattenfirma“, Kühn 2006: 151) als Effizienzmaßstab herangezogen werden (Luís-Manso/Felisberto 2006: 15, Vogelsang 2002: 9).

Die Informationen, die ein Unternehmen selbst offenlegt, werden wiederum nur zur Regulierung der sonstigen Unternehmen verwendet (Burns et al. 2005: 101, Kraus 2005: 210). Auf diese Weise sollen die regulierten Unternehmen aus dem Dilemma befreit werden, das sich zwischen individuellem Gewinnstreben und wahrheitsgemäßem Reporting in Form opportunistischer Kostenangaben gegenüber der Regulierungsbehörde ergibt (Bös 2001: 8–9, Laffont/Tirole 1993: 84). Ziel ist es, dass somit das „Informationsmonopol“ der Unternehmen aufgehoben (Helm/Yarrow 1988: 18) und durch eine künstliche Form von Wettbewerb ein Marktergebnis nachgebildet werden kann (Filippini/Wild/Luchsinger 2001: 9, Canoy/Hindriks/Vollaard 2000: 20).

Die durchschnittsbasierte Industriebenchmark (im Sinne einer „Schattenfirma“ [j]) für das zu regulierende Unternehmen [i], unter Vernachlässigung der Kosten des Unternehmens [C_i] lässt sich formell wie folgt darstellen (Lehman/Weisman 1996: 137, Shleifer 1985: 322):

$$[10] \quad \bar{c}_{-i} = \frac{1}{n-1} \sum_{j=1, i \neq j}^n c_j$$

Damit bezeichnet \bar{c}_{-i} die durchschnittlichen Benchmarkkosten des Sektors, die das Unternehmen in Form der regulierten Erlösobergrenze zur Deckung der eigenen Kosten zur Verfügung hat. Die Zielfunktion des Unternehmens im Hinblick auf die Maximierung des Gewinns [π] lautet dann (Lehman/Weisman 1996: 137):

²⁰ Bis in die 1970er-Jahre wurde das Yardstick-Benchmarking insbesondere als Verfahren zum Vergleich privater und staatlicher Unternehmen gesehen (Canoy/Hindriks/Vollaard 2000: 16). Aufgrund struktureller und institutioneller Unterschiede (Schmalensee 1979: 85–99) ist von einem derartigen Vergleich jedoch abzusehen (Shleifer 1985: 319).

$$[11] \quad \max_e \pi = R(p) - C(ef) + \bar{c}_{-i} - ef$$

Wobei R für die Erlöse des Unternehmens steht, $C(ef)$ für die tatsächlichen Kosten, ef für die Effizienzsteigerungsaufwendungen, \bar{c}_{-i} ergibt sich aus Formel [10]. Entsprechend setzt das regulierte Unternehmen die Grenzkosten der Effizienzsteigerung gleich dem Grenznutzen durch selbige, da

$$[12] \quad -C'(ef) = 1$$

– und erhält somit den „perfekten Anreiz“ (Lehman/Weisman 1996: 137–1381), in kostensenkende Investitionen zu investieren.

Notwendige Voraussetzungen für eine Yardstick-Regulierung sind eine unbedingte Regulierungskonsequenz, eine gesicherte Kollusionsfreiheit sowie die Gewährleistung der Vergleichbarkeit (Kühn 2006: 157, Lundborg/Ruhle/Schulze zur Wiesche 2005: 116–117).

Da die Yardstick-Regulierung in ihrer extremsten Form keinerlei Unternehmensspezifika mehr berücksichtigt (Diekmann/Leprich/Ziesing 2007: 92, Petrov/Keller/Speckamp 2005: 548), werden besonders ineffiziente Unternehmen u. U. mit drastischen wirtschaftlichen Auswirkungen konfrontiert (Burns et al. 2005: 101). In diesen Fällen ist es nötig, dass auf Regulierungsseite in letzter Konsequenz der Grundsatz aufrechterhalten wird, dass nicht die tatsächlichen (individuellen) Kosten berücksichtigt werden, sondern die extern ermittelten Sollkosten maßgeblich sind (Kühn 2006: 152). Gibt der Regulierer unternehmensindividuellen Umständen nach, wird die grundlegende Wirkweise der Yardstick-Competition untergraben und die verbleibenden Marktteilnehmer benachteiligt (Lundborg/Ruhle/Schulze zur Wiesche 2005: 117–118).

Neben der erforderlichen Regulierungskonsequenz stellt die mögliche Kollusion, im Sinne einer geheimen Absprache der Vergleichsunternehmen, einen kritischen Faktor der Yardstick-Regulierung dar. Diese Gefahr ist besonders in Sektoren mit einer geringen Anzahl von Marktteilnehmern, bei vertikaler Integration der Unternehmen sowie durch personelle, aber auch historische Verflechtungen gegeben (Kraus 2005: 210, Lundborg/Ruhle/Schulze zur Wiesche 2005: 118). Bei einer ausreichend großen Anzahl von Marktteilnehmern hingegen ist der Abstimmungsaufwand untereinander zu hoch und Preis- oder im eigentlichen Sinne Kostenabsprachen eher unwahrscheinlich (Shleifer 1985: 327).

Das Modell von Shleifer unterstellt in der dargestellten Form identische Vergleichsunternehmen (Shleifer 1985: 320–323, sogenannte „Peergroup“).²¹ Insofern bedarf es für die praktische Anwendung – analog zur Erlösbergrenzen-Regulierung – der Einführung eines Parameters zur Berücksichtigung exogener Faktoren, wie z. B. Kundendichte, Kundenstruktur, Netzgröße, Topologie oder gesetzliche Auflagen (Filippini/Wild/Luchsinger 2001: 10, Lundborg/Ruhle/Schulze zur Wiesche 2005: 118, Shleifer 1985: 324).²² Wesentliche Voraussetzung für ein Yardstick-Regime ist daher nicht nur eine ausreichende Anzahl von Benchmarkunternehmen, sondern insbesondere auch deren Vergleichbarkeit.²³ So stellt die wohl größte Herausforderung der Yardstick-Regulierung die Identifikation der Vergleichsunternehmen sowie der relevanten Kostentreiber und die methodische Aufbereitung der erhobenen Daten dar (Kunz 2003: 70–71, Lundborg/Ruhle/Schulze zur Wiesche 2005: 118). Die Erreichung eines Wohlfahrtsoptimums kann nur gewährleistet werden, wenn die Heterogenität der Unternehmen adäquate Berücksichtigung findet (Shleifer 1985: 320).

In ihrer Wirkweise kann die Yardstick-Regulierung zum einen als eigenständiges Regulierungskonzept, zum anderen aber auch als Bestandteil eines anderen Regimes Anwendung finden. Insofern ergeben sich die folgenden Erscheinungsformen (Filippini/Wild/Luchsinger 2001: 9, Lundborg/Ruhle/Schulze zur Wiesche 2005: 116–117):

- Yardstick-Competition als „Stand-alone“-Methode zur Festlegung von Entgelten
- Yardstick-Competition innerhalb von Price- oder Revenue-Cap-Regimen zur Ermittlung des Entgeltausgangsniveaus
- Yardstick-Competition innerhalb von Price- oder Revenue-Cap-Regimen zur Festlegung des Produktivitätssteigerungsfaktors
- Yardstick-Competition als Mittel zur Konsistenzprüfung anderer Methodiken

²¹ Shleifer bezieht in seinem Basismodell zudem Transferzahlungen (Subventionen) als eine Art Kostendeckungsgarantie an das regulierte Unternehmen mit ein (Kühn 2006: 150, Shleifer 1985: 320), die hier annahmegemäß nicht Gegenstand der Betrachtungen sind (vgl. Einführung in das Kapitel 3.5).

²² Bei nicht-homogenen Nachfrage- und Kostenfunktionen schlägt Shleifer ein Regressionsmodell unter Einbeziehung sämtlicher Grenzkosten sowie der bestimmenden exogenen Faktoren vor (Shleifer 1985: 324–325). In diesem Fall stellt sich eine First-Best-Lösung jedoch nur ein, wenn die Regressionsanalyse die Varianz der Kosten vollständig, d. h. zu 100 Prozent, erklärt (Bös 2001: 9).

²³ Dieses Problem stellt sich insbesondere bei Übertragungsnetzbetreibern im internationalen Vergleich durch deren funktionale und physikalische Unterschiede (Kraus 2005: 210).

In sämtlichen Erscheinungsformen stellt sich die Yardstick-Regulierung freilich dem Anspruch der Gesamtkostendeckung. Grundsätzlich obliegt der Yardstick-Regulierung diesbezüglich der Vorteil, dass sie auf Ist-Kosten basiert, die auf dem entsprechenden Markt tatsächlich zu beobachten sind oder zumindest waren (Lundborg/Ruhle/Schulze zur Wiesche 2005: 120). Der Fremdvergleich kann für das einzelne Unternehmen natürlich bedeuten, dass die genehmigten Erlöse vor dem individuellen Kostenhintergrund nicht ausreichend hoch sind (Bös 2001: 9, Burns et al. 2005: 101). Dieses Risiko wird zwar derart vergütet, dass durch überdurchschnittliche Effizienz überdurchschnittliche Renditen zu erwirtschaften sind (Canoy/Hindriks/Vollaard 2000: 15), die letztendliche Gesamtkostendeckung kann damit aber nicht abschließend garantiert werden. Wesentlich ist in diesem Zusammenhang die Auswahl geeigneter Vergleichsunternehmen. Insbesondere in der Implementierungsphase fällt es grundsätzlich schwer, geeignete Vergleichsgrößen festzulegen. Nach erfolgter Etablierung des Regimes stellt sich die Gestaltung und Umsetzung der Yardstick-Regulierung im weiteren Verlauf einfacher dar (Burns et al. 2005: 101).

Durch die nicht rein kostenbasierte Erlösfestsetzung ergeben sich hinsichtlich der Anreizsetzung zur effizienten Ressourcennutzung mit den Cap-Konzepten vergleichbare Anreize (Kühn 2006: 167). Überdurchschnittlich effiziente Unternehmen können im Rahmen der Yardstick-Regulierung überdurchschnittliche Renditen erwirtschaften. Denn anders als bei rein kostenbasierten Regulierungsregimen werden Kostensenkungen nicht direkt an die Kunden weitergegeben (Lundborg/Ruhle/Schulze zur Wiesche 2005: 119). Gleichermaßen gilt dies für die Anreizsetzung im Hinblick auf Effizienz steigernde Investitionen (Dalen 1998: 122–123, Kühn 2006: 157–159). Wie auch bei den Cap-Mechanismen stellt sich insbesondere nicht das Problem des Averch-Johnson-Effekts (Kraus 2005: 210). Allerdings besteht ebenfalls in Analogie zu den Preis- und Erlösobergrenzenmodellen durch die Entkopplung der Erlöse von den Kosten natürlich die Gefahr einer kostenbedingten Qualitätsreduktion (Canoy/Hindriks/Vollaard 2000: 11).

Aus Praktikabilitätsgesichtspunkten sprechen für die Yardstick-Regulierung ganz klar die grundsätzlich geringeren Informationserfordernisse (Kraus 2005: 210), da der Bedarf an unternehmensinternen Kostenunterlagen deutlich niedriger ist (Lundborg/Ruhle/Schulze zur Wiesche 2005: 119), prinzipiell sind bereits die ohnehin aufbereiteten buchhalterische Daten ausreichend (Shleifer 1985: 320). Neben dem erforderlichen Informationsumfang spricht besonders die gesteigerte Bereitschaft zur Offenlegung der jeweiligen Unternehmensdaten für das Yardstick-Regime, denn diese werden nicht zuungunsten des Unternehmens verwendet. Diesen Vorteilen steht eine für die Vergleichsrechnungen erforderliche umfassende Datenerhebung gegenüber,

die einschlägiges Know-how sowie ausreichende Personalressourcen bei den Regulierungsbehörden voraussetzt (Lundborg/Ruhle/Schulze zur Wiesche 2005: 118).

Vergleichbar mit den Cap-Mechanismen ist ebenso der Grad an Transparenz (vgl. Kapitel 3.5.3.1 und 3.5.3.2). Im Fall der Yardstick-Regulierung ergibt sich die Rendite der Unternehmen als Differenzbetrag aus den genehmigten Benchmark-Erlösen und der tatsächlichen individuellen Kostensituation. Eine explizite Rendite für das Unternehmen ist für Dritte auf Grundlage des Regulierungskonzepts nicht ablesbar. Durch die höhere Bereitschaft zur Informationsoffenlegung seitens der Unternehmen sowie die umfangreichen Erhebungen und Aufbereitungen der Vergleichskennziffern durch den Regulierer entsteht mittels des Yardstick-Ansatzes dafür ein umfassender und transparenter Informationspool.

Sieht man von den benannten möglichen Implementierungsproblemen sowie damit verbundenen Anlaufkosten ab (Burns et al. 2005: 101), stellt sich die Yardstick-Regulierung im Hinblick auf die marktorganisatorische Kompatibilität als durchaus positiv dar, denn sie ist letzten Endes „weniger komplex, über die Zeit dynamischer (z. B. bei Technologiewandel) und die Ableitung der Kosten [ist] einfacher sowie die Rechenschritte kürzer“ (Lundborg/Ruhle/Schulze zur Wiesche 2005: 120).

3.5.4 Sonstige Regulierungskonzepte

Über die vorgenannten Konzepte hinaus sind in der Literatur noch verschiedene andere Regulierungskonzepte zu finden (z. B. Kraus 2005: 210–213). Immer wieder genannt werden der Vogelsang-Finsinger-Regulierungsansatz sowie die Sliding-Scale- bzw. Profit-Sharing-Mechanismen. Da diese Regulierungsformen kein neuartiges Grundkonzept darstellen, sondern vielmehr Modifikationen, Weiterentwicklungen oder Mischformen der bereits beschriebenen Mechanismen sind („hybride Ansätze“, Franz/Schäffner/Trage 2005b: 46), wird im Grundlagenkapitel nur in gebotener Kürze darauf eingegangen.

Die Vogelsang-Finsinger-Regulierung²⁴ ähnelt konzeptionell der Price-Cap-Regulierung (Klaus 2009: 482, Netz 2000: 417), zeichnet sich allerdings durch eine mehrperiodische („dynamische“) Komponente aus (Borrmann/Finsinger 1999: 373). Gemeint ist ein iterativer Regulierungsmechanismus, der ein reguliertes Unternehmen

²⁴ Der Vogelsang-Finsinger-Mechanismus geht zurück auf Ingo Vogelsang und Jörg Finsinger (Vogelsang/Finsinger 1979: 157–171). Eine ausführliche Auseinandersetzung findet sich z. B. in Train 1994: 147–175.

sukzessive in Richtung der Ramsey-Preise drängt (Train 1994: 147). In der ersten Regulierungsperiode ist das zu regulierende Unternehmen noch frei von Auflagen, wird aber dennoch bezüglich der Preise, Ausbringungsmengen und Gesamtkosten von der Regulierungsbehörde überwacht.²⁵ In der zweiten Periode kann das Unternehmen die Preise so lange frei bestimmen, wie das Produkt aus den neuen Preisen und den Mengen der Vorperiode nicht die zuvor beobachteten Gesamtkosten überschreitet. Auf Grundlage der selbst gegebenen Preisobergrenze wird das Unternehmen die Gewinne in der zweiten und jeder darauffolgenden Periode jeweils maximieren. Für die zweite Periode wird sich aufgrund der veränderten Preise (im Vogelsang-Finsinger-Modell, also bei preiselastischer Nachfrage, Borrmann/Finsinger 1999: 375) eine veränderte Menge einstellen, die wiederum maßgeblich für die Folgeperiode ist. Der auf diese Weise entstehende iterative Prozess wiederholt sich so lange, bis die Preise den Ramsey-Preisen entsprechen (Kraus 2005: 210–211). Diese Regulierungsmechanik wirkt jedoch nur im Fall „myopischer“ (Vogelsang/Finsinger 1979: 167) Unternehmensführung wohlfahrtsmaximierend, also wenn keine bewusste Kostenerhöhung zwecks zukünftiger Preissteigerungen seitens der Unternehmen forciert wird (Cowan 1997: 76). Findet eine mit dem Averch-Johnson-Effekt vergleichbare opportunistische Ressourcenverschwendung statt, kann das schlussendliche Marktergebnis aus Wohlfahrtsgesichtspunkten sogar unterhalb des unregulierten Falls liegen (Sappington 1980: 360–372).

Sliding-Scale-Regulierungsformen sehen eine Kopplung der genehmigten Gewinne und der Ausbringungsmengen vor, wodurch die Regulierung gegenüber Schocks und unerwarteten Nachfrageentwicklungen resistenter wird (Kunz 2003: 67–68, Schnitker 2009: 134).²⁶ Die Kopplung an (bestimmte Bandbreiten von) Ausbringungsmengen oder anderen Kostenparametern bestimmt auch, wie zusätzliche Profite bzw. Risiken zwischen dem regulierten Unternehmen und den Kunden nach einem vorab festgelegten Schlüssel geteilt werden (Christmann 2003: 20, Elsenbast 2008: 398). Derartige Profit-Sharing-Mechanismen (oder Gewinnaufteilungsverfahren, Knieps 2008: 111) stellen im Grunde eine dynamische Obergrenzenregulierung dar, beziehen sich aber nicht auf Preise oder Gesamterlöse, sondern die damit verbundenen Ge-

²⁵ Es wird angenommen, dass die vom Unternehmen frei bestimmten Preise kostendeckend sind (Borrmann/Finsinger 1999: 375).

²⁶ Die Bezeichnung „Sliding-Scale-Regulierung“ wird in Teilen der Literatur jedoch auch wesentlich weiter gefasst und umschließt dann sämtliche Anreizmechanismen, bei denen, in Abgrenzung zur reinen Cost-Plus- sowie Price-Cap-Regulierung, individuelle Ineffizienzen weitgehend auf die Konsumenten umgelegt werden können (Hawdon et al. 2007: 459).

winne und Verluste (Grewe 1999: 30, Guthrie 2006: 392, Mayer/Vickers 1996: 1). Nachdem man in Großbritannien in den 1990er-Jahren die möglichen Effizienzsteigerungen im Zuge der Einführung der Preisobergrenzen-Regulierung unterschätzt hatte (Franz/Schäffner/Trage 2005b: 46), veranlasste selbst Littlechild, der Initiator der Preisobergrenzen-Regulierung (vgl. Kapitel 3.5.3.1), nur kurze Zeit nach der Einführung des Price-Cap-Regimes die Einführung eines Profit-Sharing-Mechanismus, um die allokativen Ineffizienzen zu reduzieren (Kunz 2003: 67). Denn im Vergleich zu vollkommen kostenentkoppelten Obergrenzen-Regimen werden bei Gewinnaufteilungsverfahren die Preise näher an den Kosten gehalten (Lyon 1996a: 228). Im Grunde war dies aber wieder ein Rückschritt in Richtung der Rate-of-Return-Regulierung („Sliding-Scale Rate-of-Return-Regulierung“, Braeutigam/Panzar 1993: 191), weil Gewinne bzw. Gewinnspannen (Lyon 1996a: 227) erneut in gewisser Weise reguliert wurden. Je nach Perspektive ist die Sliding-Scale-Regulierung also ein „Derivat“ (Kraus 2005: 206) der Rate-of-Return- oder Obergrenzen-Regulierung (Luís-Manso/Felisberto 2006: 7, Schnitker 2009: 133). Aus diesem Grund ist ein Charakteristikum der Gewinnaufteilungsverfahren, dass für die Unternehmen im Vergleich zur Preisobergrenzen-Regulierung die Anreize hinsichtlich einer hohen produktiven Effizienz schwinden. Zudem zergeht der Vorteil eines reduzierten administrativen Regulierungsaufwands, da etwaige Umlagen für jede Einzelperiode berechnet bzw. überwacht werden müssen (Franz/Schäffner/Trage 2005b: 46, Kunz 2003: 65–67).

Eine abschließende Aufzählung möglicher Regulierungskonzepte ist aber auch damit nicht gegeben. Eine exemplarische Auswahl sonstiger (sich teilweise überschneidender) Konzepte soll an dieser Stelle nur namentlich und mit entsprechenden Basisquellen bzw. Literaturvorschlägen vermerkt werden: Loeb-Magat-Konzept (Borrmann/Finsinger 1999: 380–381, Loeb/Magat 1979: 399–404, Train 1994: 179–182), Baron-Myerson-Mechanismus (Baron/Myerson 1982: 911–930, Borrmann/Finsinger 1999: 397–402), Sappington-Sibley- bzw. Incremental-Subsidy-Surplus-Regulierung (Borrmann/Finsinger 1999: 386–387, Sappington/Sibley 1988: 297–306, Train 1994: 182–187), Self-selecting-Regime bzw. Sibley-Mechanismus (Kraus 2005: 211, Sibley 1989: 392–404), Laffont-Tirole-Mechanismus (Borrmann/Finsinger 1999: 406–411, Laffont/Tirole 1986: 614–641), Return-On-Output-Regulierung (Klaus 2009: 476, Train 1994: 72–79), Glidepath-Verfahren (Franz/Schäffner/Trage 2005b: 48), Franchise-bidding (Kunz 2003: 70), New regulatory Economics (Kraus 2005: 212).

4 Markt und Regulierung der deutschen Energienetze

4.1 Energiewirtschaftliche Grundlagen

Die Eingrenzung der Netzindustrie auf Energie (beispielsweise in Abgrenzung zu Telekommunikations- oder Transportnetzen) legt in erster Instanz die Frage nach dem Verständnis des Begriffs „Energie“ nahe. Auch die ökonomische Literatur bezieht sich im Hinblick auf diese Begrifflichkeit teilweise auf philosophische sowie physikalische Ansätze (Erdmann/Zweifel 2008: 1).²⁷ Jedoch wird im Rahmen dieser Arbeit diesbezüglich eine Abkürzung der Definition vorgenommen, sodass sich das Wort Energie zunächst auf Energieträger, d. h. „alle Quellen oder Stoffe, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist“, bezieht (Bayer 2009: 46). Hier kann im energiewirtschaftlichen Sinne insbesondere zwischen Primär-, Sekundär- und Tertiärenergie unterschieden werden (Dittmann/Zschernig 1998: 3–8, vgl. Abbildung 9).

- Primärenergie (Rohenergie) beschreibt Energieträger, die in der Natur vorkommen und technisch noch nicht umgewandelt sind, z. B. Kohle, Mineralöl, Gas, Kernenergie, Wasserkraft oder Sonnenenergie (Bayer 2009: 47, Jendrian 2002: 15).
- Sekundärenergie umfasst Energieträger, die aus Primärenergie durch einen oder mehrere Umwandlungsschritte gewonnen wurden (Bayer 2009: 47). Dabei entstehen grundsätzlich Elektrizität („Strom“), Wärme oder Brennstoffe. Unterschieden werden muss die tatsächlich zur Verfügung stehende Endenergie und die sogenannte Verlustenergie, die daraus resultiert, dass ein Teil der investierten Energie durch unvermeidliche physikalische Effekte bei der Umwandlung verloren geht (Jendrian 2002: 15, Rebhan 2002: 37–38). Teilweise wird unter Vernachlässigung der Verlustenergie Sekundär- und Endenergie synonym verwendet (Sekundärenergie im weiteren Sinne, Dittmann/Zschernig 1998: 28).
- Nutzenergie (Tertiärenergie) ist schließlich die Energieform, die vom Verbraucher zur Befriedigung seiner Bedürfnisse gewonnen wird, z. B. Licht oder Wärme (Kaltschmitt/Thrän 2009: 8)

²⁷ Energie in Form von Licht als der Ursprung und Ausgangspunkt der Schöpfungsgeschichte bzw. als Erfordernis für jede Form des Lebens und die Existenz komplexer Strukturen gemäß dem 2. Hauptsatz der Thermodynamik (Erdmann/Zweifel 2008: 1). Zur geschichtlichen Evolution s. a. Dittmann/Zschernig 1998: 3–8 und Erdmann/Zweifel 2008: 1–3.

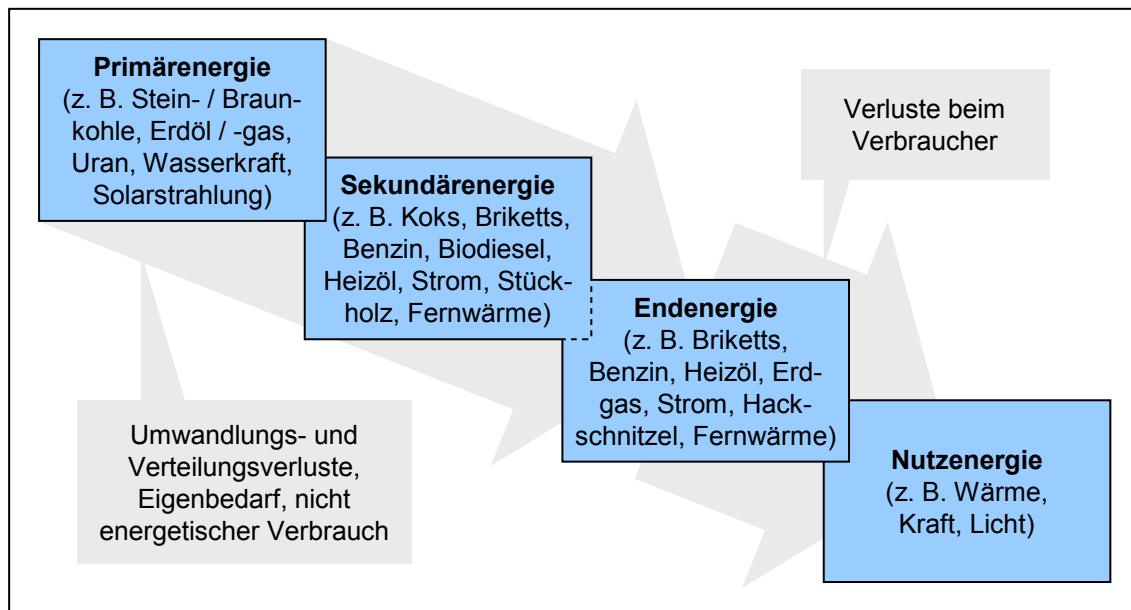


Abbildung 9: Energiewandlungskette

Quelle: In Anlehnung an Kaltschmitt/Thrän 2009: 8.

Die Energiewandlungskette (vgl. Abbildung 9) verdeutlicht, dass sich Energie zwischen der Primär- und Verbrauchsinstanz fortbewegt. Für diesen Zweck müssen Energienetze vorgehalten werden, d. h. eine „Infrastruktur für den Transport von Strom, Gas, Öl und anderen Brennstoffen vom Produzenten zum Verbraucher“ (Europäische Kommission 2008: 3), was in Abhängigkeit von der Art des Energieträgers bestimmten Einschränkungen unterliegt. Während feste und flüssige Energieträger verhältnismäßig einfach und auf herkömmlichem Wege transportiert (gelagert) werden können, ist insbesondere Strom und Gas an Leitungen gebunden (Heuterkes/Janssen 2008: 50). Durch das Charakteristikum der Leitungsgebundenheit (Erdmann/Zweifel 2008: 295–298) zählt die Versorgung mit Strom und Gas zu den klassischen Bereichen, in denen natürliche Monopole vermutet werden (Kraus 2005: 213, s. a. Kapitel 3.2.2, Essential Facilities). Vor dem Hintergrund des erhöhten Regelungsbedarfes fasst das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)²⁸ den Energiebegriff daher enger und definiert ihn als „Elektrizität und Gas, soweit sie zur leitungsgebundenen Energieversorgung verwendet werden“ (§ 3 Nr. 14 EnWG).

²⁸ Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) steht für die Kurzform des „Gesetz[es] über die Elektrizitäts- und Gasversorgung“; soweit keine andere Jahreszahlbezeichnung aufgeführt ist, bezieht sich die Abkürzung auf das EnWG mit Stand vom 07.07.2005 (BGBl. I 2005: 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 04.11.2010 (BGBl. I 2010: 1483) geändert worden ist.

Bei näherer Betrachtung der Wertschöpfungskette zeigt sich, dass nicht alle vertikalen Stufen als Bottleneck-Industrien zu betrachten sind (Diekmann/Leprich/Ziesing 2007: 12, Haucap/Uhde 2008: 244). Die im Folgenden vorgenommenen Analysen beziehen sich repräsentativ auf die Elektrizitäts- bzw. Stromwirtschaft.

In der disaggregierten Betrachtungsweise (Knieps 2008: 35) teilt sich die Wertschöpfungskette entlang der Umwandlungsprozesse zwischen Primär- und Verbrauchsinstanz in die vier Stufen Erzeugung, Transport oder Übertragung, Verteilung und Vertrieb bzw. Versorgung auf (Brunekreeft/Keller 2003: 135, vgl. Abbildung 10). Es bieten sich aber auch verschiedene Unterklassifizierungen, z. B. gemäß den Spannungsstufen (Kraus 2005: 213) oder Erweiterungen an, z. B. um den Energiehandel (Heck 2006: 30) oder Netzservice (Meister 2007: 259).

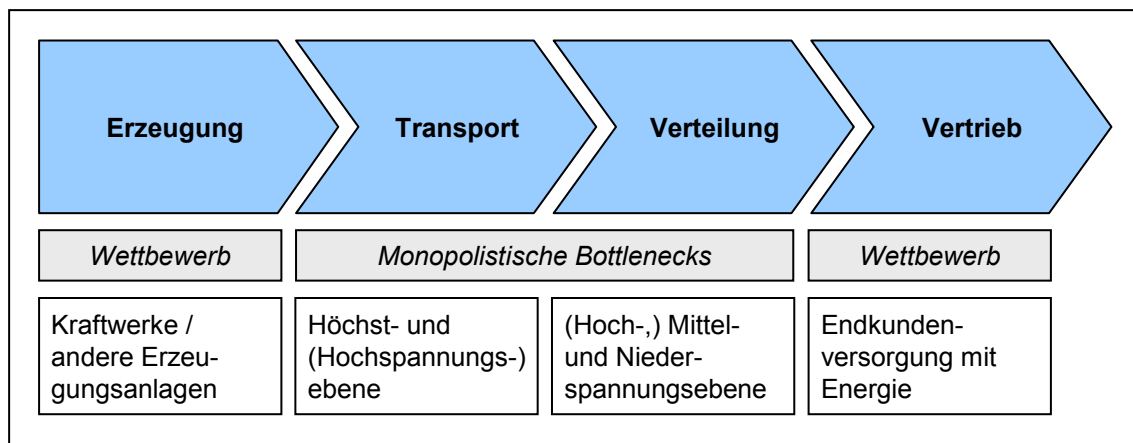


Abbildung 10: Wertschöpfungsstufen und monopolistische Bottlenecks

Quelle: In Anlehnung an Brunekreeft/Keller 2003: 135, Cronenberg 2006: 3 und Heck 2006: 30.

Die Stromerzeugung oder „Produktion“ von Elektrizität stellt die originäre Wertschöpfungsstufe dar. Auf dieser Ebene wird gewonnene Primärenergie mittels verschiedenartiger Kraftwerke und sonstiger Energieerzeugungsanlagen (Meister 2007: 257) in Sekundär- bzw. Endenergie umgewandelt (Brunekreeft/Keller 2003: 135). Eine hohe produktionstechnische Herausforderung zur Sicherstellung einer kontinuierlichen Versorgung verkörpert im Bereich der Elektrizität dabei – neben der Leitungsgebundenheit – vor allem die Nicht-Speicherbarkeit in Verbindung mit deutlichen Nachfrageschwankungen und der (kurzfristig) unelastischen Nachfrage (Gröner 1984: 89/101–103, Hirschhausen/Weigt/Zachmann 2007: 11). Dieser Umstand erfordert, dass die Produktion und der Verbrauch zeitlich genau aufeinander abgestimmt sein müssen (Smeets/Knorr 2008: 265). Je nach Kraftwerkstechnologie und der Fähigkeit zur kurzfristigen Produktionsanpassung können drei Stromarten unterschieden werden: Grund-, Mittel- und Spitzenlast (Knieps 2007b: 75, Gröner 1984: 101–103, Smeets/

Knorr 2008: 265).²⁹ Entsprechend lohnt es sich, verschiedenartige Kraftwerkstechnologien mit unterschiedlichen Grenzkosten der Erzeugung einzusetzen (Knieps 2007b: 75). Der kostenminimale Einsatz dieser diversen Kraftwerkstypen erfolgt schließlich durch den Abruf nach der sogenannten „Merit Order“ (Smeets/Knorr 2008: 265) bis hin zu dem Kraftwerk bzw. Kraftwerkstyp mit den höchsten Grenzkosten (Knieps 2007b: 75).³⁰ Die Angebotskurve (Merit Order) ist meist durch eine anfänglich flache Tendenz und einen starken Anstieg durch teure Energieträger im Spitzenlastbereich nahe der Kapazitätsgrenze gekennzeichnet (Hirschhausen/Weigt/Zachmann 2007: 11). Der Bereich der Energieproduktion kann spätestens seit dem technologischen Wandel in den 1980er-Jahren und der damit verbundenen Rentabilität kleinerer Kraftwerke mittlerweile unumstritten als wettbewerbsfähig charakterisiert werden (Brunekreeft/Keller 2003: 135).

Die Transportstufe dient der Übertragung von „Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz zum Zweck der Belieferung von Letztverbrauchern oder Verteilern“, hierzu zählt nicht die Belieferung der Kunden (Vertrieb) selbst (§ 3 Nr. 32 EnWG).³¹ Das Höchstspannungsnetz ist ein über weite geografische Gebiete integriertes Netz, mit der wesentlichen Aufgabe, die Verbindung der Stromerzeuger untereinander herzustellen und damit die Ausschöpfung der Systemgrößenvorteile zu ermöglichen. Das Hochspannungsnetz verbindet die Erzeuger mit den jeweiligen Verteilnetzen (Brunekreeft/Keller 2003: 135) und wird in Teilen der Literatur daher der Verteilungsebene zugeordnet (Kühn 2006: 58). Wird in dieser Arbeit von Übertragungsnetzen gesprochen, ist in jedem Fall die überregionale Transportstufe zwischen den Erzeugern selbst sowie deren Anbindung an die Verteilungsnetze gemeint. Aus den Eigenschaften des Gutes Strom³² und den beschriebenen Aufgaben ergibt sich über den reinen Energietransport hinaus ein komplexes Anforderungsprofil an den Betreiber eines Übertragungsnetzes, denen mit sogenannten Systemdienst-

²⁹ Die Klassifizierung als Spitzenlast(-kraftwerk) ist insofern zweidimensional, als dass die technische Reaktionsfähigkeit notwendige und die Grenzkostenhöhe hinreichende Bedingung ist.

³⁰ Eine energieträgerbezogene „Merit Order“ kann überschlägig wie folgt angeordnet werden: Wasserkraft – Kernkraft – Braunkohle – Steinkohle – Gas- und Dampfkraft – Gasturbinen (Bode/Groscurth 2006: 738, Smeets/Knorr 2008: 266).

³¹ Ein Verbundnetz ist „eine Anzahl von Übertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen, die durch eine oder mehrere Verbindungsleitungen miteinander verbunden sind [...]“ (§ 3 Nr. 35 EnWG).

³² Leitungsgebundenheit, Weg des geringsten Widerstandes und Nicht-Speicherbarkeit (Heuterkes/Janssen 2008: 50).

leistungen, d. h. Frequenzerhaltung, Spannungserhaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung, nachgekommen werden muss (Heuterkes/Janssen 2008: 50).

Die Verteilungsstufe umfasst den „Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niedriger Spannung über Elektrizitätsverteilernetze [...], um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Belieferung der Kunden selbst“ (§ 3 Nr. 37 EnWG).³³ In der Regel sind die Verteilnetze nicht unmittelbar horizontal zusammengeschaltet, sondern allenfalls mittelbar über das Transportnetz miteinander verbunden (Brunekreeft/Keller 2003: 136). In ihrer Kuppelfunktion zwischen der Übergabestelle des Fernnetzes und dem Zugang zu den meisten Endkunden – mit Ausnahme vieler Großabnehmer – wird bei Verteilnetzen oft von der „letzten Meile“ gesprochen (Smeets/Knorr 2008: 267).

Die hohen erforderlichen Investitionen sowie die Schlüsselposition von Transport- und Verteilungsnetzen charakterisieren die netzbasierten Wertschöpfungsstufen weitgehend unumstritten als (regional) monopolistische Engpasseinrichtungen (Brunekreeft/Keller 2003: 136, Heuterkes/Janssen 2008: 50, Kraus 2005: 213).

Obwohl die Netzbetreiber für den Anschluss des Endkunden verantwortlich sind und ihnen somit im Grunde die Koordination des physikalischen Stromflusses obliegt, besteht die für die VertriebsEbene wirtschaftlich relevante Beziehung zwischen dem Versorger (Vertriebsgesellschaft) und dem Endkunden. Gegenstand dieser Wertschöpfungsstufe ist also vor allem eine Transaktions- und Suchkosten verringernde Vermittlungsrolle zwischen Erzeugungs- und (Groß-)Handelsebene, Netzebene und Endkunden. Aus dieser Beschreibung wird deutlich, dass die VertriebsEbene in erster Linie eine Dienstleistungsfunktion darstellt, dadurch weniger investitionsintensiv und (unter den oben genannten Aspekten) aus ökonomischer Sicht grundsätzlich wettbewerbssoffen ist (Brunekreeft/Keller 2003: 137).

4.2 Marktüberblick und -abgrenzung

Die Energiewirtschaft definiert sich im Allgemeinen durch die Gewinnung von Primärenergie, deren Umwandlung in Sekundärenergie, den Transport, die Verteilung und die letztendliche Nutzung (Stahlke 2007: 22). Die Elektrizität stellt durch seine universelle Anwendbarkeit den dabei wohl wichtigsten Sekundärenergieträger dar (Gröner

³³ Grundsätzlich kann zudem weiter unterschieden werden in Regionalverteiler und Stadtwerke. Regionalverteiler übernehmen die Endkundenanbindung über weite Gebiete, Stadtwerke hingegen beschränken sich auf ein konzentrierteres Versorgungsgebiet (Meister 2007: 258).

1975: 17).³⁴ Wenngleich sich der Analysegegenstand dieser Arbeit auf die Regulierung der Übertragungsnetze bezieht, wird im Hinblick auf ausgewählte Daten und Fakten vorab ein kurzer empirischer Überblick über die gesamte Elektrizitätswirtschaft gegeben. Dies soll nicht zuletzt der Entwicklung eines ganzheitlichen Verständnisses dienen, sondern offenbart auch verschiedene Anknüpfungspunkte, insbesondere vor dem Hintergrund einer in Deutschland lange Zeit vertikal integrierten Versorgerlandschaft (Frenzel 2007: 56).³⁵

4.2.1 Industrieüberblick und Marktumfeld

In Deutschland waren gemäß den zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit letzten verfügbaren Angaben des Statistischen Bundesamts zum Bereich der Elektrizitätsversorgung über die gesamte Wertschöpfungskette hinweg 1.055 Unternehmen im Jahr 2007 tätig. Diese beschäftigten in Summe 204.333 Mitarbeiter und konnten im gleichen Jahr Umsätze in Höhe von etwa 226 Mrd. € erwirtschaften. Das Investitionsvolumen lag 2007 bei rund 7 Mrd. € (Bayer 2009: 24).³⁶ Laut Schätzungen des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) steigt der Gesamtbetrag der Investitionen im Bereich Strom bis 2010 auf circa 11 Mrd. € an (BDEW 2009a: 6).

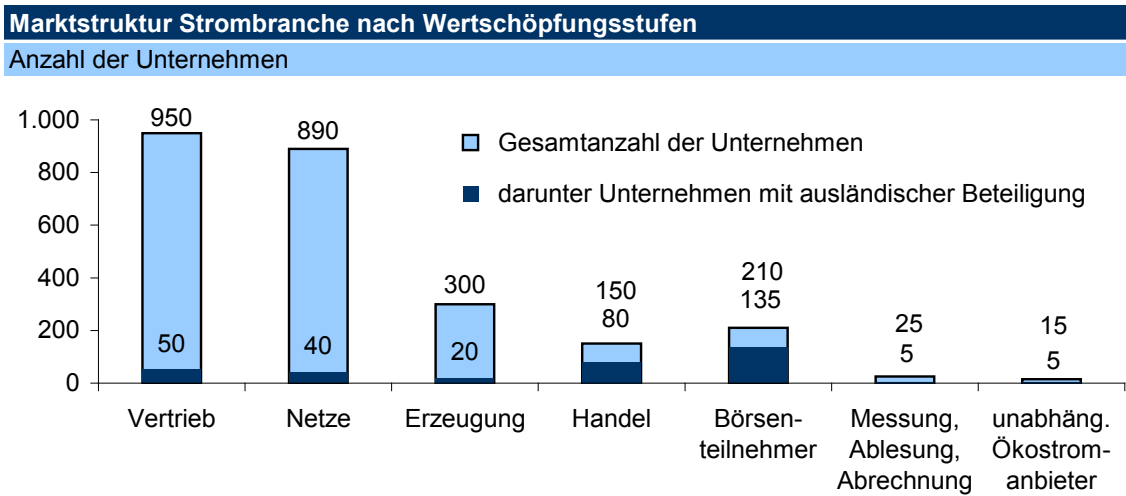
Betrachtet man die Zuordnung der Unternehmen gemäß den verschiedenen Wertschöpfungsstufen, so wird deutlich, dass der Großteil davon im Stromvertrieb sowie im Netzbetrieb tätig ist (vgl. Tabelle 1). Der zumindest numerisch wesentlich geringere Teil ist den Bereichen Erzeugung, Groß- und Börsenhandel zuzuordnen. Nur vergleichsweise wenige Unternehmen zählen zu den Dienstleistern für Messung, Ablesung und Abrechnung bzw. zu den unabhängigen Ökostromanbietern (Schiffer 2008: 240). Im Zusammenspiel der verschiedenen Wertschöpfungsstufen erreichte

³⁴ Strom hat zudem den mit Abstand größten Anteil am Primärenergieverbrauch in Deutschland und mit rund 40 % auch den größten Anteil an CO₂-Emissionen (Diekmann/Ziesing/Leprich 2006: 31).

³⁵ Als vertikal integrierte Versorger werden Unternehmen bezeichnet, die auf mindestens zwei Stufen der Wertschöpfungskette Erzeugung, Transport bzw. Verteilung und Vertrieb tätig sind (Haslinger 2006: 157).

³⁶ Dies entspricht einer Investitionsquote (Investitionen im Verhältnis zum Umsatz) von 3,1 %. Zum Vergleich: In Frankreich lag diese Quote in Bezug auf die Elektrizitätsversorgung 2007 bei 14,2 %, in Großbritannien bei 10,5 %, in Österreich bei 6,9 % und im EU-Durchschnitt (27 Länder) bei 8,1 % (Eurostat 2011).

Deutschland hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit im Jahr 2007 den EU-weit ersten Platz (BDEW 2009a: 18).³⁷



Hinweis: keine additive Betrachtung möglich, da Mehrfach Tätigkeiten; Stand 06.2008

Tabelle 1: Anzahl der Unternehmen der Strombranche nach Marktbereichen

Quelle: In Anlehnung an Schiffer 2008: 240.

Die Bruttostromerzeugung betrug laut Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen³⁸ im Jahr 2010 genau 621 Terawattstunden (TWh³⁹) und stieg im Vergleich zum Vorjahr damit um 4,7 % (vgl. Tabelle 2). Der wesentliche Anteil der erzeugten Energie ging in 2010 nach wie vor auf die Verstromung von Kohle zurück (Braun- und Steinkohle gemeinsam 42,4 %). Auf den Primärenergieträger Kernkraft entfielen im gleichen Jahr 22,6 % der Bruttostromerzeugung. Der Energieträgermix der Stromerzeugung wurde über diese beiden (drei) Energieträger somit bereits zu fast zwei Dritteln abgedeckt. Trotz dieser noch immer mengenmäßig deutlichen Dominanz ist

³⁷ Durchschnittliche Unterbrechungsdauer 19 Minuten, beispielsweise belegt Großbritannien mit 61 Minuten den siebten Platz, Polen mit 300 Minuten den letzten (18.) Platz (BDEW 2009a: 18).

³⁸ Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. ist ein Zusammenschluss der wichtigsten deutschen Energiewirtschaftsverbände sowie auf dem Gebiet der energiewirtschaftlichen Forschung tätigen Institute und wertet die vorhandenen Statistiken aus allen Gebieten der Energiewirtschaft nach wissenschaftlichen Gesichtspunkten aus, erstellt Energiebilanzen und macht diese der Öffentlichkeit zugänglich.

³⁹ 1 TWh = 1.000.000.000 Kilowattstunden (kWh), dies entspricht in etwa einem Energieaufwand, um ca. 15 Mrd. Hemden zu bügeln oder 5 Mrd. Stunden fernzusehen (BDEW 2009a: 75).

besonders auf den Rückgang des Einsatzes von Braunkohle (-14,0 %), Steinkohle (-17,6 %) und Kernkraft (-7,9 %) seit 1990⁴⁰ zu verweisen.

Auch wenn erneuerbare Energien im Jahr 2010 nur 16,5 % der Bruttostromerzeugung ausmachten, stieg deren Anteil am Energieträgermix hingegen von 1990 (3,6 %) bis 2010 um mehr als das Vierfache. Den größten Beitrag liefern dabei Windkraftwerke, die 2010 rund zwei Drittel (36,5 TWh) der erneuerbaren Energieträger darstellten. Auch hier ist auf den starken Anstieg dieses Mediums hinzudeuten, alleine in den letzten zehn Jahren hat sich der Windenergieanteil (von knapp 5,7 TWh im Jahr 1999 auf 36,5 TWh in 2010) versechseinhalbfacht (AGEB 2011: 24–25).

Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2010 nach Energieträgern								
Anteil der Energieträger (TWh)								
Jahr	1990	2000	2005	2006	2007	2008	[2009]	[2010]
Braunkohle	170,9	148,3	154,1	151,1	155,1	150,6	145,6	147,0
Kernenergie	152,5	169,6	163,0	167,4	140,5	148,8	134,9	140,5
Steinkohle	140,8	143,1	134,1	137,9	142,0	124,6	107,9	116,0
Erdgas	35,9	49,2	71,0	73,4	75,9	86,7	78,8	84,5
Mineralölprodukte	10,8	5,9	11,6	10,5	9,6	9,2	9,6	7,5
Erneuerbare Energien	19,7	37,8	63,2	71,4	87,5	92,4	94,9	102,3
Übrige Energieträger	19,3	22,6	23,6	25,4	26,6	24,7	21,5	23,2
Bruttoerzeugung	549,9	576,5	620,6	636,9	637,2	637,0	593,2	621
Braunkohle	31,1%	25,7%	24,8%	23,7%	24,3%	23,6%	24,5%	23,7%
Kernenergie	27,7%	29,4%	26,3%	26,3%	22,0%	23,4%	22,7%	22,6%
Steinkohle	25,6%	24,8%	21,6%	21,7%	22,3%	19,6%	18,2%	18,7%
Erdgas	6,5%	8,5%	11,4%	11,5%	11,9%	13,6%	13,3%	13,6%
Mineralölprodukte	2,0%	1,0%	1,9%	1,6%	1,5%	1,4%	1,6%	1,2%
Erneuerbare Energien	3,6%	6,6%	10,2%	11,2%	13,7%	14,5%	16,0%	16,5%
Übrige Energieträger	3,5%	3,9%	3,8%	4,0%	4,2%	3,9%	3,6%	3,7%

[...] = vorläufige Angaben, z. T. geschätzt; Summenabweichung durch Rundungsdifferenzen

Tabelle 2: Stromerzeugung nach Energieträgern

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an AGEB 2011: 24.

Die Bruttostromerzeugung (621 TWh in 2010) ist um den Eigenverbrauch sowie den Ausfuhrüberschuss (17,0 TWh in 2010) zu reduzieren, um schließlich das Nettostromaufkommen des Inlands in Höhe von 566,5 TWh für 2010 abzuleiten. Im Hinblick auf die Handelsbilanz ist gerade unter Transportaspekten die Tatsache von besonderer Bedeutung, dass es sich bei einem großen Teil der Außenhandelsströme nicht um vertraglich vereinbarte Lieferungen handelt, sondern um Transitmengen und Ringflüsse (AGEB 2011: 25). Nach Abzug des Pumpstromverbrauchs und der Netzverluste

⁴⁰ Die Zahlen vor 1990 sind aufgrund der deutschen Wiedervereinigung nicht vergleichbar.

verbleibt der tatsächlich in Deutschland verbrauchte Strom (Nettostromverbrauch) in Höhe von rund 530 TWh in 2010 (vgl. Tabelle 3).⁴¹

Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 2000 bis 2010				
Von der Bruttoerzeugung zum Nettoverbrauch (TWh)				
Jahr	2000	2005	[2009]	[2010]
Bruttoerzeugung	576,5	620,6	593,2	621,0
Kraftwerkseigenverbrauch [KEV]	-38,1	-39,0	-35,6	-37,5
Nettostromerzeugung	538,5	581,6	557,6	583,5
Einfuhr	45,1	53,4	40,6	42,0
Ausfuhr	-42,1	-61,9	-54,9	-59,0
Nettostromaufkommen Inland [NSA]	541,5	573,1	543,2	566,5
Pumpstromverbrauch	-6,0	-9,5	-7,6	-8,5
Netzverluste und Nichterfasstes	-34,1	-29,4	-25,0	-28,0
Nettostromverbrauch	501,4	534,2	510,6	530,0
davon Industrie (Bergbau, verarb. Gewerbe)	239,1	249,7	227,4	243,0 \triangle 45,8%
davon Verkehr	15,9	16,2	15,9	16,5 \triangle 3,1%
davon öffentliche Einrichtungen	40,1	44,6	45,8	46,0 \triangle 8,7%
davon Landwirtschaft	7,5	8,3	8,6	8,7 \triangle 1,6%
davon Haushalte	130,5	141,3	139,2	141,0 \triangle 26,6%
davon Handel und Gewerbe	68,3	74,1	73,7	74,8 \triangle 14,1%
Bruttostromverbrauch (NSA + KEV)	579,6	612,1	578,9	604,0
Bruttoinlandsprodukt in Mrd. € (preisbereinigt)	2.062,5	2.124,6	2.169,3	2.247,7
Gesamtwirtschaftl. Stromproduktivität (€ / kWh)	3,56	3,47	3,75	3,72

[...] = vorläufige Angaben, z. T. geschätzt; Summenabweichung durch Rundungsdifferenzen

Tabelle 3: Strombilanz von Bruttoerzeugung bis Nettoverbrauch

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an AGE 2011: 7/27.

Im Vergleich zu den Vorjahren ist hinsichtlich des Stromverbrauchs auf den ersten Blick kein deutlicher Rückgang zu verzeichnen, zwischen 2000 und 2010 stieg dieser Betrag sogar durchschnittlich um etwa 0,6 % pro Jahr. Viel wesentlicher ist in diesem Zusammenhang die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität, dem Verhältnis zwischen preisbereinigtem Bruttoinlandsprodukt und Bruttostromverbrauch. Bei Betrachtung dieser Kenngröße wird deutlich, dass Energie in jüngster Zeit effizienter eingesetzt werden konnte und somit die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität seit dem Jahr 2000 um durchschnittlich 0,4 % pro Jahr, seit 1990 sogar um durchschnittlich fast

⁴¹ Pumpstromverbrauch: Um Verbrauchsspitzen im Stromnetz auszugleichen, existieren Pumpspeicherkraftwerke, die kurzfristig Strom ins Netz einspeisen können. Zuvor müssen jedoch die entsprechenden Energiemengen in Form von potenzieller Energie (aufgestautes Wasser) gespeichert werden, dies erfordert elektrische Energie. Netzverluste: Durch das Übertragen von Strom vom Erzeuger (Kraftwerk) zum Verbraucher (Haushalt, Industrie) entstehen sogenannte Netzverluste, d. h., elektrische Energie geht beim Transport verloren (www.energie.de).

0,9 % pro Jahr erhöht wurde (AGEB 2011: 26, Haubrich/Fritz/Maurer 2008: 281, vgl. Tabelle 3).⁴²

Betrachtet man die Aufteilung des Nettostromverbrauchs 2010 nach Sektoren, nehmen freilich Industrie, Handel und Gewerbe mit gemeinsam 317,8 TWh den größten Anteil ein (60 %). Beträchtlich ist diesbezüglich der hohe Verbrauchsrückgang im Jahr 2009 (rund 8 %) infolge der gesamtwirtschaftlichen Lage. Eine derart starke Tendenz konnte seit der Zusammenveranlagung von Ost- und Westdeutschland 1990 in keinem Jahr gemessen werden (AGEB 2010: 23). Konjunkturbedingt stieg der gesamte Verbrauch in 2010 zwar wieder um mehr als 5 % an, verblieb damit jedoch weiterhin unterhalb des Niveaus von 2008 (327,7 TWh). Zweitgrößter Verbrauchssektor sind mit rund 27 % bereits die privaten Haushalte. Mit dem konjunkturellen Wiederaufleben stieg der Stromkonsum auf Ebene der Haushalte zwischen 2009 und 2010 wieder geringfügig an (1,3 %, vgl. Tabelle 3).

Die Einzelhandelspreise für Strom sind sowohl im Bereich der Gewerbe- und Industriekunden als auch bei den Haushaltskunden in den vergangenen Jahren fast ausnahmslos gestiegen (vgl. Tabelle 4). Während sich der Anstieg im Großkundenbereich zwischen 2006 und 2009 auf lediglich 7 % bzw. 9 % belief, stiegen die Preise im Bereich der Haushaltskunden im gleichen Zeitraum um bis zu 23 %. Im Gegensatz zu Haushaltskunden zahlten Industrie- und Gewerbekunden bei ihrem Grundversorger⁴³ die gleichen oder teilweise sogar geringere Preise als bei deren Wettbewerbern, außerdem spiegelt die Preisentwicklung in diesem Bereich die gesunkenen Großhandelspreise wesentlich deutlicher wider (BNetzA 2010a: 161).

⁴² Bis in die 1990er-Jahre bestand hingegen eine parallel verlaufende Entwicklung zwischen Bruttoinlandsprodukt und dem Energieverbrauch (Bayer 2009: 4).

⁴³ Grundversorger ist jeweils das „Energieversorgungsunternehmen, das die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert“ (§ 36 Abs. 2 Satz 1 EnWG), womit dieses Unternehmen gleichzeitig verpflichtet ist, im Bereich der Niederspannung zu den veröffentlichten „Bedingungen und Preisen jeden Haushaltskunden zu versorgen“ (§ 36 Abs. 1 Satz 1 EnWG). Diese Vorschrift löste im Rahmen der EnWG-Novelle 2005 (vgl. Kapitel 4.3.2.2) die Versorgungspflicht der ehemaligen Gebietsmonopolisten ab (Eickhof/Holzer 2006: 9).

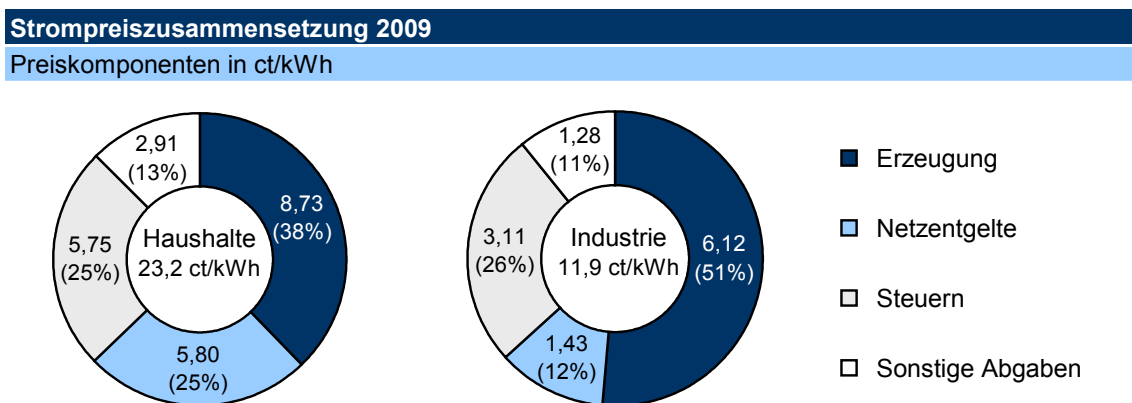
Elektrizitätspreise 2006 - 2009							
Preise je Kundengruppe (ct / kWh)							
Jahr	2006	2007	2008	2009	Δ 08-09	Δ 06-09	Ø 06-09
Gewerbe- und Industriekunden							
Gewerbe	19,35	19,75	19,75	21,08	+6,7%	+8,9%	+2,9%
Industrie	11,12	10,95	12,57	11,89	-5,4%	+6,9%	+2,3%
Haushaltskunden							
Grundversorungsvertrag	18,89	20,12	21,60	23,18	+7,3%	+22,7%	+7,1%
Anderer Vertrag Grundversorger	18,89	19,94	21,04	22,42	+6,6%	+18,7%	+5,9%
Vertrag bei anderem Versorger	18,89	19,94	20,86	21,82	+4,6%	+15,5%	+4,9%

Hinweis: mengengewichtete Mittelwerte jeweils per 01. April; Stand 01.04.2009

Tabelle 4: Elektrizitätspreise in Deutschland zwischen 2006 und 2009

Quelle: BNetzA 2010a: 160–161.

Es ist zu beachten, dass die Preise für Strom neben den reinen Erzeugungskosten unterschiedliche weitere Komponenten beinhalten, namentlich Netznutzungsentgelte und gesetzliche Abgaben, deren Anteil am Gesamtpreis im Bereich der Industriekunden 2009 bei rund 50 % und im Bereich der Haushaltskunden sogar bei rund zwei Drittel lag (Dürr 2010: 54). Aus Tabelle 5 wird zwar deutlich, dass die „Materialkosten“ des Gutes Strom den größten Anteil des Gesamtpreises ausmachen, es ist aber ersichtlich, dass vor allem die Netzentgelte, die Steuern und die sonstigen Abgaben wesentliche weitere Bestandteile der Endverbraucherpreise bilden.



Hinweis: Sonstige Abgaben inkl. Konzessions-, EEG-, KWK-Abgaben. Rundungsdifferenzen.

Tabelle 5: Aufteilung Strompreiskomponenten 2009

Quelle: In Anlehnung an Dürr 2010: 54.

Jedoch haben sowohl die Anteile der Erzeugungskosten als auch der gesetzlichen Abgaben, Letztere besonders durch die Erhöhung der Mehrwertsteuer sowie die Einführung verschiedener zusätzlicher Abgaben (für Kraft-Wärme-Kopplung, erneuerbare Energien, Ökosteuern), gerade in den letzten Jahren stark zugenommen (Dürr 2010: 55, BNetzA 2010a: 161–164).

4.2.2 Netzwirtschaft im Elektrizitätssektor

Werden bei der Versorgung des Endkunden mit Strom alle vorhandenen Netzebenen eingebunden, verläuft der Transportweg in Deutschland zwischen Erzeuger und Verbraucher über vier Spannungsebenen und verschiedene Transformationen bis hin zur Haushaltsspannung mit 220–240 Volt (Brunekreeft/Keller 2003: 136, Erdmann/Zweifel 2008: 295). Das dazwischen liegende Leitungssystem wird – „vergleichbar mit Autobahnen, Bundes-, Landes- und Ortsstraßen“ (BDEW 2009a: 15) – in vier Spannungsebenen untergliedert:

In den überregionalen Übertragungsnetzen wird mit Höchstspannung gearbeitet, diese sind für die Anbindung regionaler Stromversorger und großer Industriebetriebe sowie die physikalische Abwicklung des Stromaußenhandels zuständig. Die regionalen Verteilnetze werden mit Hoch- und Mittelspannung betrieben und führen zu lokalen Stromversorgern und Industrien bzw. größeren Gewerbebetrieben. Über die lokalen Verteilnetze beziehen Haushalte und kleinere Gewerbebetriebe Strom in Niederspannung (BDEW 2009a: 15, vgl. Abbildung 11).

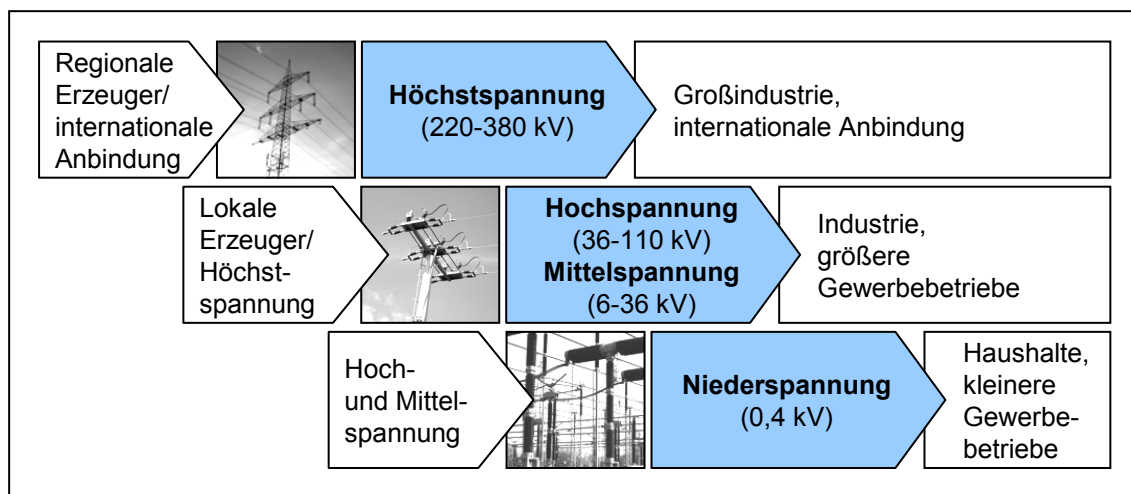


Abbildung 11: Überblick Spannungsstufen, Einspeiser und Kundengruppen

Quelle: In Anlehnung an BDEW 2009a: 15.

Spannungsebenenübergreifend unterhalten Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber in Deutschland insgesamt 1,7 Mio. Kilometer Leitungen und über 500 000 Transformatoren, 30 % davon sind sogenannte Freileitungen und 70 % Kabel (Schiffer 2008: 240). Zwischen 2000 und 2010 wurde laut Schätzungen des BDEW für das deutsche Leitungssystem durchschnittlich rund die Hälfte des gesamten jährlichen Investitionsvolumens der deutschen Stromwirtschaft investiert (Schiffer 2008: 240). Die stetig steigenden Ausgaben für den Bereich der Fortleitungs- und Verteilungsanlagen (BDEW 2009a: 8) sind nicht zuletzt auf die zuvor beschriebene Verbreitung der erneuerbaren

Energiequellen in Deutschland zurückzuführen, da diese freilich einer Anbindung an das bestehende Energienetz bedürfen und ggf. darüber hinaus den Ausbau der bisher vorgehaltenen Transportkapazitäten erfordern (Valentin 2009: 68). Die im November 2010 veröffentlichte Dena-Netzstudie II zur „Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 bis 2020 mit Ausblick 2025“ spricht aus rein technischer Sicht von einem grundsätzlichen Netzausbaubedarf von 3.600 Kilometer Leitungen und einem damit verbundenen jährlichen Investitionsbedarf von knapp 1 Mrd. € (Dena 2010: 13).

Klar dominierende Erzeugungseinheiten sind unter den erneuerbaren Energien Windparks zu Lande („onshore“) und – mit zunehmender Bedeutung – zu Wasser („offshore“, BMWi 2009: 34, Handelsblatt 2010e: 22–23). Da diese Technologien naturgemäß auf ausreichend freie Flächen angewiesen sind, haben sich zwangsweise tendenziell strukturschwächere Regionen als Standorte für den Betrieb derartiger Anlagen etabliert (BDEW 2009a: 16, Wissner/Growitsch 2010: 32). Die Tatsache, dass gerade dort eine vergleichsweise geringe Netzabdeckung (Kapazität) vorliegt, stellt die Netzbetreiber – und aufgrund der enormen Kostenbelastung auch die Endverbraucher – vor eine besondere Herausforderung (Handelsblatt 2010e: 22–23). Die erwartete erhebliche Zunahme der installierten Windenergieleistung (Klug/Roon 2010: 25) wird der Frage nach dem Umgang mit dem sich abzeichnenden Netzstrukturwandel in Zukunft noch stärkere Bedeutung zukommen lassen (Kurth 2010: 38, Landeck/Hechler 2010: 48, Bayer 2009: 4).

Die kostspielige Infrastruktur bzw. die erforderliche Kostendegression verhindert – ganz abgesehen von den eng begrenzten Trassenmöglichkeiten⁴⁴ – parallele Netze und bedingt somit grundsätzlich Netz- bzw. Versorgungsmonopole (Haubrich/Fritz/Maurer 2008: 281). Im Vergleich zur heutigen Betrachtungsweise trat diese rein netzbezogene Marktperfektion in der Vergangenheit nicht derart in den Vordergrund, da auf der einen Seite der Netzzugang in jedem Fall den Kraftwerken des Netzeigentümers vorbehalten war (fremde Kraftwerksbetreiber waren dem Wohlwollen des Netzeigentümers ausgesetzt) und auf der anderen Seite der Verbraucher durch seinen Netzanschluss im Hinblick auf die Stromlieferung nach dem Prinzip „*cuius regio, eius religio*“ ohnehin keine freie Anbieterwahl hatte (Haubrich/Fritz/Maurer 2008: 281). Insofern war die Netzwirtschaft zwar seit jeher eine eigene Wertschöpfungsstufe, die je-

⁴⁴ Man spricht in diesem Zusammenhang auch vom „BANANA“-Prinzip: Build Absolutely Nothing Anywhere Near Anyone (Kurth 2010: 38).

doch in Deutschland lange Zeit voll integrierter Bestandteil sogenannter Verbundunternehmen war, die die gesamte Wertschöpfungskette abdeckten (Frenzel 2007: 55–58).

Insgesamt zählt die zuständige Bundesnetzagentur (BNetzA)⁴⁵ 870 Netzbetreiber, die der Behörde 2010 ihre Stammdaten gemeldet hatten.⁴⁶ Bei dem überwiegenden Teil dieser Menge handelt es sich um Unternehmen der Verteilungsebene, die auch nach weitgehend vollzogenem Wandel der ordnungspolitischen Rahmenbedingungen (vgl. Kapitel 4.3) in enger Verbindung zu den kommunalen oder regionalen Versorgern bzw. der jeweiligen Stadtwerke stehen (Smeets/Knorr 2008: 267). Im Hinblick auf die hohe Anzahl von Anbietern im Markt der Verteilnetzbetreiber liegt der Verdacht auf monopolistischen Marktmissbrauch zunächst nicht nahe. Diese potenzielle Eigenschaft kommt der „letzten Meile“ (vgl. Kapitel 4.1) allerdings durch ihren essenziellen Charakter als Verbindungsstück zwischen den überregionalen Übertragungsnetzen und dem Endverbraucher zu (Smeets/Knorr 2008: 267).

Im Gegensatz zu dem bezüglich der Anbieterzahl stärker fragmentierten – wenngleich nicht weniger monopolträchtigen – Markt der Stromverteilung stellt sich die Marktkonzentration im Übertragungsnetzbereich wesentlich drastischer dar. Durch verschiedene Fusionen und Übernahmen reduzierte sich die Zahl der Netzbetreiber auf vier Unternehmen (Frenzel 2007: 84), die bis zuletzt Teil der deutschlandweit tätigen Verbundunternehmen RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall Europe waren.

Erst 2010 veräußerten zwei der vier großen deutschen Verbundunternehmen ihr Höchstspannungsnetz an neue Eigentümer (BNetzA 2010a: 171): E.ONs Transpower ging an den niederländischen Tennet-Konzern, Vattenfalls 50Hertz an den belgischen Elia-Konzern, Letzterer bediente sich dabei der Unterstützung eines australischen Investmentfonds (Handelsblatt 2010b: 32, Handelsblatt 2010c: 23, vgl. Abbildung 12). Auch RWEs Amprion scheint zur Bewältigung bevorstehender Investitionsprojekte nunmehr ebenfalls auf die Unterstützung eines Finanzinvestors zu bauen (Handelsblatt 2010f: 22).

⁴⁵ Näheres zur Identität und Funktion der Bundesnetzagentur in Kapitel 4.3.

⁴⁶ Bundesnetzagentur, Stand 20.04.2010.

Die jeweiligen unternehmerischen Hoheitsgebiete stellten bis Anfang 2010 gleichzeitig die vier unabhängigen Regelzonen⁴⁷ innerhalb des Bundesgebiets dar (Heuterkes/Janssen 2008: 50).

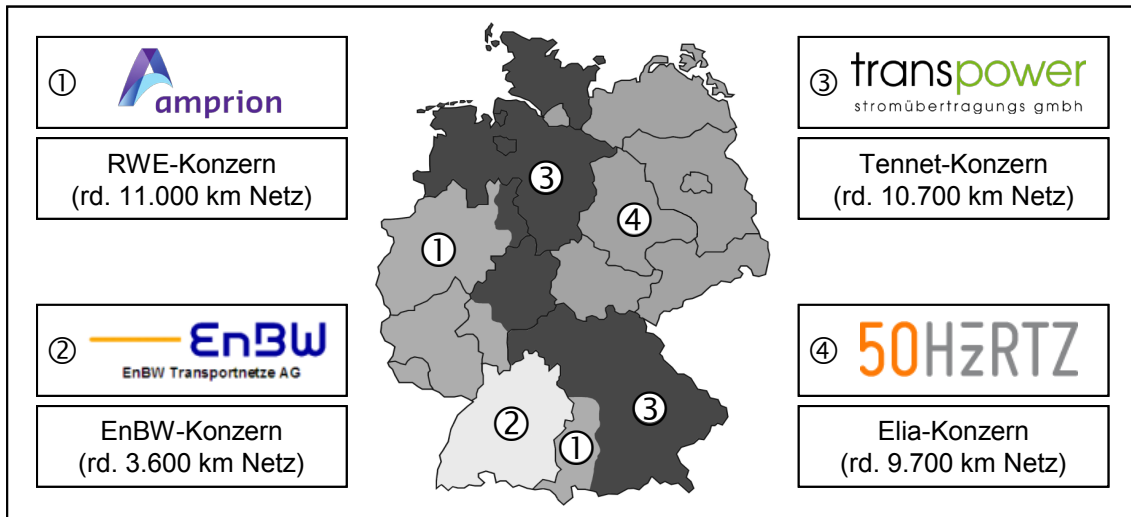


Abbildung 12: Übertragungsnetzbetreiber (Regelzonen) in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung, Unternehmensdaten 2010.

Denn neben der reinen Transportleistung ist eine der Hauptaufgaben der Übertragungsnetzbetreiber der Ausgleich der Leistungsungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch mithilfe von Regelenergie (BNetzA 2010b: 1). Der aufgrund seines Optionscharakters verhältnismäßig kostspielige Einsatz dieser Regelenergie wurde von den vier Unternehmen eigenverantwortlich und dabei unabgestimmt oder gar gegeneinander organisiert (sogenanntes „Gegeneinanderregeln“, BNetzA 2010b: 1).

Seit 2010 sind die vier Übertragungsnetzbetreiber per Beschluss der Bundesnetzagentur dazu angehalten, gemeinsam einen einzigen Netzregelverbund aufzustellen (BNetzA 2010c: 3–4). Damit wird zum einen ermöglicht, dass im Sinne des Kunden (Regelenergie-)Kosten eingespart werden. Zum anderen stellt es ggf. einen nächsten Schritt in Richtung einer weiteren Integration der deutschen bzw. europäischen Netzinfrastruktur dar (BNetzA 2010a: 171, BNetzA 2010b: 2). Die Kooperationsauflage mag teilweise durch den Umstand hervorgerufen worden sein, dass mit den Veräußerungen der Übertragungsnetz-Sparten von E.ON, Vattenfall Europe und RWE die geplante

⁴⁷ Regelzone: die kleinste Einheit des Verbundsystems, die mit einer Leistungs-Frequenz-Regelung ausgerüstet und betrieben wird. Die Regelzone ist im Bereich der Elektrizitätsversorgung das Netzgebiet, für dessen Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve ein Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich ist (o. V. 2009: VI).

Zusammenführung aller Übertragungsnetze in eine „deutsche Netz AG“ vorerst als unwahrscheinlich gilt (WAR 2009: 4, Handelsblatt 2009: 25), sodass die im März 2010 von der Bundesnetzagentur getroffene Entscheidung möglicherweise vielmehr als eine Teilkompensation des nunmehr in weitere Ferne gerückten Ziels einer gesellschaftsrechtlichen Bündelung des deutschen Netzbetriebs zu verstehen ist.

Hintergrund dieses Zielvorhabens ist sicherlich u. a. die Tatsache, dass deutsche Übertragungsnetze ein wesentlicher Dreh- und Angelpunkt des europäischen Stromhandels sind und daher einen vergleichsweise hohen Kostenbestandteil für die Aufbringung von Regelenergieleistungen in ihren Netzentgelten ausweisen (Blaß/Scheerer 2010: 42–43). So lassen sich die Netzkosten eines Übertragungsnetzbetreibers grundsätzlich in vier Kostenblöcke unterteilen:

- Infrastrukturkosten, d. h. Kosten für Bau, Betrieb und Unterhaltung des Netzes
- Kosten zur Beschaffung der Systemdienstleistungen, wie beispielsweise zur Vorhaltung und zum Einsatz von Regelenergie oder Blindarbeit zur Spannungserhaltung
- Kosten zur Beschaffung der Energie zur Deckung der Netzverluste, die sogenannte Verlustenergie
- sonstige regulatorische Kosten, worunter außergewöhnliche Belastungen etwa durch die Förderung regenerativer Energien oder andere regulatorisch induzierte Aufwendungen fallen (Blaß/Scheerer 2010: 43–44)

Legt man diese Verteilung zugrunde, so verteilen sich die Kostentreiber auf der Höchstspannungsebene laut einer Studie des europäischen Verbands der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E⁴⁸ bis zu zwei Dritteln auf Regelenergiekosten, zu knapp einem Fünftel auf die Infrastruktur-Unterhaltungskosten, zu rund einem Zehntel auf Verlustenergiebeschaffung und zu den verbleibenden Anteilen auf sonstige regulatorisch bedingte Kosten (ENTSO 2009: 17).

4.3 Ordnungspolitische Marktbetrachtung

Bis in die späten 1990er-Jahre definierte das EnWG in der Fassung von 1935 den maßgeblichen gesetzlichen Rahmen für die deutsche Energiewirtschaft (Theobald et

⁴⁸ Der Verband ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) ist Ende 2008 aus den sechs Vorgängerorganisationen ETSO und UCTE (länderübergreifend), Nordel (Skandinavien), UKTSOA (Großbritannien), ATSOI (Irland und Nordirland) und BALTSO (baltische Staaten) hervorgegangen (Blaß/Scheerer 2010: 42).

al. 2008: 13). Mit Verweis auf die Leitungsgebundenheit von Elektrizität und die damit verbundene hohe Kapitalintensität der Infrastrukturerrichtung wurde Wettbewerb unter Energieversorgungsunternehmen rechtlich unterbunden und mit geschlossenen Versorgungsgebieten Gebietsmonopole geschaffen (Steger et al. 2008: 43). Die Energiewirtschaft war unter staatliche Aufsicht gestellt (Dinand/Reuter 2006: 20), „um [...] im Interesse des Gemeinwohls die Energiearten wirtschaftlich einzusetzen, den notwendigen öffentlichen Einfluss [...] zu sichern, volkswirtschaftlich schädliche Auswirkungen des Wettbewerbs zu verhindern, einen zweckmäßigen Ausgleich durch Verbundwirtschaft zu fördern und durch all dies die Energieversorgung so sicher und billig wie möglich zu gestalten [...]“ (EnWG 1935: 1). Obwohl die Energieversorgungsunternehmen mit dem Inkrafttreten des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) im Jahr 1958 grundsätzlich der Kartellaufsicht unterlagen, bildeten die wettbewerbsverhindernden Demarkations- und Konzessionsverträge eine kartellrechtliche Ausnahme (Schiffer 2008: 225, § 103 EnWG 1935).

Die Sicherstellung einer guten und günstigen Energieversorgung auf dem Wege der Wettbewerbsunterbindung kam in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts zunehmend in die Kritik (Dinand/Reuter 2006: 22) und bereits im ersten Hauptgutachten der Monopolkommission aus dem Jahr 1977 wurden grundlegende Änderungen des bestehenden Ordnungsrahmens gefordert (Deutscher Bundestag 1977: 4). Es dauerte in Deutschland bis 1998, bis sich ein Wandel in Bezug auf die ordnungspolitischen Ziele ergab und entscheidende Weichen in Richtung einer Liberalisierung der Monopolmärkte in der Energie- bzw. Elektrizitätswirtschaft gestellt wurden (Schultz 2008: 32, Steger et al. 2008: 45).

4.3.1 Ordnungspolitische Ziele und Zielkatalysatoren

Zweifelsfrei ist die zeitgemäße Funktionsfähigkeit einer modernen Volkswirtschaft sowie die damit verbundene Sicherung von Wirtschaftswachstum und Beschäftigung ohne die Bereitstellung von Elektrizität heute nicht mehr zu gewährleisten (Böske/Rentz 2008: 18, Diekmann 2006: 30). Elektrizität bildet das „Lebenselixier unserer Volkswirtschaft“ (Brüderle 2010: 1). Elementare Funktionen sind die Gewährleistung der öffentlichen Sicherheit, z. B. durch Kommunikationstechnologien und Beleuchtung, die „Schmierstofffunktion“ für das produzierende Gewerbe und den Dienstleistungssektor sowie die Schaffung der Voraussetzungen für eine entwickelte Informationsgesellschaft (Diekmann/Ziesing/Leprich 2006: 30).

So befindet sich die aktuelle Energiepolitik wohl mehr denn je in einem Spannungsfeld aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und – in zunehmendem Maße – umwelt-

freundlicher Energiegewinnung (Bayer 2009: 4). Man spricht in diesem Zusammenhang vom „Energiepolitischen Dreieck“ (vgl. Abbildung 13). Analog wird im Koalitionsvertrag vom Oktober 2009 auf entsprechende „Leitlinien für eine saubere, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ verwiesen (Bundesregierung 2009: 26–27). Bei der Betrachtung der einzelnen Zieldimensionen ist entscheidend, dass sich diese durchaus im Zielkonflikt zueinander befinden können (Böske/Rentz 2008: 22, Fritz 2005: 80, Kurth 2009: 683).

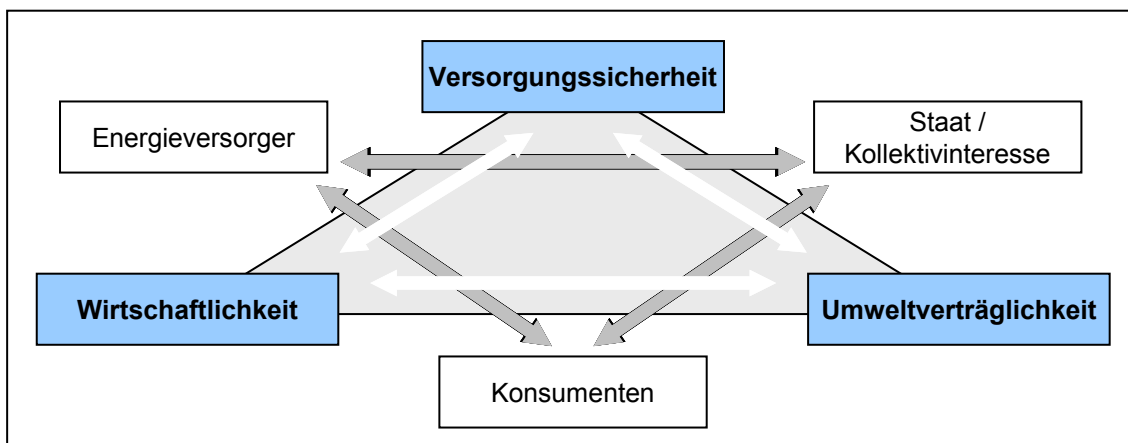


Abbildung 13: Energiepolitisches Zieldreieck

Quelle: In Anlehnung an BDEW 2009b: 2, Erdmann/Zweifel 2008: 10, VIK 2008: 3.

In Bezug auf die Netzindustrie ist das Ziel Klimaschutz und Nachhaltigkeit vor allem mit den verschiedenartigen Anforderungen innerhalb des Wandels des Energieträgermix verbunden (Bundesregierung 2009: 26–27). Im Augenmerk der Übertragungsebene stehen besonders der Anschluss neuer (dezentraler) Erzeugungsanlagen, der Ausbau der Übertragungskapazitäten zum ungehinderten Abtransport in Richtung der Verbrauchszentren und letztlich die generelle Umstrukturierung aufgrund des Kernenergieausstiegs (BMW 2010a: 19, BNetzA 2006a: 17). Dazu bedarf es gesetzlicher Auflagen und insbesondere genügender ökonomischer Anreize, um diesen Strukturwandel für die Anbieterseite attraktiv zu gestalten (Blankart/Cwojdzinski/Fritz 2004: 499). Ausschlaggebend hierfür sind klar die Ertragsmöglichkeiten, die den Netzbetreibern zugestanden werden (Leprich 2006: 195), sowie eine langfristig verlässliche Geschäftsgrundlage (BNetzA 2005: 9, Franz/Schäffner/Trage 2005a: 92–93). Rein preis- bzw. wettbewerbsorientierte Einflüsse wirken sich auf umweltpolitische Ziele oftmals negativ aus (Ringel 2003: 138–139).

Versorgungssicherheit bezieht sich auf die „jederzeitige Verfügbarkeit von Energie zu angemessenen Preisen“ und hat damit sowohl eine technische als auch eine ökonomische Komponente (Böske/Rentz 2008: 19). Als „angemessener Preis“ könnte aus

rein normativer Sicht ein beliebig hoher markträumender Preis verstanden werden, bei dem es zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage kommt. Dies wäre in absurden Preis-Mengen-Konstellationen vom Grundsatz her natürlich stets gegeben. Wegen des Grundbedürfnisses nach Elektrizität steht dabei jedoch insbesondere ein soziales Ziel bei der politischen Entscheidungsfindung im Vordergrund (Bundesregierung 2009: 26–27). Insofern ist die Definition von Versorgungssicherheit als „physische Verfügbarkeit von Energie zur Deckung der Nachfrage zu einem gegebenen Preis unter Berücksichtigung wirtschaftlicher und sozialer Aspekte“ zu verstehen (IAEA 2005: 83, Löschel/Moslener/Rübbelke 2010: 1665–1666).

Immer wieder herangeführte Negativbeispiele für potenzielle Versorgungsrisiken sind das „kalifornische Strommarktdebakel“ von 2001 sowie der „Blackout“ von 2003 im Nordwesten der USA, bei denen es aufgrund verschiedenster Ursachen zu einem Zusammenbruch der Energieversorgung sowie einer Reihe von Kettenreaktionen innerhalb der USA kam (Kumkar 2002: 2–34, Löschel/Moslener/Rübbelke 2010: 1665). Neben Aspekten, die sich in erster Linie auf die Wertschöpfungsstufe der Erzeugung beziehen (wie z. B. die installierte inländische Kraftwerksleistung oder Abhängigkeiten von Importen, Consentec 2008: II–III), zielt die physische Versorgungssicherheit mit Blick auf die Übertragungsinfrastruktur auf die Errichtung und den Betrieb eines in Bezug auf Umfang und Kapazität jederzeit in der Lage befindlichen Netzes – trotz teilweise enormer Lastschwankungen durch zunehmende Stromtransite (vgl. Kapitel 4.2.1) und un stetiger Einspeisungen erneuerbarer Energien – die Systemstabilität zu garantieren und das erforderliche Maß an Energie transportieren zu können (Böske/Rentz 2008: 18, Fuchs 2005: 888).

Zusätzlich umfasst der Sicherheitsanspruch natürlich die technische Sicherheit der Erzeugungs-, Transport- und Verteilungsanlagen und bedeutet insofern die Ungefährlichkeit dieser Anlagen für Menschen und Sachen (Monopolkommission 2009: 21). In jedem Fall sind bezüglich des energiepolitischen Ziels der Versorgungssicherheit umfangreiche Investitionen durch die Netzbetreiber erforderlich (Ufer/Finger/Schuchardt 2010: 2), die wiederum nur durch eine adäquate Anreizsetzung langfristig dem Grunde nach gewährleistet werden können (BDEW 2009b: 11). Es wird deutlich, dass ein gesteigerter Qualitätsanspruch in Bezug auf die Versorgungssicherheit unweigerlich mit höheren Kosten für den Konsumenten verbunden ist (Ufer/Finger/Schuchardt 2010: 3).⁴⁹

⁴⁹ Zur Ökonomie der Versorgungssicherheit in der Energiewirtschaft vgl. ausführlicher Böske 2007.

So zeigt sich, dass die ordnungspolitischen Ziele einer nachhaltigen und sicheren Versorgung mit Energie bereits durch das dritte Ziel, der Wirtschaftlichkeit, maßgeblich beeinflusst sind. Dieser Zielbereich ist jedoch keineswegs eindimensional, sondern vor dem Hintergrund des jeweiligen Betrachters, d. h. in erster Linie des individuellen Konsumenten auf der einen Seite und des anbietenden Unternehmens auf der anderen Seite, zu betrachten (vgl. Abbildung 14).

Auf Unternehmensseite herrscht vornehmlich ein gewisser Renditedruck, um einerseits die Eigen- und Fremdkapitalgeber zufriedenzustellen, andererseits schlichtweg aber auch, um langfristig in der Lage zu sein, den geforderten Versorgungsanspruch leisten zu können (Dutz/Spitzer/Lippe 2009: 58). Somit ist aus Unternehmenssicht die Wirtschaftlichkeitsfrage (und damit einhergehend das Thema der Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit) an ausreichend *hohe* Ertragsmöglichkeiten bzw. „Preise“ gekoppelt (BDEW 2009b: 11).

Als unersetzbare und volkswirtschaftlich essenzielle Infrastruktur darf sich die ausreichende und zuverlässige Bereitstellung der Netzinfrastuktur nicht einzig an Rendite-rationalen privater Kapitalgesellschaften orientieren (Diekmann/Ziesing/Leprich 2006: 30). Denn besonders durch die faktische Nicht-Ausschließbarkeit im Konsum muss sowohl aus sozialstaatlicher Motivation als auch vor dem Hintergrund der positiven Theorie (vgl. Kapitel 3.3.2) dem Konsumenten gegenüber ein vertretbares Preisniveau – mit entsprechend höherem Kostensenkungserfordernis bzw. *niedrigeren* Ertragsmöglichkeiten für die Anbieterseite – Zielsetzung sein (BNetzA 2005: 9, Gröner 1975: 31). Besonders vor dem Hintergrund der in Kapitel 4.2.2 aufgeführten massiven Investitionserfordernisse darf letztgenannter Aspekt die ökonomischen Anreize für Netzinvestitionen in keinem Fall überlagern.

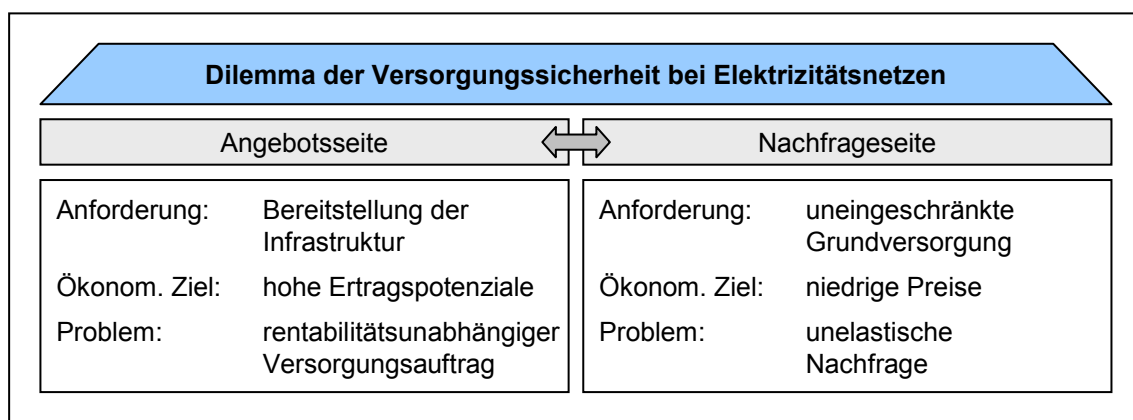


Abbildung 14: Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeitsinteressen

Quelle: In Anlehnung an Böske 2007: 7.

Letzten Endes ist es das Ziel der Energiepolitik, „billige“ Energie und damit niedrige Transportkosten, sichere Versorgung sowie weitestgehende Harmonie zwischen allgemeinen energiepolitischen und unterschiedlichen wirtschaftspolitischen Zielen zu erreichen (Gröner 1975: 31). In einem funktionierenden Markt, d. h. unter Konkurrenz (vgl. Kapitel 3.2.2), ist die Zusammenführung der unterschiedlichen Wirtschaftlichkeitsvorstellungen zwischen Anbieter- und Nachfrageseite und das damit einhergehende Preis- und Qualitätsniveau selbstregulierendes Produkt der allgemeinen Marktmechanismen. Daher sind aus der heutigen ordnungspolitischen Sicht „marktwirtschaftliche Strukturen und funktionierender Wettbewerb die besten Voraussetzungen für wirtschaftliche – das heißt: effiziente – Energiebereitstellung und -nutzung [...]. Die konsequente europaweite Liberalisierung der Märkte für Strom und Gas ist beispielsweise eine Voraussetzung dafür, dass sich auch in diesen, früher von Monopolen geprägten Wirtschaftszweigen der Wettbewerb entfaltet und wettbewerbsfähige Preise entwickeln. Davon profitieren industrielle und private Verbraucher sowie die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland insgesamt“ (Monopolkommission 2009: 21).

Die zielübergreifende Betrachtung legt nahe, die Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit als Qualitätskriterium – neben dem Basisprodukt des reinen Energietransports – in die Preissetzung zu integrieren (Internalisierung externer Effekte). Zu diesem Zweck müssen unter genauen Qualitätsvorgaben wettbewerbsähnliche Effizianzanreize gesetzt werden. Diese Anreize umfassen auch Szenarien, in denen ineffiziente Netzbetreiber Verluste generieren können. Die Beschränkung auf eine rein kostenbasierte Preisadministration ist jedoch keineswegs ausreichend.

Die beschriebenen übergeordneten ordnungspolitischen Ziele (vgl. Abbildung 13, Energiepolitisches Zieldreieck) lassen sich vor diesem Hintergrund in einzelne, konkretere Zielkatalysatoren ausdifferenzieren (BNetzA 2005: 9):

- Aus ökonomischer Gesamtsicht wesentliches Kriterium zur Herstellung bzw. Wahrung insbesondere der Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit ist die Förderung einer effizienten Leistungserbringung (BNetzA 2005: 9, Schulze 2006: 73). Die Effizianzforderung bezieht sich zum einen auf ein angemessenes Preisniveau (allokative Effizienz) und zum anderen auf eine optimale Kombination von Inputfaktoren sowie die Produktion zu geringstmöglichen Kosten (produktive bzw. technische Effizienz, Kunz 2003: 50). Schlussendlich wird über die allokativen und technischen Effizienz eine Reduktion der (monopolistisch geprägten) Leistungsentgelte angestrebt (BNetzA 2005: 9, Kurth 2009: 682).

- Neben den Effizienzparametern zählt vor allem die Verhinderung von Marktmachtmissbrauch bzw. Monopolrenten und die damit verbundene Minimierung von Wohlfahrtsverlusten (vgl. Kapitel 3.2.2) zu den notwendigen Bedingungen im Zuge einer Sicherstellung des übergeordneten Zielkatalogs (BNetzA 2005: 9, Schulze 2006: 73). Dieses Zielkriterium ist freilich in einem funktionierenden Wettbewerbsumfeld gegeben (Kurth 2009: 682).
- Während die vorgenannten Katalysatoren einen aus Unternehmenssicht tendenziell reglementierenden Charakter aufweisen, muss bei der Verfolgung des energiepolitischen Zieldreiecks dringend auf ausreichende Investitions- sowie Innovationsanreize geachtet werden, um nicht zuletzt entsprechende Qualitätsstandards zu erreichen bzw. zu wahren und auf diese Weise die angestrebte Versorgungssicherheit und Leistungsfähigkeit langfristig garantieren zu können (Cronenberg 2006: 2, Kurth 2009: 680). Diesem Aspekt kommt vor dem Hintergrund der gegenwärtigen Markttendenzen (vgl. Kapitel 4.2.2) die wohl ausschlaggebende Rolle zu.
- Eng mit den Vergütungsmöglichkeiten, die sich durch Investitionen und Innovationen ergeben, ist das Erfordernis verbunden, dass die finanzielle Überlebensfähigkeit der Anbieter bei effizienter Leistungsbereitstellung gesichert sein muss (Kunz 2003: 50, Schulze 2006: 73). Andernfalls sieht sich der Markt trotz einer Öffnung in Richtung Wettbewerb ggf. einer reduzierten Anzahl von Anbietern gegenüber.
- Jedoch sind es nicht alleine anbieter- und nachfragerbezogene Faktoren, die vor allem den Wirtschaftlichkeitsaspekt und die damit verbundene Wettbewerbsfähigkeit der Volkswirtschaft beeinflussen. In Anknüpfung an das Gedankengut der positiven Theorie (vgl. Kapitel 3.3.2) müssen die Effizienzanforderungen zwingend auch die institutionellen Prozesse der Implementierung der ordnungspolitischen Ziele umfassen (Transaktions- bzw. Regulierungskosten, Klaus 2009: 369, Schnitker 2009: 109–112). Wesentlich ist in diesem Zusammenhang zudem, dass die auferlegten Maßnahmen politische Akzeptanz genießen sowie inhaltliche und zeitliche Stabilität aufweisen (BDEW 2009b: 2, Haucap/Kruse 2003: 6, Kunz 2003: 50).

Von besonderer Bedeutung bei der Verfolgung der ordnungspolitischen Ziele und der dazu erforderlichen Zielkatalysatoren ist der vollzogene Paradigmenwechsel in Bezug auf das Regulierungsobjekt (Kurth 2009: 680). So gilt es, die benannten Zieldimensionen nicht durch einen „End-zu-End“-Ansatz zu implementieren, sondern sich im Rahmen eines disaggregierten Regulierungsansatzes ausschließlich auf die monopo-

listisch geprägte Engpasseinrichtung zu konzentrieren (Knieps 2003: 2/8–11, vgl. Kapitel 4.1).⁵⁰ Daraus ergeben sich zusätzliche Ansatzpunkte bzw. Zielkatalysatoren, die in den Fokus ordnungspolitischer Auflagen fallen (Kurth 2009: 683, Säcker 2004: 99–100):

- Eine wirksame Einflussnahme kann nur erfolgen, wenn eine gezielte Ansteuerung der regulierungsbedürftigen Teilmärkte (Smeets/Knorr 2008: 269–271) möglich ist. Hierzu bedarf es der Entflechtung (sogenanntes „Unbundling“) der vertikal integrierten Versorgungskette und einer trennscharfen Abgrenzung des monopolträchtigen Bereichs (Säcker 2005: 273). Dies ist erforderlich, um die wirtschaftlichen Gegebenheiten und Auswirkungen der ordnungspolitischen Vorgaben isoliert betrachten zu können (Kumkar 1998: 79–86, Meister 2007: 259). Darüber hinaus muss verhindert werden, dass ökonomische Effekte bewusst oder unbewusst aus der Transportstufe in andere oder aus anderen Wertschöpfungsstufen übertragen werden (Rendschmidt et al. 2007: 76).
- Um Wettbewerb schließlich zu ermöglichen, muss von ordnungspolitischer Seite zusätzlich ein diskriminierungsfreier Zugang und Anschluss für und von Dritten garantiert sein (BDEW 2009b: 2, Dinand/Reuter 2006: 7–8).

Maxime	Ziele	Zielkatalysatoren
Wohlfahrts- optimierung und Berücksichtigung von Umverteilungs- aspekten	Wirtschaft- lichkeit	Marktöffnung und Wettbewerb <ul style="list-style-type: none"> ▫ Verhinderung von Marktmachtmissbrauch ▫ Entflechtung monopolträchtiger Bereiche ▫ Diskriminierungsfreier Zugang zu den Netzen Effizientes Verhalten <ul style="list-style-type: none"> ▫ Senkung der Netzentgelte ▫ Optimierung der Qualität Nachhaltigkeit der Infrastruktur <ul style="list-style-type: none"> ▫ Investitions- und Innovationsanreize ▫ Wirtschaftliche Überlebensfähigkeit Anbieter Optimale Regulierung <ul style="list-style-type: none"> ▫ Minimale Transaktionskosten ▫ Politische Akzeptanz und Stabilität
	Versorgungs- sicherheit	
	Umwelt- verträglichkeit / Nachhaltigkeit	

Abbildung 15: Ordnungspolitischer Zielkatalog

Quelle: Eigene Darstellung.

⁵⁰ End-zu-End-Ansatz meint an dieser Stelle die Regulierung eines Gesamtentgeltes (z. B. Strompreis), während sich der disaggregierte Ansatz auf einzelne Preiskomponenten (z. B. Stromnetzentgelt) bezieht (Knieps 2003: 2).

In der Gesamtheit der ordnungspolitisch definierten Ziele und Anforderungen (vgl. Abbildung 15) ergeben sich schließlich in Summe drei wesentliche Ansatzpunkte für die Exekutive zur Implementierung der verschiedenen Vorgaben: die Regulierung der Entflechtung, des Zugangs und Anschlusses sowie der Netzentgelte (Kurth 2009: 680, vgl. Abbildung 16).

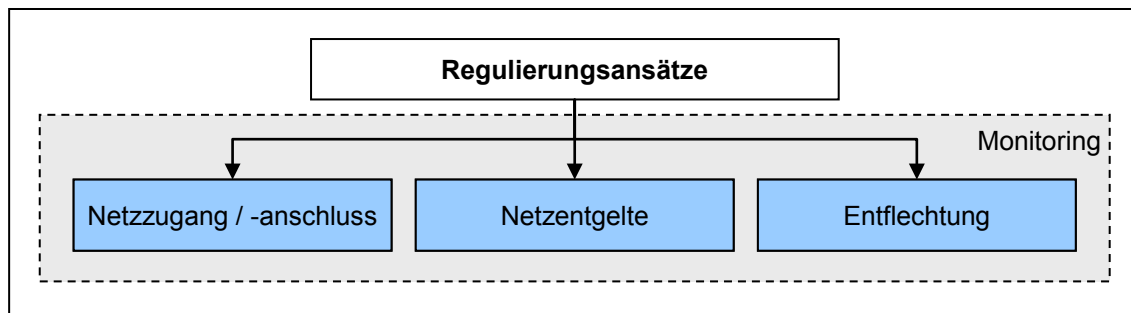


Abbildung 16: Ansatzpunkte für ordnungspolitische Zielkriterien

Quelle: In Anlehnung an Kurth 2009: 682.

So bedürfen vor allem private Stromnetze ordnungspolitischer Eingriffe in Bezug auf die drei Ansatzpunkte der Netzregulierung, um die Gesamtheit der energiepolitischen Ziele zu erreichen sowie die Wohlfahrtsoptimierung und die erforderliche Berücksichtigung von Umverteilungsaspekten zu gewährleisten (Kurth 2009: 682). Aber selbst staatlich verantwortete Netzinfrastrukturen sollten im obigen Sinne geführt werden, um eine zielgerichtete Verwendung der Erlöse sicherzustellen und damit einer Gefährdung der Gutbereitstellung zu begegnen (Diekmann/Ziesing/Leprich 2006: 30).

Die hier zum Gegenstand erklärten Ausführungen beziehen sich ausschließlich auf privatwirtschaftliche Anbieterstrukturen und hierbei allein auf ordnungspolitische Vorgaben hinsichtlich der Verhaltensregulierung zur Netzentgeltbildung (Heuterkes/Janssen 2008: 65). Die leitungsgebundene Energiewirtschaft betreffende Regelungsansätze mit Schwerpunkt auf Netzzugangs-, Netzanschluss- und Entflechtungsaspekten werden im Folgenden nur arrondierend behandelt.

4.3.2 Ordnungspolitische Maßnahmen und Regelungen

Die dargelegten Ziele und die dazu erforderlichen Bedingungen (Zielkatalysatoren) des vorangegangenen Kapitels spiegeln das heutige ordnungspolitische Verständnis wider. Der vormals vom Grundsatz her protektionistischer geprägte ordnungspolitische Rahmen war im EnWG von 1935 kodifiziert und für die Marktteilnehmer der deutschen Energiewirtschaft über 60 Jahre verbindliches Regelwerk.

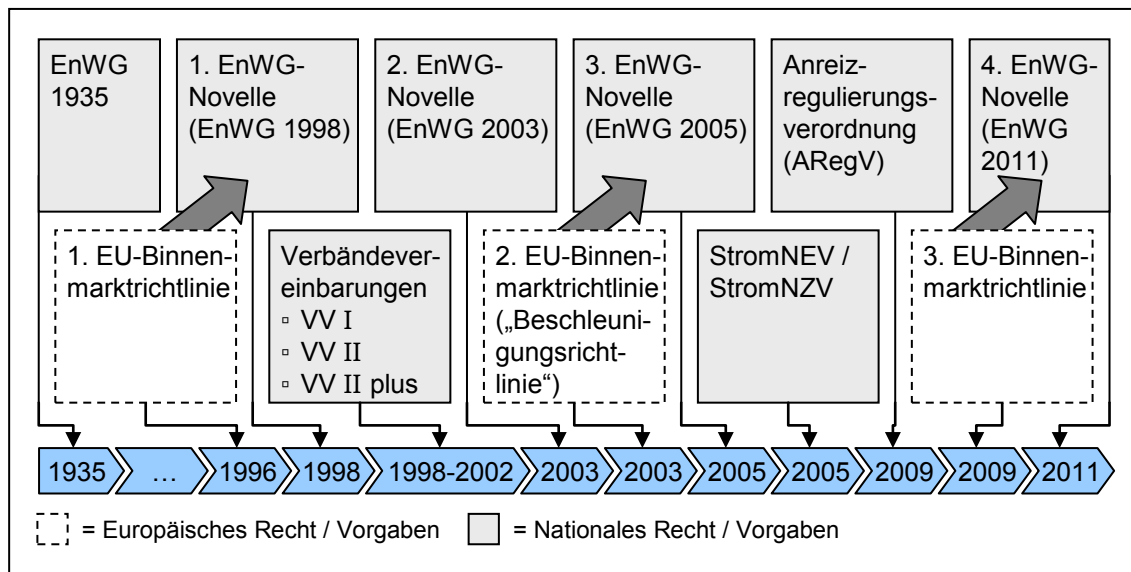


Abbildung 17: Evolution ordnungspolitischer Regelwerke der Elektrizitätswirtschaft

Quelle: Eigene Darstellung.

In Bezug auf die konkrete Umsetzung der wettbewerblichen Neuorientierung des Ordnungsrahmens ging die entscheidende Initialwirkung vom ersten Binnenmarktpaket Strom und Gas der Europäischen Union (EU) im Jahr 1996 aus, das den Mitgliedsstaaten die Umsetzung in nationales Recht innerhalb kürzester Zeit abverlangte (Frenzel 2007: 59, Schiffer 2008: 226). Diese subsidiäre Herangehensweise (Säcker 2004: 99–101, Welfens 2005: 419–420) bei der Festlegung der ordnungspolitischen Maßnahmen und Regelungen zwischen der EU und den einzelnen Staaten hat sich seither mehrfach wiederholt (vgl. Abbildung 17).

Im Folgenden wird auf die drei wesentlichen Ebenen des relevanten Regelungsrahmens eingegangen: Neben den Rechtsakten auf europäischer Ebene sind dies die nationalen Gesetze sowie die darauf aufbauenden Verordnungen. Schwerpunkt bildet letzten Endes klar die Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung, ARegV).

4.3.2.1 Rechtsakte der Europäischen Union

Ausgangspunkt der EU-weiten Einführung von verbindlichen Richtlinien war das gemeinsame Bestreben, den stark heterogenen Energiemarkt in Europa strukturell anzugleichen (Haubrich/Fritz/Maurer 2008: 283, Schiffer 2008: 226–227). Die Ende 1996 erlassene und Anfang 1997 in Kraft getretene Binnenmarktrichtlinie für Elektrizität (96/92/EG, 1. EU-Binnenmarktrichtlinie) formulierte als Ziel die Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes, die Erhöhung des Wettbewerbs und eine kostengünstigere Versorgung mit Strom (Heuterkes/Janssen 2008: 53) und umfasste vor

diesem Hintergrund Vorschriften für die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Strom, die Trennung dieser Bereiche in Management und Rechnungslegung, die Organisation des Netzzugangs und den freien Leitungsbau (Schiffer 2008: 227).

Jedoch stellte die seinerzeit verabschiedete Richtlinie vielmehr nur eine erste Übereinkunft zu den einzelnen Themenbereichen dar und blieb somit hinter den ursprünglichen Erwartungen zurück (Heuterkes/Janssen 2008: 53). Insbesondere hinsichtlich des Netzzugangs ließ das Regelwerk den Mitgliedsstaaten die Möglichkeiten eines regulierten und eines verhandelten Netzzugangsmodells offen (Heuterkes/Janssen 2008: 53).⁵¹ Grundsätzlich wurden die Mitgliedsstaaten zwar verpflichtet, den Wettbewerb auf Strommärkten zu fördern, was sich im ersten Schritt allerdings auf die Bereiche der Stromerzeugung und des Stromvertriebs beschränkte – die monopolistischen Strukturen im Netzbereich blieben vorerst weitestgehend unangetastet (Steger et al. 2008: 46). Zur Vermeidung von abrupten Übergängen aus den gewachsenen Strukturen hinaus sah die Richtlinie eine nur schrittweise Marktöffnung vor. Die vorgegebenen Inhalte mussten binnen zwei Jahren in nationales Recht umgesetzt werden (Schiffer 2008: 227).

Nachdem sich aus europäischer Perspektive nur unbefriedigende Ergebnisse hinsichtlich der Entwicklung von Wettbewerb auf dem Markt leitungsgebundener Energie eingestellt hatten (Richmann 2004: 134, Lundborg/Ruhl/Schulze zur Wiesche 2005: 115), folgte seitens der EU im Jahr 2003 ein weiteres Richtlinienpaket. Aufgrund der darin bestimmten Verkürzung des Fahrplans zur schrittweisen Marktöffnung wurde der Maßnahmenkatalog als Beschleunigungsrichtlinie (2003/54/EG, 2. EU-Binnenmarkt-richtlinie) bezeichnet (Steger et al. 2008: 49). Die neuere Richtlinie 2003/54/EG über „gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG“ (Haubrich/Fritz/Maurer 2008: 286) war von besonderer Bedeutung, da nunmehr die Möglichkeit eines verhandelten Netzzugangs entfiel und die Verpflichtung zur Einführung eines Ex-ante-Regulierungsregimes sowie einer nationalen Regulierungsinstanz bis Mitte 2004 bestand (Heuterkes/Janssen 2008: 57). Im Hinblick auf die Gestaltung der Netzentgelte wurde in der Richtlinie ausdrücklich formuliert, dass es bei den Regulierungsmaßstäben zu beachten gilt, „dass die notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass die

⁵¹ Beim verhandelten Netzzugang schafft der Staat den (Netz-)Nutzungsanspruch nur dem Grunde nach, während er die konkrete Ausgestaltung der Bedingungen bzw. Preise den Verhandlungen zwischen Netznutzer und Netzbetreiber überlässt (Schiffer 2008: 227).

Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist“ (2003/54/EG Art. 23 Abs. 2 Lit. a, Jansen 2009: 32).

Nachdem die 1. EU-Binnenmarktrichtlinie bei vertikal integrierten Energieversorgern lediglich die Trennung der einzelnen Wertschöpfungsstufen in Bezug auf das Management und die jeweilige Rechnungslegung vorsah, zielte die Beschleunigungsrichtlinie neuerlich darauf ab, eine (gesellschafts-)rechtliche, operationelle, informatorische und buchhalterische Entflechtung herbeizuführen (Heuterkes/Janssen 2008: 57, Schiffer 2008: 230). Eine vollständige Herauslösung der Netzbereiche war hingegen nicht Bestandteil der Auflagen, sodass weder das Eigentum an den Netzen an die rechtlich entflochtene Betreibergesellschaft (Pachtmodell) noch die Anteile an der Netzgesellschaft an Dritte (sogenanntes Ownership Unbundling) übertragen werden mussten (Steger et al. 2008: 50). Die diesmal nur einjährige Frist zur Umsetzung in nationales Recht konnte in den meisten Mitgliedsstaaten trotzdem nicht eingehalten werden (Schiffer 2008: 230).

Das zuletzt ergangene Richtlinienpaket, das wiederum zur Aufhebung der 2. EU-Binnenmarktrichtlinie führte und erneut innerhalb von zwei Jahren in nationales Recht umgesetzt werden muss (Gundel/Germelmann 2009: 764), zielt im Wesentlichen auf eine Verschärfung des Entflechtungsregimes sowie die Stärkung der Befugnisse und Unabhängigkeiten der nationalen Regulierungsbehörden sowie deren Zusammenarbeit auf EU-Ebene ab (Haubrich/Fritz/Maurer 2008: 287). Nachdem die Diskussion um den Modus der Abtrennung des Netzes in der Energieversorgung zeitweilig Züge eines „Glaubenskrieges“ angenommen hatte (Kessler 2008: 4), stellt die 3. EU-Binnenmarktrichtlinie vom 13.07.2009 (2009/72/EG) im Hinblick auf die Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber drei Unbundling-Optionen zur Wahl (Schmidt-Preuß 2009: 82)⁵²:

- Ownership Unbundling (OU), d. h. eine zwangsweise Herauslösung der Netze aus dem Konzernverbund des vertikal integrierten Unternehmens („Zwangverkauf“)
- Independent System Operator (ISO), also die vollständige Übertragung der gesamten Betriebsführung an einen unabhängigen Netzbetreiber, wohingegen das Eigentum an der Infrastruktur bei dem vertikal integrierten Versorger verbleibt („Betriebsführungsmodell“)
- Independent Transmission Operator (ITO), damit ist die Beibehaltung der eigentumsrechtlichen Verbindung des vertikal integrierten Unternehmens und der Netz-

⁵² Zu den verschiedenen Entflechtungsmodellen in der europäischen Diskussion vgl. Bourwieg/Antoni 2008: 36–40.

sparte bei gleichzeitig absoluter Autonomie der monopolistischen Engpasseinrichtung gemeint. Die Unabhängigkeit soll durch die uneingeschränkte unternehmerische Vollausrüstung, eine eigene Rechtsform, die unternehmerisch-gestaltende und strukturelle Eigenständigkeit sowie ein unabhängiges Management und ein Aufsichtsorgan des ITO sichergestellt werden („Dritter Weg“, Schmidt-Preuß 2009: 84–86).

Der „Dritte Weg“ war nicht zuletzt auf die Initiative einer Gruppe von Mitgliedsstaaten zurückzuführen, die sich unter der Führung von Deutschland und Frankreich gegen eine Zwangsenteignung (Ownership Unbundling) bzw. das Betriebsführungsmodell aus wettbewerbspolitischen und grundsätzlichen – auch eigentumsbasierten⁵³ – Erwägungen ausgesprochen hatten (Schmidt-Preuß 2009: 82). Somit wird für die Strukturentscheidungen im Hinblick auf die deutsche Energiewirtschaft das ITO-Modell maßgeblich sein. Damit bleibt die in nationales Recht umzusetzende Unbundling-Lösung deutlich hinter der ursprünglich strengeren Version zurück (Gundel/Germelmann 2009: 770), was bereits Anlass zu Spekulationen gibt, inwiefern ein viertes Binnenmarktpaket notwendig bleibt, um das Kernproblem der Funktionsschwächen eines wettbewerblichen Binnenmarktes vollständig zu beseitigen (Czechanowsky 2008: 1, Seelos 2008: 1).

4.3.2.2 Energiewirtschaftsgesetz

Auf Veranlassung der 1. EU-Binnenmarktrichtlinie wurden die europarechtlichen Auflagen in Deutschland mit Inkrafttreten der Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes im April 1998 (EnWG 1998) deutlich vor Ablauf der hierfür gesetzten Zweijahresfrist umgesetzt. Anstelle der laut Richtlinie möglichen schrittweisen Marktöffnung wurde mit Einführung des EnWG 1998, das das EnWG 1935 und damit eine über 100 Jahre währende Tradition geschlossener Versorgungsgebiete ablöste, der gesamte Strommarkt bis hin zum Haushaltskunden dem Wettbewerb *de jure* vollumfänglich geöffnet (Blankart/Cwojdzinski/Fritz 2004: 498, Büdenbender 2006: 197). So waren im Gegensatz zur protektionistischen Vorgangsregelung die Betreiber von Elektrizitätsnetzen verpflichtet, anderen Unternehmen das Versorgungsnetz für Durchleitungen diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen (Theobald et al. 2008: 14). Eine derartige Planübererfüllung betraf nicht den Bereich der Netzentgelte, hier sah das EnWG nur die Minimallösung in Form verhandelter Netzzugänge vor, eine konkrete behördliche

⁵³ Zu den „eigentumsrechtlichen Leitplanken“ eines Ownership Unbundling vgl. Kühling/Hermeier 2008: 134–141.

Regulierung sollte bisweilen jedoch nicht implementiert werden (Haubrich/Fritz/Maurer 2008: 284).

Infolgedessen verabschiedeten die tragenden Verbände der deutschen Energiewirtschaft⁵⁴ die „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten“ (VV I), die sich im Wesentlichen auf Regelungen zur Vergütung der Netzinanspruchnahme konzentrierte. Diese Vereinbarungen wurden im Jahr 1999 (VV II) und 2001 (VV II plus) neu verhandelt und verschiedentlich inhaltlich angepasst, bildeten aber im Kern die Grundlagen für den Stromnetzzugang in Deutschland bis zur Einführung des regulierten Netzzugangs (Haubrich/Fritz/Maurer 2008: 284–286).⁵⁵ Die EnWG-Novelle aus dem Jahr 2003, die die Marktöffnung leitungsgebundener Energie auf den Gassektor ausweitete (sogenannte Gasnovelle), verlieh den privatwirtschaftlichen Verbändevereinbarungen die nötige Rechtswirkung, da die Einhaltung „guter fachlicher Praxis“ bei der Bildung der Netzentgelte als hinreichend erfüllt angesehen war, wenn diese nach den Maßstäben der Verbändevereinbarungen ermittelt wurden (§§ 6 Abs. 1 Satz 1, 6a Abs. 2 Satz 1 EnWG 2003, Schiffer 2008: 229–230, Theobald et al. 2008: 14).

Das in Deutschland auf Basis des EnWG 1998 und 2003 praktizierte Prinzip des verhandelten Netzzugangs stand in Bezug auf die ökonomischen Auswirkungen sowie die rechtliche Zulässigkeit fortwährend in der Kritik (Büdenbender 2006: 198, Steger et al. 2008: 48–49) und bedurfte daher, aber vor allem durch die Beschleunigungsrichtlinie aus dem Jahr 2003, einer Veränderung (vgl. Kapitel 4.3.2.1). So kam es, dass die 3. EnWG-Novelle (EnWG 2005, im Folgenden nur noch EnWG) mit etwa einjähriger Verspätung die europarechtlichen Vorgaben aus dem Jahr 2003 in nationales Recht umsetzte und seither genaue Vorgaben für eine Ex-ante-Regulierung macht. Dies umfasst insbesondere Regelungen zur

- Einsetzung einer Regulierungsbehörde mit weitreichenden Kompetenzen,
- Abschaffung der Verbändevereinbarungen,
- buchhalterischen, rechtlichen und organisatorischen Entflechtung (Unbundling),
- grundsätzlich kostenorientierten Regulierung mit Benchmarking,
- Überführung der kostenorientierten Entgeltbildung in eine Anreizregulierung und

⁵⁴ Die beteiligten Verbände umfassten den VDEW/Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke, den VIK/Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft sowie den BDI/Bundesverband der deutschen Industrie (Haubrich/Fritz/Maurer 2008: 284).

⁵⁵ Ausführlicher zu den Verbändevereinbarungen vgl. Dinand/Reuter 2006: 24–28.

- Ex-ante-Regulierung durch eine Regulierungsbehörde (Dinand/Reuter 2006: 29).

Zwischenzeitlich sind erste Eckpunkte einer erneuten EnWG-Novelle seitens des BMWi veröffentlicht worden (BMWi 2010c). Die vorgesehenen Änderungen betreffen im Hinblick auf Netzbetreiber in erster Linie Entflechtungs- und weniger Netzentgeltregulierungsaspekte (BDEW 2010a: 1–2, vgl. 3. EU-Binnenmarktrichtlinie Kapitel 4.3.2.1).

Das bis zur angekündigten Novellierung maßgebliche EnWG in seiner Fassung vom 13.07.2005 ist in zehn Teile aufgegliedert und kodifiziert in dieser Struktur die Vorschriften zum allgemeinen Zweck des EnWG, zur Entflechtung des Netzbetriebs, zur Regulierung der Infrastrukturaufgaben, des Netzanschlusses und -zugangs, zur Energielieferung an den Letztverbraucher, zur Planfeststellung und Wegenutzung, zur Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung, zu den zuständigen Behörden, zu den einzelnen Verfahren sowie zu den sonstigen Vorschriften und Schlussvorschriften (EnWG 2005: 1–5, Schiffer 2008: 230–232). Dabei wurden Regelungsumfang und Regelungstiefe des Gesetzes massiv ausgeweitet: Die Zahl der Paragraphen stieg gegenüber dem EnWG 1998 von 19 auf 118, die Zahl der Worte von 3.200 auf 26.200 und die Zahl der Verordnungsermächtigungen von 8 auf 28 (Prael/Fischer 2007: 58).

Der in dem Gesetz verankerte übergeordnete Zweck spiegelt sowohl die ordnungspolitischen Zieldimensionen (vgl. Kapitel 4.3.1) als auch die europarechtlichen Vorgaben aus den Binnenmarktrichtlinien (vgl. Kapitel 4.3.2.1) wider:

§ 1 Abs. 1 EnWG: „Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität [...].“

Im Gesetz niedergeschrieben ist insbesondere auch die Pflicht der Netzbetreiber, für ein „sichereres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz“ – soweit wirtschaftlich zumutbar – einzustehen (§ 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG). Hervorgehoben werden insbesondere die besonderen Aufgaben und die hohe Systemrelevanz der Übertragungsnetzbetreiber. Ihnen obliegt die Sicherstellung eines reibungslosen Austauschs mit anderen nationalen und internationalen Verbundnetzen und einer zuverlässigen Energieversorgung innerhalb deren Regelzonen (§§ 12, 13 EnWG):

§ 12 Abs. 3 EnWG: „Betreiber von Übertragungsnetzen haben dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen.“

Die Pflichten der Netzbetreiber umfassen den physischen Anschluss der Letztverbraucher, gleich- oder nachgelagerter Netze sowie von Erzeugungs- und Speicheranlagen (§ 17 Abs. 1 EnWG). Für Übertragungsnetzbetreiber zählt dazu insbesondere auch die kostspielige Anbindung von Offshore-Anlagen, die in deren jeweiliger Regelzone liegen (§ 17 Abs. 2a EnWG, Valentin 2009: 68–72). Das „Anschlussverweigerungsrecht“ wurde von der Bundesnetzagentur verneint, was bereits vom Bundesgerichtshof (BGH) letztinstanzlich bestätigt wurde (BGH EnVR 48/08: 4–5, BNetzA 2010a: 195).

Die wesentlichen für die Entgeltregulierung relevanten Paragraphen sind § 21 EnWG „Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang“ (im Sinne der Kostenregulierung) und § 21a EnWG „Regulierungsvorgaben für Anreize für eine effiziente Leistungserbringung“ (im Sinne der Anreizregulierung, Theobald et al. 2008: 16). An dieser Stelle ist die Forderung der Essential Facilities Doctrine kodifiziert (vgl. Kapitel 3.2.2), in der verlangt wird, dass neben der grundsätzlichen Möglichkeit des Zugangs zu einer monopolistischen Engpasseinrichtung von ordnungspolitischer Seite sichergestellt werden muss, dass dies in Form eines inversen Arm's-length-Prinzips zu geschehen hat (Jansen 2009: 25–26):

§ 21 Abs. 1 EnWG: „Die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang müssen angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und dürfen nicht ungünstiger sein, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet und tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden.“

Nach intensiven Auseinandersetzungen zwischen Bundestag und Bundesrat entschied sich der Gesetzgeber diesbezüglich für eine Einzelentgeltgenehmigung in Form einer – bis auf wenige Ausnahmen – kostenorientierten Regulierung (Cost-Plus, vgl. Kapitel 3.5.2), ergänzt um Aspekte des Vergleichsmarktprinzips⁵⁶ (Steger et al. 2008: 51, Theobald et al. 2008: 16):

§ 21 Abs. 2 EnWG: „Die Entgelte werden auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbs-

⁵⁶ Ziel war es, durch einen derartigen hybriden Ansatz Anreizen zu Überinvestitionen bzw. Überkapitalisierung im Sinne des Averch-Johnson-Effekts entgegenzuwirken (Heuterkes/Janssen 2008: 65).

fähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet [...] Soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden, dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden.“

§ 21 Abs. 3 Satz 1 EnWG: „Um zu gewährleisten, dass sich die Entgelte für den Netzzugang an den Kosten einer Betriebsführung nach Absatz 2 orientieren, kann die Regulierungsbehörde in regelmäßigen zeitlichen Abständen einen Vergleich der Entgelte für den Netzzugang, der Erlöse oder der Kosten der Betreiber von Energieversorgungsnetzen durchführen (Vergleichsverfahren).“

Im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens war § 21a EnWG erst nachträglich aufgenommen worden (BNetzA 2006a: 19), um bereits konkret auf die Möglichkeit abzustellen, durch eine Rechtsverordnung ein Anreizregulierungsregime als Unterfall der kostenorientierten Entgeltbildung einzuführen (Theobald et al. 2008: 16). So beschreibt der gesamte Paragraf und insbesondere der Absatz 2 die wesentlichen Eckpfeiler des Anreizregulierungskonzepts, bleibt jedoch bewusst „methodenoffen“, da die endgültige Ausgestaltung der zuständigen Regulierungsbehörde überlassen werden sollte (Büdenbender 2006: 199, Deutscher Bundestag 2005: 120):

§ 21a Abs. 2 EnWG: „Die Anreizregulierung beinhaltet die Vorgabe von Obergrenzen, die in der Regel für die Höhe der Netzzugangsentgelte oder die Gesamterlöse aus Netzzugangsentgelten gebildet werden, für eine Regulierungsperiode unter Berücksichtigung von Effizienzvorgaben. [...] Dabei sind Obergrenzen mindestens für den Beginn und das Ende der Regulierungsperiode vorzusehen [...].“

Der in Summe recht umfangreiche Paragraf 21a regelt in den verbleibenden Absätzen ansonsten in erster Linie den Begriff „Anreizregulierung“ (Abs. 1), die Dauer der Regulierungsperioden (Abs. 3), Kostenzuordnungs- und Rechenkriterien (Abs. 4) sowie die Effizienzvorgaben (Abs. 5) (Salje 2006: 631–633). Hinsichtlich der Einzelheiten des Regulierungsregimes und des Startzeitpunktes enthält § 21a EnWG zudem eine Vielzahl von Verordnungsermächtigungen (Abs. 6) (vgl. Kapitel 4.3.2.3 und 4.3.2.4). Die daraus hervorgegangenen Detailnormen wurden teilweise bereits im Gesetzgebungsverfahren zum EnWG parallel erarbeitet und beraten, da insbesondere der Bundesrat darauf gedrungen hatte, die Grundzüge des EnWG nur im Zusammenhang mit den zentralen hierauf beruhenden Ausführungsverordnungen zu verhandeln (Schiffer 2008: 233).

Analog zu den in Kapitel 3.5.3 beschriebenen performancebasierten Regulierungskonzepten ist es im Fall der in § 21a EnWG vorgezeichneten Anreizregulierung das Ziel, durch die bewusste Entkopplung der Erlöse von den Kosten Anreize für eine effiziente(re) Leistungserbringung zu setzen, indem die innerhalb einer Regulierungsperiode erzielten Effizienzgewinne teilweise durch die Netzbetreiber vereinnahmt werden dürfen (BNetzA 2006a: 21, Büdenbender 2006: 200). Damit soll erreicht werden, dass bei vergleichsweise hohem Anreiz zur Versorgungssicherheit die Netzbetreiber dennoch incentiviert werden können, die Bereitstellungskosten zu reduzieren (vgl. Abbildung 18).

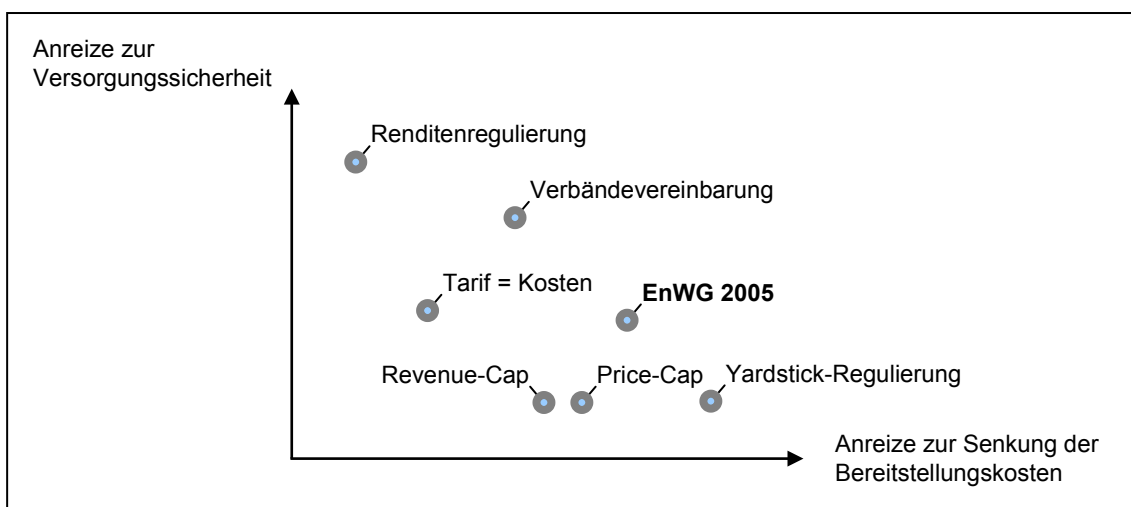


Abbildung 18: Einordnung der EnWG-Regulieren in Bezug auf Regulierungsziele

Quelle: Fritz 2005: 117/135.

Sowohl die kostenbasierte als auch die anreizregulierte Entgeltgenehmigung ist nach § 23a Abs. 1 EnWG in verfahrensrechtlicher Hinsicht als Vorabgenehmigung durchzuführen (Theobald 2008: 16) und stellt damit in beiden Fällen ein Ex-ante-Regulierungsregime dar (vgl. Kapitel 3.4.2). Die genehmigten Entgelte sind dabei grundsätzlich als Höchstpreise zu verstehen (§ 23a Abs. 2 Hs. 1 EnWG, Heuterkes/Janssen 2008: 66).

4.3.2.3 Stromnetzentgeltverordnung

Grundlage der gemäß § 21 EnWG unmittelbar mit dessen Inkrafttreten geltenden kostenbasierten Renditenregulierung (Cost-Plus) ist die sogenannte Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)⁵⁷, die im Rahmen der benannten

⁵⁷ Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I 2005: 2225), die zuletzt durch Artikel 6 der Verordnung vom 03.09.2010 (BGBl. I 2010: 1261) geändert worden ist).

Verordnungsermächtigungen nur wenige Tage nach dem EnWG im Bundesgesetzblatt verkündet wurde. Diese Verordnung gibt den kalkulatorischen Rahmen vor, nach dem die Netzbetreiber die Nutzungsentgelte für die Inanspruchnahme ihrer Infrastruktur durch Dritte kalkulieren und genehmigen lassen müssen (Büdenbender 2006: 199, Schiffer 2008: 233).⁵⁸

Durch die Formulierungen im EnWG war zum Zeitpunkt des Erlasses der Verordnung bereits vorgezeichnet, dass dieses Regime in seiner Reinform nur eine Übergangslösung darstellen würde (vgl. Kapitel 4.3.2.2), jedoch dient die darin kodifizierte Herangehensweise zur Feststellung der Kosten eines effizienten Netzbetriebs auch für die damals schon vorskizzierte Anreizregulierung (vgl. Kapitel 4.3.2.4). Die kostenbasierte Entgeltbildung anhand der StromNEV soll dem Netzbetreiber im Kern ermöglichen, seinen Anlagenbestand wiederzubeschaffen (Erhaltungsprinzip) und eine angemessene Rendite zu erwirtschaften. Durch Letzteres soll gewährleistet werden, dass ein Netzbetreiber Interesse an Investitionen in sein Unternehmen behält (Theobald et al. 2008: 16).

Während der Phase der Cost-Plus-Regulierung werden die Entgelte aufbauend auf den spezifischen Kosten des Netzbetriebs, die grundsätzlich der Gewinn-und-Verlust-Rechnung (GuV) des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres zu entnehmen sind, gebildet (§ 3 Abs. 1 StromNEV, Steger et al. 2008: 51). Die Anerkennungsfähigkeit dieser Kosten orientiert sich an den „Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers“ (§ 4 Abs. 1 StromNEV). Neben den „aufwandsgleichen Kostenpositionen“, wie z. B. Personal-, Material- und Fremdleistungskosten sowie Fremdkapitalzinsen (§ 5 StromNEV, Jansen 2009: 211), darf zur Erhaltung des Anlagenbestands auch die ratierliche Wertminderung der Netzinfrastuktur in Ansatz gebracht werden („kalkulatorische Abschreibung“, § 6 StromNEV). Darüber hinaus finden die „kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung“ (§ 7 StromNEV) sowie die „kalkulatorischen [Gewerbe-]Steuern“ Berücksichtigung (§ 8 StromNEV). Spiegelbildlich zu den aufwandsgleichen Kosten sind Erlöse Kosten mindernd in die Entgeltkalkulation einzubeziehen („negative aufwandsgleiche Kosten“, Jansen 2009: 211). Die Berechnung der

⁵⁸ Zeitgleich wurde auch eine Stromnetzzugangsverordnung (StromNEV, Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen bzw. Stromnetzzugangsverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I 2005: 2243), die zuletzt durch Artikel 2 Absatz 1 der Verordnung vom 17.10.2008 (BGBl. I 2008: 2006) geändert worden ist) erlassen, die die konkreten Bedingungen, zu denen der Zugang zu den Stromnetzen zu gewähren ist, festschreibt (Schiffer 2008: 233). Diese Verordnung wird im Folgenden jedoch nicht weiter in den Einzelheiten erläutert.

einzelnen Kostenblöcke (vgl. „Building-Block-Regulierung“, Kapitel 3.5.2) folgt dabei speziellen Rechenvorschriften, die im Hinblick auf deren wesentliche Züge folgend beschrieben werden.

Aufwandsgleiche Kosten werden vom Grundsatz her aus der Segment-GuV des Netzbetreibers abgeleitet (§ 5 Abs. 1 StromNEV). Jedoch finden im Zuge der Entgeltgenehmigung nur solche Kosten Berücksichtigung, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb einstellen würden (Steger et al. 2008: 51). Hierzu bedarf es einer detaillierten Prüfung, die sich nach Kriterien der „Sachgerechtigkeit“, „Angemessenheit“ und „Betriebsnotwendigkeit“ richtet (Jansen 2009: 212). Die Sachgerechtigkeit orientiert sich zum einen an der Zuordnung der einzelnen Kostenpositionen zum Netzbetrieb (z. B. im Hinblick auf die verursachungsgerechte Schlüsselung von Gemeinkosten gemäß § 4 Abs. 4 Satz 1, Büdenbender 2006: 202) und zum anderen an der zeitlichen Verursachung, d. h. einer möglichen Abweichung der Planwerte von den Ist-Werten (BNetzA 2006d: 178–179). Eine abgeschwächte Form einer Effizienzkontrolle stellt die Prüfung der Angemessenheit und Betriebsnotwendigkeit dar, anhand derer festgestellt werden soll, inwiefern gewisse Kosten grundsätzlich für den Betrieb eines Netzes erforderlich sind und „ob ein anderer real existierender effizienter und strukturell vergleichbarer Netzbetreiber ebenfalls entsprechende Kosten aufweist oder nicht“ (Jansen 2009: 213).

Bestandteil der aufwandsgleichen Kostenpositionen sind auch die Fremdkapitalzinsen, die nach § 5 Abs. 2 StromNEV „in ihrer tatsächlichen Höhe einzustellen [sind], höchstens jedoch in der Höhe kapitalmarktüblicher Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen“. Die Regulierungspraxis hat gezeigt, dass der Schwerpunkt der Aussage dieser Verordnungsregelung vielmehr auf der Beschränkung auf „kapitalmarktübliche Zinsen“ als auf der Anerkennung der „tatsächlichen“ Fremdfinanzierungskosten liegt (Jansen 2009: 220–224). So heißt es im Positionspapier der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu Einzelfragen der Kostenkalkulation gemäß Stromnetz-entgeltverordnung, dass „als kapitalmarktüblicher Zinssatz [...] der auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogene Durchschnitt der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten angesehen [wird]“ und dass aufgrund des diesseits unterstellten geringen unternehmerischen Risikos (Grote/Müller 2008: 27) „als Umlaufrendite die durchschnittliche Rendite aller im Umlauf befindlichen festverzinslichen Inhaberschuldverschreibungen (Anleihen) mit einer vereinbarten Laufzeit von mehr als vier Jahren, sofern ihre mittlere Restlaufzeit mehr als drei Jahre beträgt“, anzusehen ist (BNetzA 2006c: 14). Für das ursprüngliche Basisjahr 2004, das für die erste Genehmigungsrunde der kostenbasierten Regulierung relevant war, ergibt sich aus der Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank ein Höchstbetrag für die

anererkennungsfähigen Fremdkapitalzinsen in Höhe von 4,8 % (vgl. Tabelle 6, BNetzA 2006c: 14).

Festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten																
Umlaufrenditen in %																
Jahr	'94	'95	'96	'97	'98	'99	'00	'01	'02	'03	'04	'05	'06	'07	'08	'09
Rendite	6,7	6,5	5,6	5,1	4,5	4,3	5,4	4,8	4,7	3,7	3,7	3,1	3,8	4,3	4,2	3,2
10-J.-Mittel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,1	4,8	4,5	4,3	4,2	4,2	4,1

[...] = vorläufige Angaben, Stand 02.2010

Tabelle 6: Referenzzinssätze für regulierte Umlaufrenditen

Quelle: Bundesbank 2008 und 2010: 36, BNetzA 2008: 9–10.

Die Regelungen hinsichtlich der kalkulatorischen Abschreibungen in § 6 StromNEV sind Resultat der Methoden der Nettosubstanz- und Realkapitalerhaltung (Büdenbender 2006: 203). Ziel ist es, die „Gewährleistung eines angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetriebes“ durch den kalkulatorischen Ansatz der Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagegüter zu unterstreichen und zu diesem Zweck von den bilanziellen Abschreibungsbeträgen abzuweichen (§ 6 Abs. 1 Satz 1 und 2 StromNEV). Zunächst ist hierzu der Anlagenbestand (Sachanlagevermögen, *SachAV*) aufzuteilen in Vermögensgegenstände, die vor dem 01.01.2006 aktiviert wurden (Altanlagevermögen, *AltAV*), und solche, die ab dem 01.01.2006 aktiviert wurden (Neuanlagevermögen, *NeuAV*). In gleich welchem Fall werden die lineare Abschreibungsmethode (§ 6 Abs. 2 Satz 1 und Abs. 4 StromNEV) sowie die (Rest-)Nutzungsdauern [*ND*] gemäß § 6 Abs. 5 Satz 1 i. V. m. Anlage 1 StromNEV angewandt, eine Abschreibung unter null ist unzulässig (§ 6 Abs. 6 Satz 6 und Abs. 7 StromNEV). Die regulatorischen Nutzungsdauern weichen mitunter deutlich von den handelsrechtlichen Bestimmungen ab (Kaldewei/Albers/Hübner 2008: 51).

$$[13] \quad SachAV = AltAV_{\leq 31.12.2005} + NeuAV_{\geq 01.01.2006}$$

Bei der Berechnung der kalkulatorischen Jahresabschreibungen [AfA_{reg}] auf das Altanlagevermögen ist bezüglich der Abschreibungsbasis bzw. des (Rest-)Werts [*RW*] zwischen dem eigen- und fremdfinanzierten Anteil zu unterscheiden: Die Abschreibungen auf den eigenfinanzierten Anteil der Altanlagen sind auf Grundlage der soge-

nannten Tagesneuwerte $[TNW]$ ⁵⁹ zu kalkulieren und mit der kalkulatorischen Eigenkapitalquote $[EKQ I]$ zu multiplizieren (§ 6 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 StromNEV); die Abschreibungen auf den fremdfinanzierten Anteil hingegen sind auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten $[AHK]$ herzuleiten und mit der kalkulatorischen Fremdkapitalquote $[FKQ I]$ zu multiplizieren (§ 6 Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 StromNEV). Somit ergibt sich für eine Anlage i die folgende Jahresabschreibung (BNetzA 2006c: 11):

$$[14] \quad AfA_{reg,i}^{AltAV} = \frac{RW_{TNW,i}}{ND_i} \cdot EKQ I + \frac{RW_{AHK,i}}{ND_i} \cdot FKQ I$$

Die für die Berechnung heranzuziehende Eigenkapitalquote $[EKQ I]$ ergibt sich aus der Division des betriebsnotwendigen Eigenkapitals I $[BEK I]$ durch das gesamte betriebsnotwendige Vermögen I $[BNV I]$ auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (§ 6 Abs. 2 Satz 3 StromNEV, vgl. Tabelle 7).

Die anhand Formel [15] ermittelte Eigenkapitalquote ist vom Gesetzgeber auf ein Maximum in Höhe von 40 % beschränkt (§ 6 Abs. 2 Satz 3 bis 5 StromNEV).

$$[15] \quad EKQ I_t = \frac{BEK I_t}{BNV I_t}, \quad FKQ I_t = 1 - EKQ I_t, \quad \text{u. B. d. R.}$$

$$EKQ I_t \leq \overline{EKQ I_t} = 40\%$$

Die Berechnung der kalkulatorischen Jahresabschreibungen auf das Neuanlagevermögen erfolgt ausschließlich und ungeachtet der Finanzierungsstruktur unter Berücksichtigung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und der entsprechenden Nutzungsdauern $[ND]$ (§ 6 Abs. 4 StromNEV).

$$[16] \quad AfA_{reg,i}^{NeuAV} = \frac{RW_{AHK,i}}{ND_i}$$

Auch die Herleitung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung in § 7 StromNEV folgt einem detaillierten Berechnungsschema, das sich in die vier folgenden Hauptschritte unterteilen lässt (BNetzA 2006c: 12):

⁵⁹ Der „Tagesneuwert ist der unter Berücksichtigung der technischen Entwicklung aktuell gültige Anschaffungswert für vergleichbare Anlagen zum jeweiligen Bewertungszeitpunkt“. Die Anpassung auf den Tagesneuwert hat auf Basis spezifischer Preisindizes, die auf vorgegebenen Indexreihen des Statistischen Bundesamtes beruhen, zu erfolgen (§ 6 Abs. 3 StromNEV, Bündenbender 2006: 203).

- Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote I [*EKQ I*]
- Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals II [*BEK II*]
- Ermittlung des die zulässige Eigenkapitalquote II [*EKQ II*] übersteigenden Eigenkapitalanteils
- Ermittlung der Verzinsung für die beiden vorgenannten Eigenkapitalanteile

Schritt 1: Die kalkulatorische Eigenkapitalquote I berechnet sich analog zu § 6 Abs. 2 Satz 3 StromNEV und dementsprechend auch nach Formel [15]. Grundlage für den Quotienten ist das Jahresmittel des betriebsnotwendigen Eigenkapitals I (im Zähler) und des gesamten betriebsnotwendigen Vermögens I (im Nenner). Letzteres setzt sich auf der Aktivseite zusammen aus dem zu Anschaffungs- und Herstellungskosten bewerteten Sachanlagevermögen, den betriebsnotwendigen Finanzanlagen [*FinAV*] und dem betriebsnotwendigen Umlaufvermögen [*UV*] (vgl. Tabelle 7).

Eigenkapitalquote I (EKQ I)

Betriebsnotwendiges Eigenkapital I (BEK I) und Vermögen I (BNV I)

Kalkulatorische Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen AHK	
+ Finanzanlagen	
+ Umlaufvermögen	
= Betriebsnotwendiges Vermögen I (BNV I)	
./.. Steueranteil Sonderposten mit Rücklagenanteil	
./.. Verzinsliches Fremdkapital	
./.. Abzugskapital	
= Betriebsnotwendiges Eigenkapital I (BEK I)	

Tabelle 7: Herleitung kalkulatorische Eigenkapitalquote I (EKQ I)

Quelle: BNetzA 2006c: 12.

Um zum betriebsnotwendigen Eigenkapital zu gelangen, ist der zuvor ermittelte Betrag um die Steueranteile der Sonderposten mit Rücklagenanteil, das verzinsliche Fremdkapital sowie das sogenannte „Abzugskapital“ zu reduzieren (§ 7 Abs. 2 Satz 3 StromNEV). Als Abzugskapital wird das zinslos zur Verfügung stehende Kapital bezeichnet; es umfasst laut § 7 Abs. 2 StromNEV das Jahresmittel an Rückstellungen, erhaltenen Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden, unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen, erhaltene Baukostenzuschüsse sowie sonstige dem Netzbetreiber zinslos zur Verfügung stehende Verbindlichkeiten. Das nunmehr ermittelbare *BEK I* ist auch zum Zweck der Berechnung der Eigenkapital-

zinsen auf 40 % begrenzt bzw. der Verschuldungsgrad⁶⁰ auf ein Minimum von 60 % festgeschrieben (s. o.).

Neben den Auflagen hinsichtlich der Kapitalstruktur wurde bei der Bestimmung des betriebsnotwendigen Vermögens zusätzlich eine Obergrenze bestimmter Positionen des aktivischen Umlaufvermögens eingeführt (Fülbier 2009: 150). Diese Einschränkung findet sich zwar nicht explizit im Gesetzestext, wird in der Regulierungspraxis jedoch in Anlehnung an die Begrifflichkeit „betriebsnotwendig“ (§ 7 Abs. 1 Satz 2 Nr. 4 StromNEV) vorgenommen. Die von oberster gerichtlicher Instanz bestätigte Höchstgrenze des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens liegt bei 25 % des Umsatzes (BGH EnVR 79/07: 4). Anwendung findet letzten Endes vielfach die auf der Logik kalendermonatlicher Zahlungsziele beruhende 1/12- (liquide Mittel) bzw. 3/12- (Forderungen aus Lieferungen und Leistungen) Regel (PwC 2007: 23).

Schritt 2: Die „Verzinsungsbasis“ (bzw. im Sinne der deutschen Regulierung die „Regulated Asset Base“ oder „RAB“, vgl. Kapitel 3.5.2 und 3.5.3) stellt das betriebsnotwendige Eigenkapital II dar (BNetzA 2006c: 13). Die Herleitung dieser Größe unterscheidet sich vom *BEK I* durch die Zugrundelegung von historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten beim fremdfinanzierten Anteil des Altanlagevermögens, von Tagesneuwerten beim eigenfinanzierten Anteil des Altanlagevermögens und ebenfalls den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten beim Neuanlagevermögen (Stichtag 01.01.2006). Grundstücke müssen hierbei grundsätzlich mit den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten angesetzt werden (§ 7 Abs. 1 StromNEV, BNetzA 2006d: 183). Die sonstigen Positionen sind analog zur Berechnungsweise des *BNV I* und *BEK I* zu addieren bzw. subtrahieren. Die gesetzlich kodifizierte Verzinsungsbasis (*BEK II*, vgl. Tabelle 8) umfasst also nur den Eigenkapitalanteil des regulierten Anlagevermögens.

⁶⁰ Der Verschuldungsgrad (Leverage) wird hier synonym mit dem Anteil des Fremdkapitals am Gesamtkapital verwendet (auch Fremdkapitalquote, Koller/Goedhart/Wessels 2005: 498).

Verzinsungsbasis (EKQ II) / Regulated Asset Base	
Betriebsnotwendiges Eigenkapital II (BEK II) und Vermögen II (BNV II)	
	Kalkulatorische Restwerte des AltAV zu TNW (Grundstücke AHK) × EKQ I (max. 40 %)
+	Kalkulatorische Restwerte des AltAV zu AHK (Grundstücke AHK) × FKQ I (min. 60 %)
+	Kalkulatorische Restwerte des NeuAV zu AHK
+	Finanzanlagen
+	Umlaufvermögen
<hr/>	
=	Betriebsnotwendiges Vermögen II (BNV II)
<hr/>	
./.	Steueranteil Sonderposten mit Rücklagenanteil
./.	Verzinsliches Fremdkapital
./.	Abzugskapital
<hr/>	
=	Betriebsnotwendiges Eigenkapital II (BEK II)
<hr/>	

Tabelle 8: Herleitung kalkulatorische Eigenkapitalquote II (EKQ II)

Quelle: In Anlehnung an BNetzA 2006c: 13.

Schritt 3: Der in Schritt 2 ermittelte Betrag für die *BEK II* wird laut Entgeltverordnung nicht unbegrenzt mit dem regulatorisch vorgesehenen Eigenkapitalzinssatz vergütet. Gemäß § 7 Abs. 1 Satz 5 StromNEV ist der die 40%-Marke übersteigende Eigenkapitalanteil nominal wie Fremdkapital zu verzinsen (Bock/Otto 2009: 51). Dadurch soll vermieden werden, dass Netzbetreibern Anreize gesetzt werden, eine unverhältnismäßig hohe Eigenkapitalquote anzustreben (Pedell 2007: 34). Maßgeblich für diese zweite Quotenlimitierung (auch sogenannte „doppelte [Eigenkapital-]Deckelung“, BGH KVR 42/07:15) sind in diesem Fall das im vorgenannten Schritt ermittelte betriebsnotwendige Vermögen II [*BNV II*] und Eigenkapital II [*BEK II*]:

$$[17] \quad EKQ II_t = \frac{BEK II_t}{BNV II_t}, \text{ wobei } EKQ II_t \leq \overline{EKQ II_t} = 40\%$$

Insofern ergeben sich aus den Vorschriften des § 7 Abs. 1 Satz 5 StromNEV zweierlei Verzinsungsgrundlagen: der vollständig eigenkapitalsatzverzinsliche RAB-Anteil [$RAB^{EK, EK}$] und der die zulässige Eigenkapitalquote II übersteigende fremdkapitalgleiche RAB-Anteil [$RAB^{EK, FK}$]. Der tatsächliche Fremdkapitalanteil findet bei der vom Regulierer zugestandenen kalkulatorischen Verzinsung keine Berücksichtigung, sondern wird in Form der Kostenanerkennung (§ 5 Abs. 2 StromNEV, s. o.) in die Entgeltbestimmung einbezogen.

$$[18] \quad BEK II_t = RAB_t = RAB_t^{EK, EK} + RAB_t^{EK, FK}$$

$$[19] \quad RAB_t^{EK, EK} = BEK II_t \cdot EKQ II_t \text{ u. B. d. R. } EKQ II_t \leq \overline{EKQ II_t} = 40\%$$

$$[20] \quad RAB_t^{EK, FK} = RAB_t - RAB_t^{EK, EK}$$

Schritt 4: Für den Anteil des betriebsnotwendigen Eigenkapitals II, der die zugelassene Eigenkapitalquote II nicht übersteigt, wird die Verzinsungshöhe in § 7 Abs. 4 bis 6 StromNEV vorgegeben. Der dort beschriebene Ansatz folgt grundsätzlich der CAPM-Methode (vgl. Kapitel 3.5.2, BNetzA 2008: 2), die genaue Kapitalstruktur des einzelnen Netzbetreibers bleibt bei den pauschal ausgewiesenen Zinssätzen jedoch unberücksichtigt (Pedell 2007: 34). Als Basiszinssatz wird ebenfalls der auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogene Durchschnitt der Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten herangezogen (vgl. Tabelle 6).⁶¹ Hinzurechnet wird ein zur „Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse“ angemessener Mark-up (§ 7 Abs. 4 bis 6 StromNEV).

Aufgrund der nach Altanlagevermögen (Tagesneuwerten) und Neuanlagevermögen (Anschaffungs- und Herstellungskosten) differenzierenden Berechnung der Verzinsungsgrundlage findet bei der anerkennungsfähigen Eigenkapitalverzinsung eine Unterscheidung in einen Realzins (Nettosubstanzerhaltung) und einen Nominalzins (Realkapitalerhaltung) statt (Büdenbender 2006: 203, Feuerborn 2005: 4, vgl. Abbildung 19).⁶²

Letzten Endes wird zu diesem Zweck seitens der Regulierungsbehörde ein Nominalzins für Neuanlagen [s^{NeuAV}] methodisch hergeleitet (BNetzA 2008: 45) und dieser zur Ermittlung des Realzinses für Altanlagen [s^{AltAV}] „um den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der Preisänderungsrate gemäß dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisindex“ ermäßigt (§ 7 Abs. 4 Satz 2 StromNEV, BNetzA 2008: 45–47). Während bis zur erstmaligen Festlegung durch die Regulierungsbehörde noch andere Eigenkapitalzinssätze vorgegeben waren ($s^{NeuAV} = 7,91\%$ und $s^{AltAV} = 6,5\%$), ergingen per Beschluss vom 07.07.2008 die für die später folgende Anreizregulierung verbindlichen Verzinsungssätze für Neuanlagen in Höhe von $s^{NeuAV} = 9,29\%$ und für Altanlagen in Höhe von $s^{AltAV} = 7,56\%$ (BNetzA 2008: 1).⁶³

⁶¹ Zu weiteren methodischen Aspekten vgl. Ballwieser 2008: 339–358, Schöffner 2006: 46–50.

⁶² Die Differenzierung in Alt- und Neuanlagevermögen und die damit einhergehende Vermischung von realen und nominalen Zinssätzen ist Resultat eines „typischen politischen Kompromiss[es] im Normgebungsverfahren“; Hintergründe hierzu beispielsweise unter Büdenbender 2006: 203, Jansen 2009: 73, Säcker 2004: 106.

⁶³ Die Festlegung der Eigenkapitalzinssätze durch die BNetzA erfolgt jeweils für die Dauer einer Regulierungsperiode der späteren Anreizregulierung (§ 7 Abs. 6 Satz 2 StromNEV).

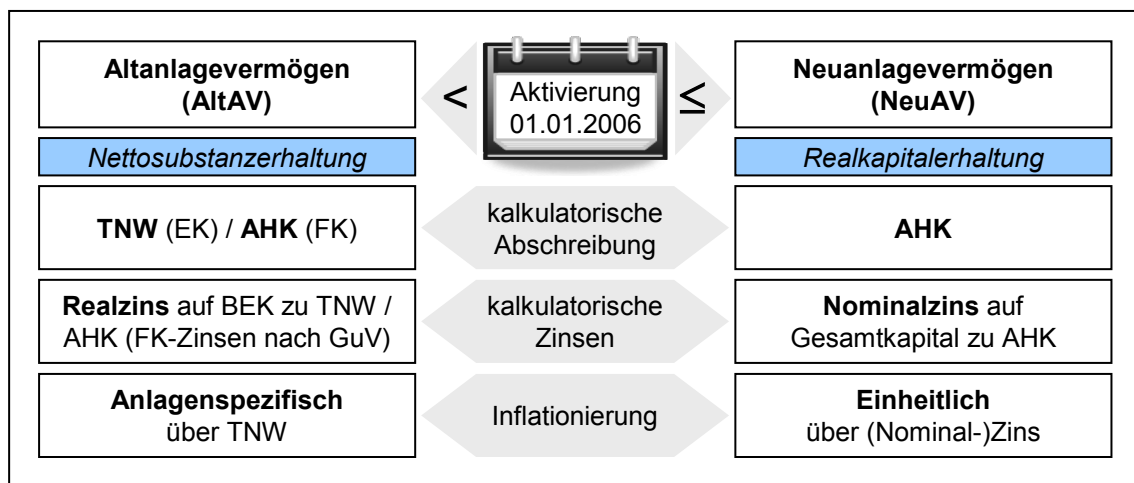


Abbildung 19: Methodische Differenzierung Alt- und Neuanlagevermögen

Quelle: In Anlehnung an Feuerborn 2005: 6.

Die Eigenkapitalzinssätze stellen laut Gesetz Vorsteuergrößen dar (§ 7 Abs. 6 Satz 3 StromNEV). Jedoch ist im Hinblick auf diese Definition zu beachten, dass der Gewerbesteueranteil in Form eines anerkennungsfähigen Kostenblocks berücksichtigt wird (§ 8 StromNEV). Somit verkörpern die in der Entgeltverordnung bzw. im o. g. Beschluss hinsichtlich der „Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen [...]“ vorgeschriebenen Verzinsungssätze ($s^{NeuAV} = 9,29\%$, $s^{AltAV} = 7,56\%$) Renditegrößen vor Körperschaftsteuer und Solidaritätszuschlag, aber nach Gewerbesteuer (BNetzA 2008: 7–8/42–44). Würden für das relevante Jahr 2007 an dieser Stelle tatsächliche Vorsteuergrößen ausgewiesen, so ergäben sich Werte von 11,14 % (nominal) bzw. 9,07 % (real). Die Nettorendite hingegen beläuft sich bei einem standardisierten Unternehmensteuersatz in Höhe von rund 29,8 % auf nominal 7,82 % bzw. real 6,37 % (BNetzA 2008: 45–47, Mierzwa 2009: 110, vgl. Tabelle 9).

Regulierte Eigenkapitalverzinsung			
EK-Verzinsung von Alt- und Neuanlagevermögen gemäß StromNEV			
Jahr	2007	2008	2009
Umlaufrendite (10-J.-Mittel)	4,23	[4,20]	[4,09]
Marktrisikoprämie	4,55	[4,55]	[4,55]
Beta (konstant, BNetzA-Erhebung)	0,79	[0,79]	[0,79]
Risikogewichtete Marktrisikoprämie	3,59	[3,59]	[3,59]
Nachsteuerzins NeuAV	7,82	[7,79]	[7,68]
Körperschaftsteuer (KSt)	15,0	[15,0]	[15,0]
Solidaritätszuschlag (Soliz)	5,5	[5,5]	[5,5]
Gesamtsteuer (KSt / Soliz)	15,825	[15,825]	[15,825]
Taxshield I	0,84175	[0,84175]	[0,84175]
s^{NeuAV} (nominal, vor KSt / Soliz)	9,29	[9,25]	[9,12]
Inflation (10-J.-Mittel)	1,45	[1,61]	[1,59]
Nachsteuerzins AltAV	6,37	[6,18]	[6,09]
s^{AltAV} (real, vor KSt / Soliz)	7,56	[7,3]	[7,2]
GewSt-Messzahl	3,5	[3,5]	[3,5]
GewSt-Hebesatz	400	[400]	[400]
Gewerbsteuer (GewSt)	14,0	[14,0]	[14,0]
Gesamtsteuer (KSt / Soliz / GewSt)	29,825	[29,825]	[29,825]
Taxshield II	0,70175	[0,70175]	[0,70175]
s^{NeuAV} (nominal, vor KSt / Soliz / GewSt)	11,14	[11,10]	[10,94]
s^{AltAV} (real, vor KSt / Soliz / GewSt)	9,07	[8,81]	[8,68]

[...] = keine offiziellen Angaben der BNetzA; neue Steuergesetzgebung, Stand 02.2010

Tabelle 9: Herleitung der regulierten Eigenkapitalzinssätze

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an BNetzA 2008 und Mierzwa 2009: 110.

Bei der Ermittlung der entgeltrelevanten Kostenblöcke sind kalkulatorische Steuern in Ansatz zu bringen. Die Regelungen in § 8 StromNEV schließen nur die Gewerbesteuer (GewSt) in ihrer Natur einer „Realsteuer“ als kalkulatorische Kostenposition mit ein (Jarass/Obermair 2006: 76). Die an gleicher Stelle vermerkte Berücksichtigung der Selbstabzugsfähigkeit stellt ein Relikt aus der Steuergesetzgebung vor dem Jahr 2008 dar (Jarass/Obermair 2006: 70/76, Kaminski/Strunk 2007: 122).

Unter Anwendung der beschriebenen Buidling-Block-Kalkulation und der Kostenanerkennungspolitik der Regulierungsbehörde sollten Entgeltsenkungen herbeigeführt werden, die unmittelbar dem Nutzer zugutekommen (Steger et al. 2008: 52). So führte die Einführung der renditebasierten und vergleichsorientierten Entgeltregulierung bereits in der ersten Genehmigungsrunde, bis Ende 2007, zu Initialkürzungen in Höhe von durchschnittlich 20 % (o. V. 2009: 76).⁶⁴ Allerdings traten dabei selbst innerhalb

⁶⁴ In Einzelfällen wurden die Netzentgelte sogar um bis zu 30 % reduziert (Ohl/Hiller 2008: 14).

von Cluster strukturell vergleichbarer Unternehmen signifikante Kostenunterschiede von bis zum 30-Fachen des Minimalwerts einer Gruppe auf, was Anlass zu der Vermutung gab, dass teilweise weiterhin deutliche Ineffizienzen im Netzbetrieb lagen (Heuterkes/Janssen 2008: 66–67). Entsprechend sind im Zuge einer weiteren Entgeltenehmigungsrunde in den Folgejahren bis zur Einführung der Anreizregulierung die Netzentgelte im Bereich der Elektrizitätsversorgung reduziert worden (BNetzA 2010a: 162, o. V. 2008b: 5). Jedoch war den Netzbetreibern im Rahmen der Cost-Plus-Regulierung kein unmittelbarer Anreiz für darüber hinausgehende Effizienzsteigerung gesetzt (Steger et al. 2008: 52). Aus diesem Grund folgte der kostenbasierten Entgeltbildung die neuere Anreizregulierung.

4.3.2.4 Anreizregulierungsverordnung

Gemäß den Vorgaben des § 21a EnWG und der im Abs. 6 explizit formulierten Verordnungsermächtigung trat nach umfangreichen Konsultationsprozessen mit einiger Verzögerung am 06.11.2007 die sogenannte Anreizregulierungsverordnung (ARegV)⁶⁵ in Kraft (Ohl/Hiller 2008: 14, Theobald et al. 2008: 23). Diese ARegV wurde zur maßgeblichen Verordnung für die Bestimmung der Netzentgelte ab dem 01.01.2009, für einen Zeitraum von zwei Regulierungsperioden von (im Bereich der Elektrizität) jeweils fünf Jahren (§§ 1 Satz 2, 3 ARegV). Der Wirkungsbereich ist auf den Energiesektorbegriff gemäß EnWG⁶⁶ festgelegt, worunter neben Elektrizitätsverteil- und -übertragungsnetzen Gasverteil- und -transportnetze zu subsumieren sind.

Die neue Verordnung vervollständigt den regulatorischen Dreiklang aus Kostenorientierung, Vergleichsmarktprinzip und Anreizmethodik (Lundborg/Ruhl/Schulze zur Wiesche 2005: 115). Politisches Ziel war (und ist) laut dem damaligen Wirtschaftsminister, „eine ausgewogene Balance zwischen anspruchsvollen Effizienzzielen auf der einen Seite und einem unverhältnismäßig hohen Kostendruck auf der anderen Seite zu finden“, damit ein unvermindertes Ausmaß an Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann (BMW 2007: 1).

⁶⁵ Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung vom 29.10.2007 (BGBl. I 2007: 2529), die zuletzt durch Artikel 7 der Verordnung vom 03.09.2010 (BGBl. I 2010: 1261) geändert worden ist).

⁶⁶ „Elektrizität und Gas, soweit sie zur leitungsgebundenen Energieversorgung verwendet werden“ (§ 3 Nr. 14 EnWG, vgl. Kapitel 4.1).

Vor dem Hintergrund der allgemeinen ordnungspolitischen Maßgaben (vgl. Kapitel 4.3.1) sowie den seitens des Bundeswirtschaftsministeriums konkret benannten Zielen sah man sich bei der Ausgestaltung der ARegV besonderen, teilweise gegenläufigen Herausforderungen gegenüber (Haubrich/Fritz/Maurer 2008: 289). So musste es das Ziel des Ordnungsgebers sein, Effizienzsteigerung derart zu implementieren, dass Netzkunden durch entsprechende Anpassungen der Netzentgelte davon profitieren, die Versorgungsqualität durch die erforderlichen Kosteneinsparungen jedoch nicht beeinträchtigt wird (Angenendt/Franz 2005: 20, Brunekreeft/Müller 2006: 38). Dies wiederum erfordert eine Berücksichtigung der strukturellen Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber sowie der verhältnismäßig geringen Flexibilität aufgrund der Höhe von (grundsätzlich) notwendigen bzw. (in der Vergangenheit) getätigten Investitionen. Da es aber freilich den privatwirtschaftlichen Unternehmen obliegt zu entscheiden, die Infrastrukturdienstleistung anzubieten, gilt es vor allem zu berücksichtigen, dass die Netzbetreiber unter zumutbaren Anstrengungen im Hinblick auf die diktierten Effizienzverbesserungen trotzdem eine angemessene Rendite erwirtschaften können (BNetzA 2006a: 13–18, Haubrich/Fritz/Maurer 2008: 289).

Die verabschiedete Verordnung resultiert in einen Übergang von einem rein kostenbasierten zu einem anreizorientierten Regime (Pedell 2007: 32), das im Kern der Logik einer Erlösobergrenzen-Regulierung nachkommt (vgl. Kapitel 3.5.3.2), aber auch Elemente der anderen im Kapitel 3.5 beschriebenen grundsätzlichen Methodiken in sich vereint (hybrider Ansatz, Schnitker 2009: 185, Steger et al. 2008: 62). Damit folgt man zum einen der (wenn auch zeitlich nicht weiter bestimmten) Auflage des EnWG, zum anderen kommt man der bisher inhärenten Problematik einer potenziellen Überkapitalisierung seitens der Netzbetreiber sowie nur geringer Anreize, Kostensenkungen voranzutreiben bzw. die individuelle Produktivität zu erhöhen, nach (Heuterkes/Janssen 2008: 67). Somit fußt das neue Regulierungsregime auf dem Grundsatz der Entkopplung von Erlösen bzw. Netzentgelten und Kosten (Theobald et al. 2008: 17–18) und soll darüber hinaus bei Übererfüllung der Effizienzvorgaben innerhalb einer Regulierungsperiode auch Überrenditen seitens der Netzbetreiber ermöglichen (Dürr 2008: 45, Steger et al. 2008: 52).

Die Verordnung ist in fünf Teile untergliedert. Der erste Teil regelt den Anwendungsbereich und Startzeitpunkt. Der zweite Teil umfasst insbesondere die Dauer der Regulierungsperioden, die inhaltlichen Kriterien für die Ermittlung der Effizienzwerte bzw. Erlösobergrenzen sowie Einzelheiten zur Qualitätsregulierung. Der dritte Teil enthält besondere Vorschriften, z. B. in Bezug auf Übertragungsnetzbetreiber. Im vierten Teil werden sonstige Bestimmungen normiert, Teil fünf beschreibt die Schluss- und Übergangsvorschriften (Theobald et al. 2008: 23).

Ungeachtet der Gliederung der Verordnung lassen sich die Regelungen der ARegV in Analogie zu dem beschriebenen regulatorischen Dreiklang thematisch in die drei folgenden Bereiche unterteilen (Angenendt/Franz 2005: 17, Diekmann/Ziesing/Leprich 2006: 84/92, Leprich 2006: 199):

- Festlegung eines Erlös- bzw. Kostenausgangsniveaus
- Durchführung eines – mindestens bundesweiten – Effizienzvergleichs der Netzbetreiber (Benchmarking) und
- Vorgabe einer verbindlichen Erlöspfadarithmetik

In dieser Dreistufigkeit gibt die ARegV einen Leitfaden zur Berechnung der Erlösobergrenzen vor und folgt dabei den Bestimmungen des § 21a EnWG. Schwerpunkt der Regelungen bilden die beiden letzteren Aspekte. Hinsichtlich der Festlegung des Ausgangsniveaus des Erlöspfads hingegen verweist die ARegV auf die Kostenprüfung nach den Vorgaben der in Kapitel 4.3.2.3 erläuterten Cost-Plus-geprägten StromNEV (§ 6 Satz 1 ARegV, Heuterkes/Janssen 2008: 68). Zwecks Bestimmung des Erlös- bzw. Kostenausgangsniveaus wird auf die nach Maßgabe der Netzentgeltverordnung erhobenen Kosten „im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres“ Bezug genommen (§ 6 Satz 1 ARegV). Das der Erhebung zugrunde liegende Geschäftsjahr wird als Basisjahr bezeichnet (§ 6 Satz 4 ARegV). Für den Start der ersten Regulierungsperiode der Anreizregulierung im Jahr 2009 werden entsprechend die Entgeltbescheide 2007 auf Grundlage der Daten des Jahres 2006 herangezogen, für jede weitere Regulierungsperiode gilt gleichermaßen $t-2-1$ (Haubrich/Fritz/Maurer 2008: 290–291, vgl. Abbildung 20).

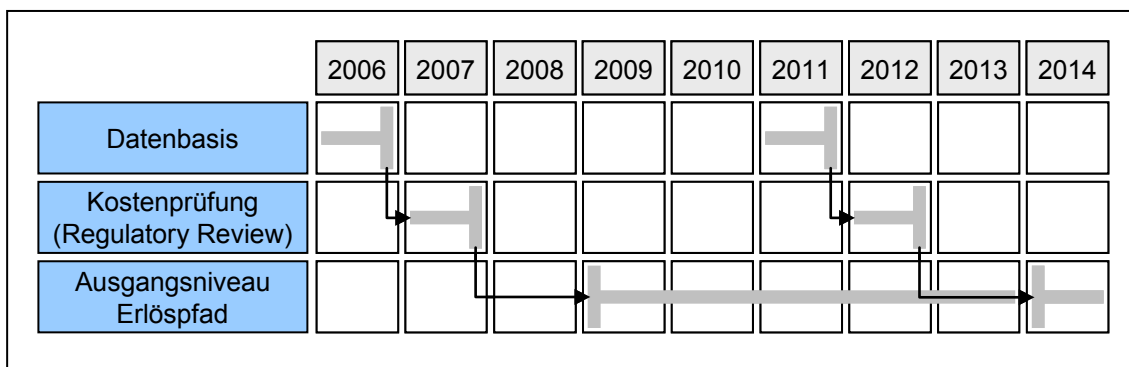


Abbildung 20: Bezug zwischen Erlöspfad-Ausgangsniveau und Basisjahr

Quelle: In Anlehnung an Jansen 2009: 162.

Im Hinblick auf die vom Regulierer im Rahmen der Entgeltprüfungen festgestellten und ggf. bereits gekürzten Gesamtkosten (TOTEX) eines effizienten Netzbetriebs differen-

ziert die ARegV verschiedene Kostenkategorien bzw. Kostenanteile [KA]. Grundsätzlich wird zwischen beeinflussbaren [KA_b] und nicht beeinflussbaren [KA_{nb}] Kostenanteilen unterschieden, Letztere teilen sich nochmals auf in vorübergehend nicht beeinflussbare [KA_{vnb}] und dauerhaft nicht beeinflussbare [$KA_{ دنب}$] Kostenanteile (§ 11 Abs. 2–4 ARegV):

$$[21] \quad TOTEX_t = KA_{ دنب,t} + KA_{vnb,t} + KA_{b,t}$$

Die definitorische Abgrenzung folgt der Möglichkeit der Einflussnahme durch den Netzbetreiber. So gelten solche Kosten „als dauerhaft nicht beeinflussbar [...], auf deren Entstehung ein Netzbetreiber keinen oder allenfalls geringfügigen Einfluss hat“ (Haubrich/Fritz/Maurer 2008: 290) bzw. „die ausschließlich von Dritten bestimmt werden“ (BNetzA 2006a: 29), wie z. B. anderweitig regulierte Kosten, Steuern oder Abgaben. Hintergrund dieser Kategorisierung ist, dass dem – im Sinne der Verordnung – tatsächlich nicht beeinflussbaren Anteil später eine regulatorische Sonderbehandlung widerfahren soll (Eisenbast 2008: 398, Schultz/Westermann 2007: 49). Nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile von den TOTEX verbleiben die beeinflussbaren und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile (Netto-TOTEX), deren Aufteilung synthetisch anhand der vom Regulierer ermittelten individuellen Effizienzwerte [e] erfolgt. Das Produkt aus Netto-TOTEX und Effizienzwert stellt den unternehmensindividuellen effizienten Kostenanteil dar, die verbleibenden Kosten hingegen stehen für die jeweiligen Ineffizienzen (§ 15 Abs. 3 Satz 2 ARegV, vgl. Abbildung 21):

$$[22] \quad TOTEX_t^{netto} = TOTEX_t - KA_{ دنب,t}$$

$$[23] \quad KA_{vnb,t} = TOTEX_t^{netto} \cdot e \text{ und analog } KA_{b,t} = TOTEX_t^{netto} \cdot (1 - e)$$

Sachlich zuordnen lässt sich anhand des Verordnungstextes nur der dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteil, der weiterhin über das Verfahren der Kostenermittlung nach dem Prinzip der Nettosubstanz- bzw. Realkapitalerhaltung ermittelt wird (Wagner/Dudenhausen 2005: 6, § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV).

Einen abschließenden Katalog zur Identifikation der relevanten dauerhaft nicht beeinflussbaren GuV-Positionen bietet § 11 Abs. 2 Satz 1 ARegV mit der Nennung der Kosten (oder Erlöse) aus

- gesetzlichen Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen (Nr. 1),
- Konzessionsabgaben (Nr. 2),
- Betriebssteuern (Nr. 3),

- erforderlichen Inanspruchnahmen vorgelagerter Netzebenen (Nr. 4, Nr. 5 ist entfallen),
- kostenwirksamen und genehmigten Investitionsbudgets für Übertragungsnetzbetreiber nach § 23 ARegV (Nr. 6),
- Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln (Nr. 7),
- vermiedene Netzentgelte (Nr. 8, dezentrale Einspeisungen)⁶⁷,
- betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, die vor dem 31.12.2008 abgeschlossen wurden (Nr. 9),
- Betriebs- und Personalratstätigkeit (Nr. 10),
- Berufsaus- und Weiterbildung sowie Betriebskindertagesstätten (Nr. 11),
- pauschalieren Investitionszuschlägen für Verteilnetzbetreiber nach § 25 ARegV (Nr. 12),
- Auflösungen von Netzanschlusskostenbeiträgen sowie Baukostenzuschüssen (Nr. 13) und zuletzt
- dem bundesweiten Ausgleichsmechanismus gemäß Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG, Nr. 14).

Neben diesen explizit aufgeführten GuV-Positionen zählen „Kosten oder Erlöse, die sich aus Maßnahmen des Netzbetreibers ergeben, die einer wirksamen Verfahrensregulierung [...] unterliegen“ (§ 11 Abs. 2 Satz 2 ARegV), zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (Erlösen). Bis auf § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 und Nr. 8 ARegV finden die definierten Größen grundsätzlich im $t-2$ -Versatz Berücksichtigung in den Netzentgelten (Jacob 2009: 146, § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV).

Eine über die bisherige Kostenfeststellung hinausgehende und in erster Linie für Übertragungsnetzbetreiber relevante Sonderregelung innerhalb der Anreizregulierung stellen die sogenannten „Investitionsbudgets“ für bestimmte Neuinvestitionen dar (Diekmann/Ziesing/Leprich 2006: 86). Gegenstand der Investitionsbudgets sind „Kapitalkosten, die zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungsnetze [...] 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

⁶⁷ Der hier nicht aufgeführte § 11 Abs. 2 ARegV Nr. 8b bezieht sich auf den erweiterten Bilanzausgleich gemäß Gasnetzentgeltverordnung und ist damit für den Bereich der Stromübertragungsnetzbetreiber nicht relevant.

[...] notwendig sind“ (§ 23 ARegV). In der praktischen Anwendung beziehen sich diese Ausführungen beispielsweise auf den Ausbau internationaler Grenzkuppelstellen, den Anschluss von Windenergieanlagen sowie die Umstrukturierungen aufgrund des Kernenergieausstiegs (Steger et al. 2008: 63, vgl. Kapitel 4.2.2). Ein exemplarischer Katalog genehmigungsfähiger Maßnahmen ist in § 23 Abs. 1 Satz 2 ARegV aufgeführt.

Derartige Sonderinvestitionen sollen nicht im Rahmen der zyklischen Gesamtkostenprüfungen (Regulatory Reviews) genehmigt werden, sondern „als Einzelbudget Maßnahmenpaketen zur Behebung von Schwachstellen und zum Erreichen von Netzentwicklungszielen zugeordnet werden“ (BNetzA 2006a: 73). Ein entsprechender Antrag ist spätestens sechs Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in dem die Investitionen ganz oder teilweise kostenwirksam werden, bei der zuständigen Regulierungsbehörde zu stellen (Theobald et al. 2008: 39). Diese unternimmt daraufhin eine doppelte Prüfung – zum einen dem Grunde, zum anderen der Höhe (der Kapitalkosten) nach (Ufer/Finger/Schuchardt 2010: 2). Die Kapitalkosten umfassen neben den Kosten für Eigen- und Fremdkapital auch Abschreibungen und Steuern (Höch 2008: 26). Ersatzinvestitionen finden keine Berücksichtigung (BNetzA 2009a: 3). Der seitens des Regulierers anerkannte Betrag darf nach erfolgter Rechtsprechung durch den BGH (BGH KVR 39/07:15) neuerdings bereits mit dessen Aktivierung – auch als Anlagen im Bau – dem dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteil zugerechnet werden und damit zwei Jahre nach Eintritt der Kostenwirksamkeit in der Erlösobergrenze (aufgezinst) Berücksichtigung finden (BNetzA 2010d: 3/8–9, Theobald et al. 2008: 39).

Nachdem das Cost-Plus-Regime noch durch den Averch-Johnson-Effekt geprägt war, ist die Einführung (und Begünstigung) von bestimmten Investitionsbudgets Ausdruck der Sorge um ausreichend hohe bzw. nicht rechtzeitige finanzielle Engagements in systemrelevanten Bereichen der Netzinfrastruktur (Höch 2008: 22, Ufer/Finger/Schuchardt 2010: 2).

Nach erfolgter Feststellung der Kosten (TOTEX) bzw. Kostenanteile (KA) musste in einem zweiten Schritt in Anlehnung an die Vorgaben aus dem EnWG (Vergleichsverfahren, § 21 Abs. 3 Satz 1 EnWG) vor dem Beginn der Anreizregulierung ein bundesweiter und im Fall der Übertragungsnetzbetreiber supranationaler Effizienzvergleich (§ 22 Abs. 1 und 2 ARegV) der verschiedenen Netzbetreiber durchgeführt

werden (Haubrich/Fritz/Maurer 2008: 291).⁶⁸ Die Datengrundlage bildeten zum einen die empirischen Ergebnisse der regulierungsseitig durchgeführten Kostenprüfungen pro Netzbetreiber. Zum anderen wurde, insbesondere um verzerrende Effekte auf die Vergleichsergebnisse aufgrund unterschiedlicher Investitionszyklen, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken in den buchhalterischen Kapitalkosten zu verhindern, jedoch parallel ein Vergleich basierend auf normierten Standardkosten vorgenommen (§ 12 Abs. 4a ARegV, Steger et al. 2008: 62). Relevant waren bzw. sind diesbezüglich nur die Netto-TOTEX (§ 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV).

Der Verordnungstext legt für die Vergleichsrechnungen in § 12 Abs. 1 i. V. m. Anlage 3 ARegV grundsätzlich zwei Methoden fest, die Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis, DEA)⁶⁹ und die stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis, SFA)⁷⁰. Die ermittelte Effizienz soll im Ergebnis Ausdruck der relativen Produktivität des einzelnen Unternehmens sein (Wolf/Porbatzki/Hiller 2005: 778), um auf dieser Basis den Netzbetreibern individuelle Kostensenkungsziele vorzuschreiben („Catch-up“, Weber/Schober 2006: 8). Insofern dient die Einführung eines benchmarkingbasierten Als-ob-Wettbewerbsystems dazu, vermutete Effizienzreserven der Anbieter offenzulegen und diese in Form von Preissenkungen an den Markt weiterzugeben (Wolf/Porbatzki/Hiller 2005: 778). Um die strukturellen Unterschiede der Netzbetreiber dabei adäquat abzubilden, gehen in die Vergleichsrechnungen neben den Aufwandparametern (auf Basis der empirischen bzw. normierten Kosten)

⁶⁸ Als weitere Alternative kann aufgrund der nur geringen Anzahl deutscher Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich oder als Ersatz eine „relative Referenznetzanalyse“ durchgeführt werden, die auch bei einer geringen Anzahl von Grundlagendaten valide Ergebnisse liefert (Haubrich/Fritz/Maurer 2008: 291).

⁶⁹ „Nicht-parametrische Methode, in der die optimalen Kombinationen von Aufwand und Leistung aus einem linearen Optimierungsproblem resultieren. Durch die DEA erfolgt die Bestimmung einer Effizienzgrenze aus den Daten aller in den Effizienzvergleich einzubeziehenden Unternehmen und die Ermittlung der relativen Positionen der einzelnen Unternehmen gegenüber dieser Effizienzgrenze“ (Anlage 3 ARegV).

⁷⁰ „Parametrische Methode, die einen funktionalen Zusammenhang zwischen Aufwand und Leistung in Form einer Kostenfunktion herstellt. Im Rahmen der SFA werden die Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den regressionsanalytisch geschätzten Kosten in einen symmetrisch verteilten Störterm und eine positiv verteilte Restkomponente zerlegt. Die Restkomponente ist Ausdruck von Ineffizienz. Es wird somit von einer schiefen Verteilung der Restkomponente ausgegangen“ (Anlage 3 ARegV). Zu anderen Modellvarianten und Abgrenzungen vgl. ausführlicher Riechmann/Rodgarkia-Dara 2006: 205–219 und Vaterlaus 2007: 40–43.

Vergleichsparameter, wie z. B. geografische, strukturelle oder topografische Merkmale sowie strukturelle Besonderheiten aufgrund des demografischen Wandels, mit ein (§ 13 ARegV, Angenendt/Franz 2005: 21, Soemantri 2007: 44–45).

Gegen den Widerstand der Branche wurde in der ARegV festgelegt, dass sich die Unternehmen im Benchmarking-Verfahren am effizientesten Netzbetreiber orientieren müssen (Dürr 2008: 45).⁷¹ Somit ergibt sich das konkrete Benchmarking-Ergebnis (Effizienzwert) als rechnerische Differenz zwischen den bestehenden Kostenstrukturen (der vorübergehend nicht beeinflussbaren sowie der beeinflussbaren Kostenanteile) des jeweiligen Netzbetreibers und denen eines effizienten Netzbetreibers im Sinne eines Frontier-Unternehmens (Steger et al. 2008: 62).⁷²

Aufgrund der beiden unterschiedlichen Datengrundlagen (empirische *versus* normierte Daten) und der zwei – und teilweise drei – Extremwertmethoden der Vergleichsrechnung (DEA und SFA, ggf. Referenznetzanalyse) wird an dieser Stelle von einem „doppelten dualen Benchmarking“ gesprochen (Elsenbast/Nick/Boche 2008: 40, Heuterkes/Janssen: 68). In Bezug auf die mindestens vier daraus hervorgehenden und in der Regel voneinander abweichenden Effizienzwerte (Elsenbast 2008: 400) gilt das sogenannte Bestanwendungsprinzip (Dürr 2008: 46) bzw. die Bestabrechnung (Schultz/Westermann 2007: 50). Bei unterschiedlichen Ergebnissen wird also immer der höchste und aus Netzbetreibersicht „beste“ Effizienzwert für Regulierungszwecke

⁷¹ Gefordert war seitens der Netzbetreiber eine Orientierung am Durchschnitt bzw. später am Mittelwert der besten 10 % (Dürr 2008: 48).

⁷² Wie bereits im Rahmen der theoretischen Beschreibung der Yardstick-Regulierung erläutert, gehen derartige Effizienzvergleiche mit Anreizen zur Bildung von Informationskartellen einher (vgl. Kapitel 3.5.3.3).

herangezogen (§ 12 Abs. 3 ARegV).⁷³ Außerdem wird der zu vergebende Effizienzwert auf ein Minimum von 60 % begrenzt (§ 12 Abs. 4 ARegV).⁷⁴

Da ausgehend von den durchgeführten Effizienzvergleichen mitunter ein erheblicher Rationalisierungsdruck auf die Netzbetreiber entsteht (Leprich 2006: 200), kommt diesem Aspekt aus empirischer Sicht eine tragende Bedeutung zu (Schultz/Westermann 2007: 50). Vor diesem Hintergrund war die Wahl der Methodik, der Einflussparameter sowie möglicher Sicherungsmechanismen einer der umstrittensten Punkte bei der Einführung der Anreizregulierung (Soemantri 2007: 44, Vaterlaus 2007: 40–43)⁷⁵. Der Schwerpunkt der Ausführungen soll im Folgenden auf die rechnerischen Vorgänge innerhalb der vorgegebenen Arithmetik aus ARegV und StromNEV gesetzt werden.

Während die Feststellung der effizienten Kosten, deren Kategorisierung sowie unternehmensübergreifender Vergleich den empirischen Teil des regulatorischen Dreiklangs der Anreizregulierung ausmachen, stellt die Vorgabe einer verbindlichen Erlöspfadarithmetik die – im übertragenen Sinne – mechanische Ebene des Regulierungsregimes dar. Schließlich ist es das Ziel, auf Grundlage der verschiedentlich ermittelten Ausgangsniveaus und unter Berücksichtigung der jeweiligen Effizienzsteigerungspotenziale für jedes Jahr einer Regulierungsperiode eine netzbetreiberspezifische Erlösobergrenze vorzugeben (Theobald et al. 2008: 25). Hierbei spielen die einzelnen Kostenanteile eine unterschiedliche Rolle, denn mit Beginn der Anreizregulierung werden zumindest Teile der Kostenbasis nicht mehr länger kalkulatorisch in die Entgeltkalkulation einbezogen (Wagner/Dudenhausen 2005: 3, Staschus et al. 2007: 20). Insbesondere die individuellen Ineffizienzen genießen künftig keinen Bestandsschutz, da

⁷³ Diese Absicherung gegen eine unberechtigte bzw. zu niedrige Einstufung eines Netzbetreibers mag der Tatsache geschuldet sein, dass grundsätzlich „alle Benchmarkingverfahren [...] der inhärenten Problematik [unterliegen], dass sie selbst bei sorgfältigster Modellierung die reale Effizienz eines Unternehmens nur annäherungsweise bestimmen können“ (Dürr 2008: 46).

⁷⁴ Für kleinere Netzbetreiber (< 30.000 angeschlossene Stromkunden) besteht die Möglichkeit, zur Vermeidung eines unverhältnismäßig hohen administrativen Aufwands das sogenannte „vereinfachte Verfahren“ zu beantragen. In diesen Fällen wird für die erste Regulierungsperiode ein pauschaler Effizienzwert in Höhe von 87,5 % sowie einen Anteil dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten in Höhe von 45 % angenommen (§ 24 ARegV, Heuterkes/Janssen 2008: 68).

⁷⁵ Vgl. ausführlicher Riechmann/Rodgarkia-Dara 2006: 205–219.

Verteuerungen, die ihre Ursache in der individuellen Unternehmensstruktur der Netzbetreiber haben, nicht mehr hingenommen werden sollen (BNetzA 2006a: 28).

Nach Festlegung des Ausgangskostenniveaus sowie der individuellen Effizienzwerte („Regulatory Review“, Franz/Schäffner/Trage 2005a: 92, vgl. Abbildung 20) muss gemäß dem Grundgedanken des gewählten Regulierungsregimes eine Obergrenze in Form eines „Erlöspfad“ determiniert werden. So sieht die ARegV vorerst zwei Regulierungsperioden von jeweils fünf Jahren Dauer vor, innerhalb derer die individuellen Ineffizienzen vollständig abzubauen sind (Haubrich/Fritz/Maurer 2008: 290) und Industrie übergreifend eine allgemeine Produktivitätssteigerung umgesetzt werden muss („Frontier-Shift“, Weber/Schober 2006: 8, Brunekreeft/Müller 2006: 38, bzw. „Stretch Faktor“, Franz/Schäffner/Trage 2005a: 92). Dem dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteil widerfährt in der Regel keine regulatorisch induzierte Kostenabsenkung (Büdenbender 2006: 209–210).

Durch den damit weitestgehend (*ex ante*) fixierten und zwischenzeitlich größtenteils kostenunabhängigen Erlöspfad (vgl. Abbildung 21) sind die Netzbetreiber inzentiviert, ihre tatsächlichen Kosten in der Zeit bis zum nächsten Regulatory Review (Regulatory Lag, Bös 1994: 276, Müller/Vogelsang 1979: 61, vgl. Kapitel 3.5.3.1) unter das vorgegebene Niveau zu senken und damit höhere Renditen zu generieren (Franz/Schäffner/Trage 2005a: 92).⁷⁶ Die relativen Überrenditen können genutzt werden, um innerhalb des Regulatory Lag Effizienz steigernde Maßnahmen voranzutreiben (Berg/Tschirrhart 1988: 396–401).

⁷⁶ „Because the company has the right to keep whatever profits it can earn during the specified period (and must also absorb any losses), this preserves the incentive to productive efficiency associated with unconstrained profit maximization“ (Beesley/Littlechild 1989: 456).

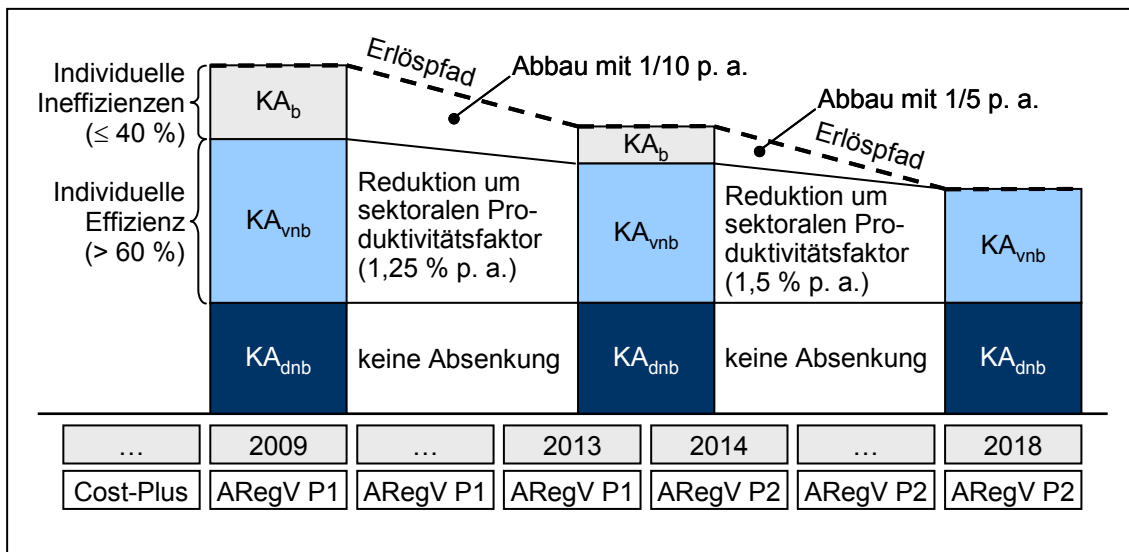


Abbildung 21: Verhältnis von Kostenanteilen und Erlösobergrenze

Quelle: In Anlehnung an Theobald et al. 2008: 33.

Aufgrund der im Vergleich zum Vorgängerregime größeren zeitlichen Abstände zwischen den Regulatory Reviews spricht man bei längerfristig angelegten Obergrenzen-Regimen auch von einem „high-powered incentive scheme“ (Laffont/Tirole 1993: 212). Durch die Entkopplung von Kosten und Erlösen bleibt im Umkehrschluss freilich der Effekt nicht aus, dass eine Planuntererfüllung für den Netzbetreiber zu einer geringeren als der vom Regulierer zugestandenen Verzinsung führt (Dürr 2008: 45, Franz/Schäffner/Trage 2005a: 92). Seitens des Regulierers bieten die zeitlichen Abstände darüber hinaus einen reduzierten administrativen Aufwand, denn vollumfängliche Kostenprüfungen fallen innerhalb des Regulatory Lag nicht weiter an (Ohl/Hiller 2008: 14).

Den genauen Verlauf der Erlösobergrenze $[EO]$ sowie den schrittweisen Abbau insbesondere des ineffizienten Kostenanteils regelt eine dezidierte Erlösobergrenzenformel (§ 7 i. V. m. Anhang 1 ARegV):

$$[24] \quad EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + RK_t$$

Die Gesamtsystematik der Regulierungsformel determiniert sich – neben den bereits beschriebenen Kostenanteilen – durch die folgenden Einzelparameter (Anhang 1 ARegV):

- Verteilungsfaktor für den Abbau der individuellen Ineffizienzen $[V_t]$
- Verbraucherpreisindex $[VPI_t]$

- genereller sektoraler Produktivitätsfaktor [PF_t]
- Erweiterungsfaktor [EF_t]
- qualitätsbezogene Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze [Q_t]
- volatiler Kostenanteil [VK_t]
- Saldo des Regulierungskontos [RK_t ⁷⁷]

Allerdings findet der Erweiterungsfaktor auf die Betreiber von Übertragungsnetzen keine Anwendung (§ 10 Abs. 4 ARegV). Darüber hinaus ist das bereits ausgewiesene Qualitätselement noch nicht weiter spezifiziert und damit in erster Linie ein Platzhalter für die zweite Regulierungsperiode ab dem Jahr 2014 (§ 19 Abs. 2 Hs. 2 ARegV).

Erst seit der jüngsten Änderung der ARegV (Bundesrat 2010: 13–22) wird in der Erlösobergrenzenformel der sogenannte volatile Kostenanteil berücksichtigt. Die Verordnung sieht diesen Ausgleichsmechanismus vor, um Kosten, „deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden kann“, zu berücksichtigen und entsprechende Zu- oder Abschläge auf das Erlösobergrenzeniveau anzusetzen (§ 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV).

Die Erweiterung der zentralen Regulierungsformel zielt insbesondere auf Kosten für die Beschaffung von Treibenergie (§ 11 Abs. 5 Satz 1 ARegV, relevant für den Gassektor), aber auch auf die allgemein anfallenden Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie ab. Kapitalkosten oder Fremdkapitalzinsen hingegen fallen ungeachtet ihrer möglichen Volatilität nicht unter diese Regelung (§ 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV). Nach derzeitiger Auslegung wird also bei von der BNetzA prädefinierten Positionen die Differenz der Kosten des Ausgangs- bzw. Basisjahres [$VK_{B,J}$] den nominal tatsächlich anfallenden Kosten des Jahres, für das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll (§ 4 Abs. 3 Nr. 3 ARegV), [VK_t], gegenübergestellt. Durch die additive Behandlung des Differenzbetrags des volatilen Kostenanteils – und die damit einhergehende Entkopplung vom VPI-PF-Term – können sowohl mengen- als auch preis-(inflation-)bedingte Wertänderungen in voller Höhe und ohne Zeitversatz ($t - 0$) sowie ohne der allgemeinen Produktivitätssteigerungsaufgabe (s. u.) in den Netzentgelten Berücksichtigung finden.

Da sich die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Hinblick auf die Beschaffung von Verlust- und Regenergie (sogenannte Ausgleichsleistungen gemäß § 22

⁷⁷ Anders als die hier gewählte Abkürzung RK_t definiert der Gesetzestext die Saldogröße des Regulierungskontos als S_t . Von dieser Nomenklatur wird im Rahmen dieser Arbeit jedoch abgesehen, um Verwechslungen mit anderen Parametern vorzubeugen.

EnWG) einer „freiwilligen Selbstverpflichtung“ (FSV) unterworfen haben (§ 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV, BNetzA 2009c: 1–2), ist der zusätzliche Formelbestandteil zur Berücksichtigung volatiler Kostenbestandteile für die anhängige Analyse nicht von vordergründigem Interesse.⁷⁸ Die genaue Höhe der anerkennungsfähigen Kostenbestandteile wird im Fall der Übertragungsnetzbetreiber mittels der besagten Selbstverpflichtung in einer Art Subregime, das eine gesonderte Regulierungsmechanik vorsieht, festgelegt (BNetzA 2009d/Anlage 2).⁷⁹ Das im Vergleich zum ARegV-Basisregime für sich nicht weniger komplexe FSV-Subregime bietet durchaus Raum für weitere Analysen der Rechenarithmetik, deren umfassende Betrachtung im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter Rechnung getragen wird. Festzuhalten ist in diesem Zusammenhang die Tatsache, dass das wesentliche KA_{dnb} -typische Merkmal des $t-2$ -Versatzes erhalten bleibt (BNetzA 2009d: Anlage 2, 4).

Die Saldogröße aus dem Regulierungskonto kommt erst in der zweiten Regulierungsperiode zum Tragen (§ 5 Abs. 4 Satz 2 ARegV).⁸⁰ Insofern stellt sich die um (vorerst) nicht relevante Parameter bereinigte und mathematisch korrekte aktuell anzuwendende Anreizregulierungsformel im Kern folgendermaßen dar:

$$[25] \quad EO_t = KA_{dnb,t-2} + \left(KA_{vnb,BJ} + \left(1 - \sum_{t=1}^n V_t \right) \cdot KA_{b,BJ} \right) \cdot \left(\frac{VPI_{t-2}}{VPI_{BJ}} - \left(\prod_{t=1}^n (1 + PF_{t,i}) - 1 \right) \right)$$

⁷⁸ Die Ausgleichsleistungen werden aufgrund der hohen Relevanz für die Systemstabilität auch als „Systemdienstleistungen“ bezeichnet (BNetzA 2009c: 1).

⁷⁹ Die freiwillige Selbstverpflichtung umschreibt einen „methodischen Gesamtansatz [...], mit dessen Hilfe der Umgang mit den Kosten für die Beschaffung von Systemdienstleistungen [für Übertragungsnetzbetreiber] geregelt werden wird. Das Anreizmodell gilt für den Korb der Systemdienstleistungen Regelleistung, Verlustenergie und Redispatch“ (BNetzA 2009d/Anlage 2: 1). „Zukünftig wird der in den Erlösobergrenzen anerkannte Betrag für die Systemdienstleistungen jedes Jahr an die Entwicklung der Marktpreise angepasst und dann um 1,25 Prozent reduziert. Darüber hinaus werden dem jeweiligen ÜNB in Form eines Bonus-Malus-Systems zusätzliche Anreize gesetzt, seine Kosten zu senken. Von jeder Überschreitung des festgelegten Zielwerts trägt dieser 25 Prozent der Mehrkosten, von jeder Unterschreitung darf er 25 Prozent der Einsparungen behalten. Die verbleibenden Mehr- oder Minderkosten fließen in die Erlösobergrenze ein“ (BNetzA 2009c: 1). Die Sonderbehandlung der Systemdienstleistungen im Rahmen der FSV ist zunächst zum 31.12.2013 befristet (BNetzA 2009d: 2).

⁸⁰ Innerhalb einer Regulierungsperiode sollen Über- oder Unterschreitungen der genehmigten Erlösobergrenze aufgrund von kurzfristigen Mengenschwankungen von sogenannten Regulierungskonten erfasst und über die anschließende Regulierungsperiode ausgeglichen werden (Steger et al. 2008: 62–63).

Anhand der Formel [24] bzw. der verkürzten Fassung in Formel [25] lässt sich die Höhe der erzielbaren Erlöse und damit der Netzentgelte für die gesamte Dauer der Anreizregulierung projizieren (Theobald et al. 2008: 34). Anpassungen erfolgen höchstens einmal jährlich und jeweils zum 01.01. jedes Kalenderjahres (§ 4 Abs. 2–5 ARegV) gemäß der benannten Arithmetik, die sich weitestgehend auf das definierte Basisjahr $[BJ]$ einer jeden Regulierungsperiode bezieht. Lediglich die jährlich aktualisierten Angaben zum Verbraucherpreisindex sowie die im $t-2$ -Versatz einbezogenen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten erwirken eine darüber hinausgehende Änderung des Erlöspfads (§ 4 Abs. 3 Nr. 1 und 2 ARegV). Prognosefehlerbedingte Differenzen zwischen den zulässigen Erlösen und den letzten Endes tatsächlich vereinnahmten Netzentgelten⁸¹ werden jährlich auf einem Verrechnungskonto (Regulierungskonto) verbucht, im Jahresmittel verzinst (vgl. Tabelle 6) und über den Verlauf der darauffolgenden Regulierungsperiode durch Zu- oder Abschläge verbucht (§ 5 ARegV).

Zur inhaltlichen Unterlegung der Formel [24] bzw. [25] empfiehlt sich eine Betrachtung, ausgehend vom inneren Term bzgl. des Verteilungsfaktors, für den Abbau der individuellen Ineffizienzen. Der Parameter V_t stellt dabei nichts anderes als die Umsetzung der Regulierungsaufgabe im § 16 ARegV dar, die besagt, dass der zu Beginn der Anreizregulierung festgestellte ineffiziente Kostenblock eines jeden Netzbetreibers spätestens bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut sein muss. Bei (vorerst) zwei Regulierungsperioden von jeweils fünf Jahren Dauer ergibt dies für die Ineffizienzen der ersten Regulierungsperiode einen Verteilungsfaktor von einem Zehntel, für die Ineffizienzen der zweiten (und ggf. jeder weiteren) Regulierungsperiode von einem Fünftel (§ 16 ARegV). Durch fortlaufende Aufsummierung von V_t konvergiert der Wert gegen 1 und sorgt somit im fünften Jahr der ersten Regulierungsperiode für eine Halbierung, im fünften Jahr der zweiten Regulierungsperiode für eine vollständige (rechnerische) Auflösung des inneren Klammerterms und damit des ursprünglich identifizierten ineffizienten Kostenblocks $KA_{b,BJ}$:

$$\begin{aligned}
 [26] \quad KA_{b,1} &= \left(1 - \frac{1}{10}\right) \cdot KA_{b,2006}, \dots, KA_{b,5} = \left(1 - \frac{5}{10}\right) \cdot KA_{b,2006} = \frac{1}{2} KA_{b,2006}, \dots, \\
 KA_{b,10} &= \left(1 - \frac{5}{5}\right) \cdot KA_{b,2011} = 0
 \end{aligned}$$

⁸¹ Die Stückpreise (Netzentgelte pro Einheit) werden auf Grundlage der prognostizierten Absatzmengen ausgehend von den genehmigten Gesamterlösen im Vorhinein kalkuliert und nachträglich mit der tatsächlich abgesetzten Menge abgeglichen.

Zieht man bei der Betrachtung der Regulierungsformel [24] bzw. [25] den Betrachtungsradius weiter, so enthält der nächste Klammerterm die Netto-TOTEX gemäß Formeln [22] und [23]. Die Netto-TOTEX werden pro Jahr um die Differenz aus der allgemeinen Geldwertentwicklung (§ 8 ARegV) und dem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (§ 9 ARegV) fortlaufend reduziert. Die allgemeine Geldwertentwicklung ergibt sich aus dem Verbraucherpreis-Gesamtindex des Statistischen Bundesamts (vgl. Tabelle 10).

Allgemeine Geldwertentwicklung										
Verbraucherpreis-Gesamtindex des Statistischen Bundesamtes										
Jahr	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
VPI	92,7	94,5	95,9	96,9	98,5	100,0	101,6	103,9	106,6	107,0
$\Delta t-1$ (%)	1,4	1,9	1,5	1,0	1,7	1,5	1,6	2,3	2,6	0,4
Index basiert auf 2005 als Normjahr										

Tabelle 10: Verbraucherpreis-Gesamtindex für Erlösbergrenzenberechnung
Quelle: Statistisches Bundesamt 10.06.2010, BNetzA 2008: 46.

Gleichwohl Formel [24] den Index t setzt, wird im Verordnungstext (§ 8 Satz 2 ARegV) ausdrücklich auf das vorletzte Kalenderjahr $[t-2]$ vor dem Jahr, für das die Erlösbergrenze $[EO_t]$ gilt, Bezug genommen (Jacob 2009: 146).⁸² Der Nenner bezieht sich jeweils auf das Basisjahr, im Fall der ersten Regulierungsperiode also das Jahr 2006. Für den Beginn der ersten Regulierungsperiode startet der Index also mit:

$$[27] \quad \frac{VPI_{t-2=2007}}{VPI_{BJ=2006}} = \frac{103,9}{101,6} = 1,022637795$$

Die laufende Indexierung bildet die Grundlage für die nominale Vergütung der Netto-TOTEX, damit steht dem Netzbetreiber in erster Instanz ein Inflationsausgleich zu. Dem entgegen steht der generelle sektorale Produktivitätsfaktor, der sich „aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung“ (§ 9 Abs. 1 ARegV) ableitet. Vereinfacht gesagt werden die Outputindizes den zugehörigen Inputindizes gegenübergestellt (Brunekreeft/Müller: 38). Es wird in diesem Zusammenhang daher von einem „Produktivitätsdifferenzial“ gesprochen (Stronzik 2006: 221).

⁸² Verwiesen sei an dieser Stelle auf die benannten Ausnahmen gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 4 (Kosten für erforderliche Inanspruchnahmen vorgelagerter Netzebenen) und Nr. 8 (Kosten für die Vergütungen für dezentrale Einspeisungen) (Jacob 2009: 146).

Die ARegV legt diesen Industrie übergreifenden Effizienzsteigerungsfaktor für die erste Regulierungsperiode auf 1,25 % und für die zweite Regulierungsperiode auf 1,5 % fest (Haubrich/Fritz/Maurer 2008: 290, vgl. Abbildung 21).⁸³ Die beiden vorgesehenen Werte stellen wohl in erster Linie ein Verhandlungsergebnis zwischen Politik und Verbänden dar, eine konkrete empirische Herleitung auf Basis historischer, branchenspezifischer Daten wurde laut der Verordnung erst für die „dritte Regulierungsperiode“ vorgesehen (Schultz/Westermann 2007: 50). Der Produktivitätsfaktor ist Ausdruck der simulierten Wettbewerbssituation, unter der die im Rahmen des bestehenden Wettbewerbs angenommenen sektoralen Effizienzgewinne mittels regulatorischer Vorgaben – auch für das effizienteste Unternehmen – zwangsimplementiert werden (Dürr 2008: 44, Steinbach/Kremp 2006: 34).

Trotz gleichartigen „mathematischen“ Ausweises in der ursprünglichen Anreizregulierungsformel [24] von V_t und PF_t ist der sektorale Produktivitätsfaktor nicht additiv, sondern gemäß Formel [25] multiplikativ fortzuschreiben, analog zur Methodik der Entwicklung des Verbraucherpreisindex:

$$[28] \quad PF_{t=1,\dots,5} = (1 + 0,0125)^t - 1 \text{ bzw. ab der zweiten Regulierungsperiode}$$

$$[29] \quad PF_t = \prod_{i=1}^n (1 + PF_i) - 1, \text{ wobei } i_{t=1,\dots,5} = \{1,25\} \text{ und } i_{t=6,\dots,10} = \{1,5\}$$

Tabelle 11 zeigt die verschiedenen möglichen Parameter-Konstellationen und die damit verbundenen nominellen bzw. realen Effekte auf den Verlauf der Netto-TOTEX. Dabei wird deutlich, dass die realen Preis- bzw. Erlöseffekte nur bei einem neutralen (null)⁸⁴ oder negativen Produktivitätsfaktor positiv sind. Letzteres scheint aus der Perspektive der gültigen ARegV wenig naheliegend, ist aber bei empirischen Zeitreihenanalysen durchaus nicht ungewöhnlich (Brunekreeft/Müller 2006: 39).

⁸³ Ursprünglich war seitens der deutschen Regulierungsbehörde an dieser Stelle ein Wert von 2,54 % (Steinbach/Kremp 2006: 34), später nur noch von bis zu 2,0 % angestrebt worden (Heuterkes/Janssen: 68).

⁸⁴ Ein Produktivitätsdifferenzial von null stünde für die Annahme, dass der Netzsektor einer im Vergleich zur gesamten deutschen Volkswirtschaft identischen Produktivitätsentwicklung unterliegt (Diekmann/Ziesing/Leprich 2006: 93).

Nettoeffekte des sektoralen Produktivitätsfaktors						
Reale und nominale Auswirkungen auf die Netto-TOTEX						
Parameterkonstellation	nom.	real	Zahlenbeispiel			
VPI ./ PF < 0	↓	↓	VPI = 1,25	PF = +1,50	$\Delta_{\text{nom.}} = -0,25$	$\Delta_{\text{real}} = -1,50$
VPI ./ PF = 0	→	↓	VPI = 1,25	PF = +1,25	$\Delta_{\text{nom.}} = \pm 0,00$	$\Delta_{\text{real}} = -1,25$
VPI > VPI ./ PF > 0	↑	↓	VPI = 1,25	PF = +1,00	$\Delta_{\text{nom.}} = +0,25$	$\Delta_{\text{real}} = -1,00$
VPI ./ PF = VPI	↑	→	VPI = 1,25	PF = $\pm 0,00$	$\Delta_{\text{nom.}} = +1,25$	$\Delta_{\text{real}} = \pm 0,00$
VPI ./ PF > VPI	↑	↑	VPI = 1,25	PF = -0,50	$\Delta_{\text{nom.}} = +1,75$	$\Delta_{\text{real}} = +0,50$

Angenommener Produktivitätsfaktor gemäß erster Regulierungsperiode ($PF_t = 1,25\%$)

Tabelle 11: Preis- bzw. Erlöseffekte des sektoralen Produktivitätsfaktors

Quelle: In Anlehnung an Franz/Schäffner/Trage 2005b: 19.

In Kapitel 3.5.3 wurde bereits erörtert, dass anreizbasierte Regulierungskonzepte grundsätzlich die Notwendigkeit einer Qualitätsüberwachung mit sich ziehen, da man andernfalls Gefahr läuft, dass die Versorgungssicherheit unter dem Effizienzdruck der Netzbetreiber leidet (Haubrich/Fritz/Maurer 2008: 291). Aus diesem Grund sieht die ARegV ein Qualitätselement vor, das „der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen“ dienen soll (§ 18 ARegV).

Die Platzierung des Qualitätselements nebst Kosten bzw. kostenbezogenen Rechenbestandteilen in Formel [24] verdeutlicht das Erfordernis einer monetären Bewertung von Qualitätsabweichungen. Aus normativer Sicht ist das optimale Qualitätsniveau erreicht, wenn die marginale Zahlungsbereitschaft bzw. der Grenznutzen der Nachfrager bezüglich einer zusätzlichen „Einheit“ Qualität den Grenzkosten der Bereitstellung des anbietenden Unternehmens entspricht (Brunekreeft/de Nooij 2009: 34). Da die genauen (qualitätsbezogenen) Kosten- bzw. Nutzenfunktionen dem Regulierer nicht bekannt sind (vgl. Kapitel 3.5), muss eine synthetische Herleitung des Qualitätselements erfolgen. Die ARegV unterscheidet bei der Bestimmung des Qualitätselements zwei Dimensionen⁸⁵:

- Netzzuverlässigkeit, d. h. „die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren“ (§ 19 Abs. 3 Satz 1 ARegV, s. a. Leprich 2006: 203) und

⁸⁵ Im ursprünglichen Bericht zur Einführung der Anreizregulierung ist hingegen noch von vier Qualitätsdimensionen die Rede. Dies sind neben der beibehaltenen Netzzuverlässigkeit, die technische Sicherheit, Produktqualität und Servicequalität (BNetzA 2006a: 57).

- Netzleistungsfähigkeit, d. h. „die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen“ (§ 19 Abs. 3 Satz 2 ARegV, s. a. Weber/Schober 2006: 9).

Als Kennzahlen für die Zuverlässigkeit nennt die ARegV in § 20 Abs. 1 Satz 1 ARegV die Unterbrechungsdauer und -häufigkeit, die nicht gelieferte Energie und nicht gedeckte Last (BNetzA 2006a: 89, Steger et al. 2008: 63). Deren monetäre Bewertung soll insbesondere von der „Bereitschaft der Kunden, für eine Änderung der Netz Zuverlässigkeit niedrigere oder höhere Entgelte zu zahlen“, abhängig gemacht werden (§ 20 Abs. 3 ARegV). Grundsätzlich ist ein solcher Ansatz für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit vorgesehen, jedoch wird im Verordnungstext nicht auf konkrete Kennzahlen eingegangen, zudem soll die Befragung auf die Einspeiser (nicht Kunden) abstellen (§ 20 Abs. 5 ARegV).

International üblich wird zu diesen Zwecken beispielsweise das Konzept des „Value of Lost Load“ herangezogen (Brunekreeft/de Nooij 2009: 34–38).⁸⁶ Ein grundsätzliches Herangehen wäre natürlich auch, den Faktor Versorgungsqualität als Bestandteil des Effizienzvergleichs zu sehen (Diekmann/Ziesing/Leprich 2006: 91, Leprich 2006: 203). Ein derartiger Ansatz ist wohl aber erst für die dritte, weitestgehend undefinierte Regulierungsperiode vorgesehen (BNetzA 2006a: 60). Die Herausnahme des Qualitätselements aus dem Effizienzterm birgt zwischenzeitlich den Vorteil, dass dem Netzbetreiber effektive Erlössteigerungen zukommen können und die „natürliche Grenze“ bei Erreichen einer hundertprozentigen Effizienz dabei nicht limitierend entgegenwirkt (Weber/Schober 2006: 9–10). Nachdem in Deutschland ein belastbares Konzept letztlich nicht rechtzeitig auf den Weg gebracht werden konnte (und man hierzulande bis dato ohnehin ein vergleichsweise hohes Maß an Versorgungszuverlässigkeit hält, Bothe/Riechmann 2008: 30, vgl. Kapitel 4.2.1), wurde die tatsächliche Anwendung des Qualitätselements im Hinblick auf die Elektrizitätsnetze auf die zweite Regulierungsperiode verschoben (§ 19 Abs. 2 Satz 1 ARegV).

⁸⁶ Der „Value of Lost Load“ ergibt sich aus dem ermittelten (verloren gegangenen) Wert geteilt durch den Stromverbrauch (d. h. EUR/kWh, Brunekreeft/de Nooij 2009: 35).

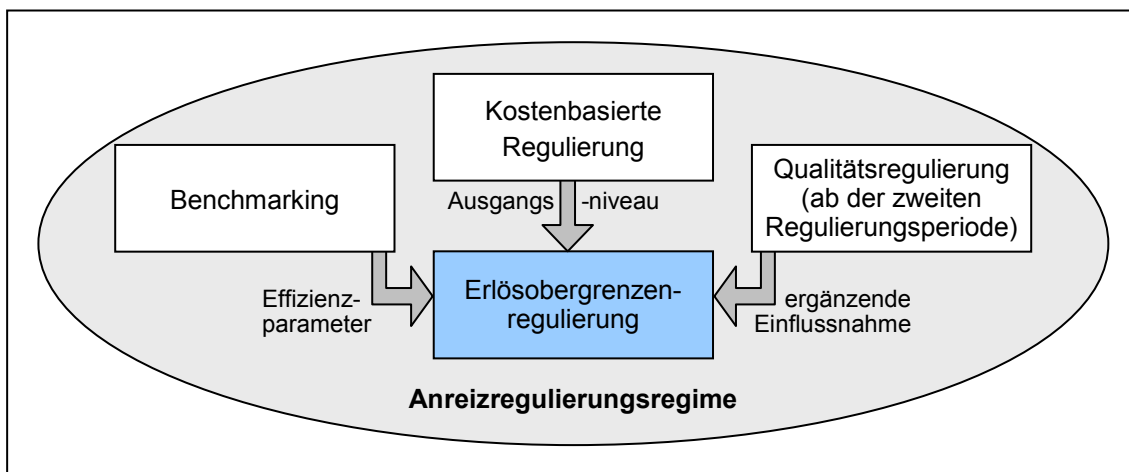


Abbildung 22: Bestandteile der deutschen Obergrenzenregulierung

Quelle: Petrov/Keller/Speckamp 2005: 548.

Mit der späteren Einführung eines Qualitätselements wird der regulatorische Dreiklang um eine weitere Ebene ergänzt, die in das zentrale Konzept der Erlösbergrenzenregulierung innerhalb des deutschen Anreizregimes nach ARegV einfließt (vgl. Abbildung 22).

4.3.3 Ordnungspolitische Institutionen

Durch die 2. EU-Binnenmarkttrichtlinie (Richtlinie 2003/54/EG, vgl. 4.3.2.1) wurde seitens der Europäischen Kommission die Vorgabe erteilt, eine nationale Regulierungsbehörde zu installieren, die mit der Organisation bzw. Kontrolle des zu implementierenden Regulierungsregimes betraut ist. Diese Vorgabe greift das EnWG in Teil 7 auf und erteilt mit § 54 EnWG die allgemeine Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur, BNetzA). Eine derartige normgeberische Kaskade ist sinnbildlich für die ordnungspolitischen Instanzen, die auf die Regulierung der Energienetze einwirken (vgl. Abbildung 23). Die institutionelle Ebene besteht (neben der grundlegenden europarechtlichen bzw. nationalen Verfassung) aus den normgebenden bzw. -beeinflussenden Bereichen wie der Europäischen Kommission (EU-Kommission) und dem zuständigen Ministerium der Regierung (in Deutschland das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, BMWi) sowie dem nationalen Exekutivorgan, der Bundesnetzagentur (Picot 2008a: 26–27).

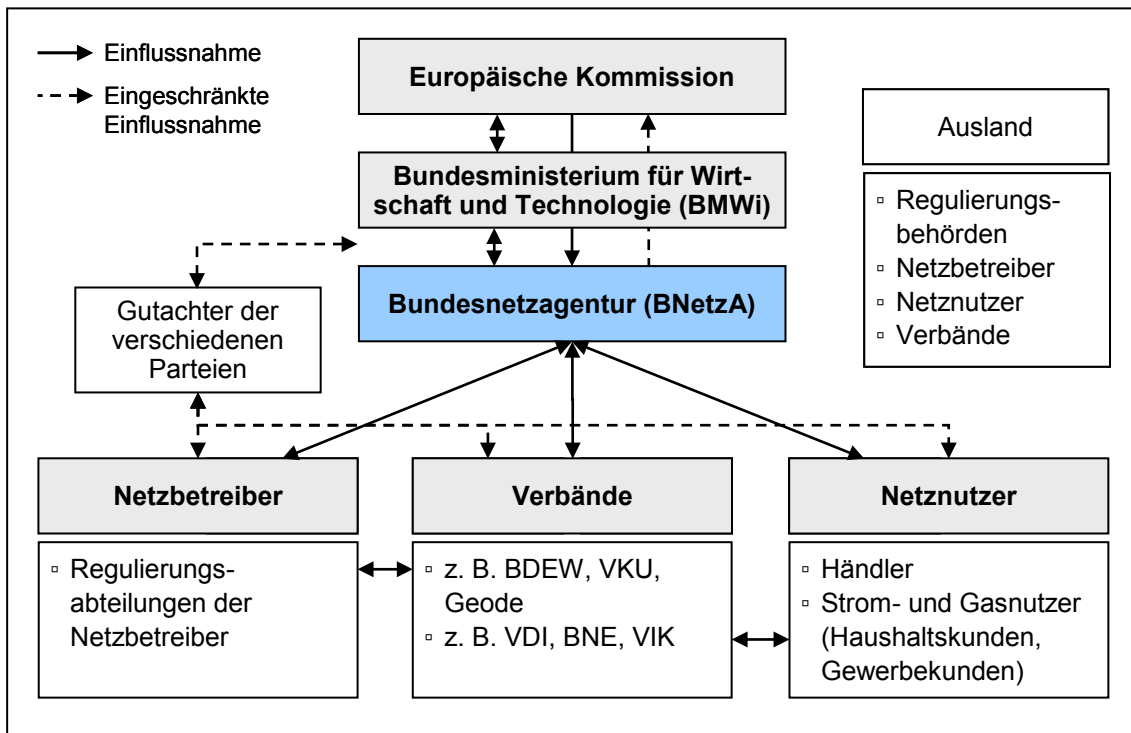


Abbildung 23: Darstellung des Regulierungsmarktes im Netzbereich

Quelle: In Anlehnung an Kurth 2009: 683.

Die Bundesnetzagentur stellt keine vollständige Neugründung als Reaktion auf die rechtlichen Auflagen dar, sondern geht aus der bereits 1998 gegründeten Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (RegTP) hervor, die im Zuge der Ausweitung der Zuständigkeitsgebiete auf das Recht der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas (einschließlich des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich) und das Recht des Zugangs zur Eisenbahninfrastruktur nach Maßgabe des Bundeseisenbahnverkehrsverwaltungsgesetzes sowie nach der Überleitung von Aufgaben aus dem ehemaligen Bundesministerium für Post und Telekommunikation (BMPT) und dem ehemaligen Bundesamt für Post und Telekommunikation (BAPT) im Januar 2005 in „Bundesnetzagentur“ umbenannt wurde (BNetzA 2010a: 218).

Das Gesetz über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen von 2005 (BEGTPG)⁸⁷ regelt die Rechtsform, Tätigkeitsbereiche, Organe, Beiräte und den Länderausschuss der Regulierungsbehörde (Schnitker 2009: 150). Nach diesem Gesetz ist die Bundesnetzagentur „eine selbstständige Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und

⁸⁷ Gesetz über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970, 2009).

Technologie“ (BMWi) mit Sitz in Bonn (§ 1 Satz 2 BEGTPG) und hat von dessen Seite den Auftrag, durch Regulierung in den benannten Bereichen den Wettbewerb zu fördern sowie einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten (BNetzA 2010a: 218, Schnitker 2009: 149). Die Zuordnung zum BMWi ist Ausdruck des Gebots demokratischer Legitimation aller handelnden Staatsgewalt sowie der Weisungsgebundenheit gegenüber dem Wirtschaftsministerium als untergeordnete Behörde (Neveling 2005: 263). Die Regulierungskompetenzen über kleinere, nur innerhalb eines Bundeslands tätige Netzbetreiber obliegen den zuständigen Behörden des jeweiligen Bundeslands (sogenannte Landesregulierungsbehörden, Smeets/Knorr 2008: 275). Dies trifft aufgrund des überregionalen Charakters auf die Übertragungsnetze definitionsgemäß nicht zu, sodass diese grundsätzlich in den Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur fallen (Neveling 2005: 265).

Die Bundesnetzagentur beschäftigte im Jahr 2009 insgesamt rund 2.600 Mitarbeiter, die Verwaltungseinnahmen lagen bei knapp 80 Mio. €, die Gesamtausgaben bei über 150 Mio. €, etwa drei Viertel davon sind alleine auf Personalausgaben zurückzuführen (BNetzA 2010a: 221). Die Behörde steht unter der Leitung eines Präsidenten sowie zweier Vizepräsidenten.⁸⁸ Die Besetzung erfolgt auf Empfehlung des Beirats der Bundesnetzagentur und darauf aufbauend mittels Vorschlag der Bundesregierung zur Ernennung durch den Bundespräsidenten (Schnitker 2009: 151). Neben einem der Präsidialebene direkt unterstellten Leitungsstab gliedert sich die Behörde (über sämtliche in deren Zuständigkeitsbereich fallenden Wirtschaftssektoren hinweg) in neun Beschlusskammern und neun Abteilungen (BNetzA 2009b: 1, vgl. Abbildung 24). Die Beschlusskammern 4, 6 und 8 sind zuständig für den Elektrizitätssektor (Schnitker 2009: 151). Die Energieregulierung (inkl. Gas) liegt zudem bei der Abteilung 6, die wiederum 12 Einzelreferate unter sich vereint (BNetzA 2009b: 1). Die scheinbar parallele Anordnung der Zuständigkeiten zwischen Beschlusskammern und Fachabteilungen geht auf die seinerzeitige Aufbaustruktur der RegTP zurück (Neveling 2005: 264), ist jedoch durch eine inhaltliche Differenzierung der einzelnen Aufgabenbereiche unterlegt.

⁸⁸ Aktuell sind dies Matthias Kurth (Präsident seit 2001) sowie Iris Henseler-Unger (Vizepräsidentin seit 2004) sowie Johannes Kindler (Vizepräsident seit 2007).

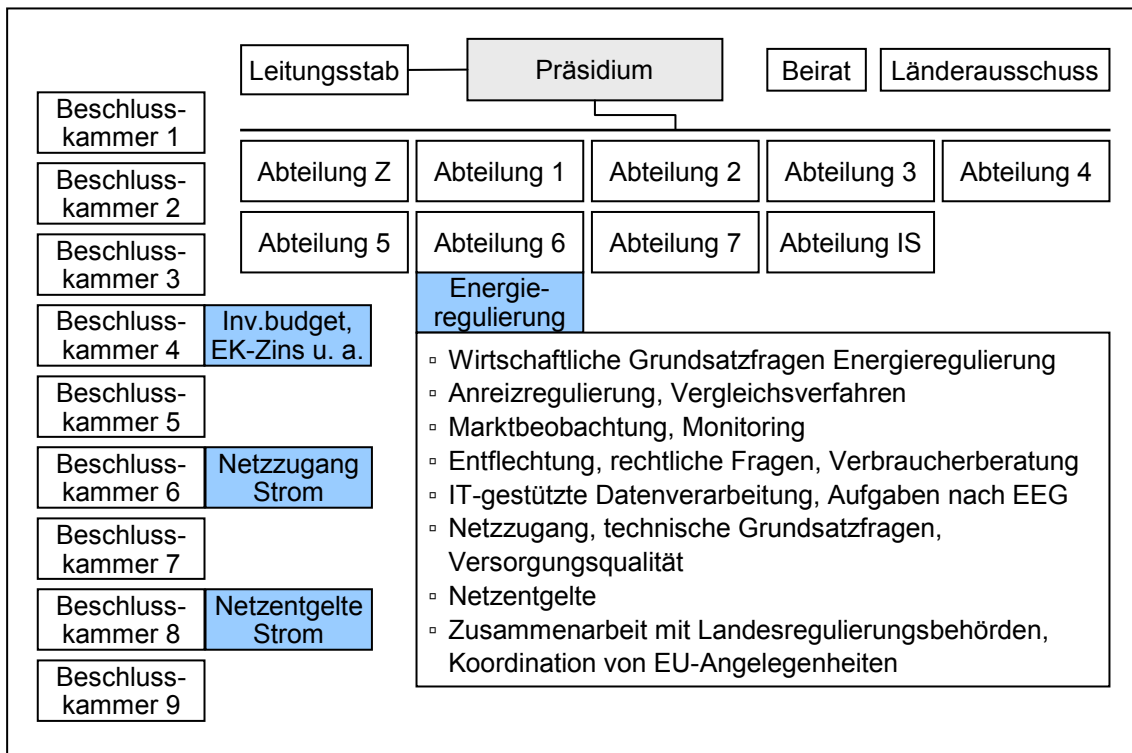


Abbildung 24: Übersicht Organisationsstruktur der BNetzA

Quelle: In Anlehnung an BNetzA 2009b: 1, Neveling 2005: 264.

Die Beschlusskammern haben zu entscheiden, welche regulatorischen Maßnahmen ergriffen werden, wohingegen die Abteilungen (und deren Einzelreferate) Fach- und zentrale Verwaltungsaufgaben wahrnehmen (BNetzA 2010a: 219). Insofern sind sämtliche nach dem EnWG zu treffenden förmlichen Entscheidungen (und Verfahren) in den Beschlusskammern zu fällen; die Referate beschäftigen sich hingegen mit konzeptionellen Vorarbeiten und notwendigen Abstimmungen (BNetzA 2010a: 219, Neveling 2005: 265). In dieser Aufstellung ähnelt die Bundesnetzagentur durchaus angloamerikanischen Regulierungsinstanzen, die nicht allein die Funktion einer ausführenden Behörde wahrnehmen, sondern im Rahmen ihrer gesetzlichen Aufträge durch das Beschlusskammerprinzip eine Antrags-, Beschwerde- und Beschlussinstanz darstellen. Damit ist die Bundesnetzagentur letztlich „eine Mischform zwischen exekutierender und Normen setzender Verwaltung, die natürlich grundsätzlich der gerichtlichen Kontrolle unterliegt“ (Picot 2008a: 12).

Mit der EnWG-Novelle von 2005 (vgl. Kapitel 4.3.2.2) und deren institutioneller Implementierung endete die Parallelzuständigkeit von Regulierungs- und Kartellbehörden (Steger et al. 2008: 51). Während die ex-post-orientierte (Missbrauchs-)Aufsicht über Energielieferungen und -preise sowie die strukturelle Überwachung, z. B. bei Zusammenschlussvorhaben von Energieversorgungsunternehmen, weiterhin beim Bundeskartellamt bzw. den Landeskartellbehörden liegt, stehen netz- und betriebsbezogenen

Aspekte ausschließlich unter der Aufsicht bzw. dem Genehmigungsvorbehalt der Bundesnetzagentur (Neveling 2005: 265). Diese Aufteilung wurde insofern erforderlich, als dass die europarechtlichen Auflagen eine gesonderte Ex-ante-Regulierung forderten, die über eine rein nachträgliche Missbrauchsaufsicht hinausgeht (vgl. Kapitel 4.3.2.1).

Die Beschlusskammern 6 und 8 stehen für die charakteristischen Aspekte einer Essential Facilities Doctrine: die grundsätzliche Gewährleistung des Zugangs zur Engpasseinrichtung (Beschlusskammer 6, Netzzugang) zu ökonomisch diskriminierungsfreien Bedingungen (Beschlusskammer 8, Netzentgelte, vgl. Abbildung 24). Allerdings ist in diesem Zusammenhang darauf hinzuweisen, dass die Bundesnetzagentur die Netzentgelte nicht im engeren Sinne reguliert (dies geschieht von Gesetzes wegen), sondern die normgerechte Entgeltbildung *ex ante* kontrolliert bzw. genehmigt (BMW 2010a: 21, Theobald et al. 2008: 16). So obliegt der Bundesnetzagentur in dieser Funktion die Festlegungsbefugnis in Bezug auf den Netzentgelt-Genehmigungsantrag nach §§ 23a Abs. 3, 29 Abs. 1 EnWG unter Maßgabe der konkretisierenden Verordnungen (o. V. 2008a: 80).

Aufgabe der Bundesnetzagentur ist es auch, durch entsprechende Abstimmungen einen bundesweit einheitlichen Regulierungsvollzug von Bundes- und Landesbehörden sicherzustellen. Dies geschieht über den sogenannten „Länderausschuss“ (§ 60a EnWG i. V. m. §§ 8–10 BEGTPG). Inhaltlich verbirgt sich dahinter ein Gremium, das vor Erlass von Allgemeinverfügungen durch die Oberbehörde Stellungnahmen abgeben sowie Auskünfte einfordern kann. Somit stellt der Länderausschuss ein beratendes und zugleich kontrollierendes Gremium dar, das gegenüber der Bundesnetzagentur jedoch über keinerlei Weisungsrechte verfügt (Neveling 2005: 265). Die Zusammenarbeit mit den gesetzgebenden Organen (Bundestag und Bundesrat) wird durch den „Beirat“ der Bundesnetzagentur organisiert (§ 60 EnWG i. V. m. §§ 5–7 BEGTPG). Der Beirat ist mit 16 Mitgliedern des Bundestags und 16 Vertretern des Bundesrats besetzt. Neben einer beratenden Funktion, insbesondere im Rahmen von bestimmten Berichtspflichten gemäß EnWG, kann auch der Beirat Stellungnahmen abgeben sowie Auskünfte einfordern, verfügt aber ebenso wenig über Weisungsbefugnisse gegenüber der Bundesnetzagentur (Neveling 2005: 265).

Abgesehen von der innerdeutschen Abstimmung zu Regulierungsfragen gehört es gleichermaßen zum Aufgabenbereich der Bundesnetzagentur, für die Anbindung und den Austausch auf europäischer Ebene zu sorgen (vgl. Abbildung 24). Zu diesem Zweck haben die Regulierungsbehörden der EU-Mitgliedsstaaten einen gemeinsamen Rat gegründet (Council of European Energy Regulators, CEER). Durch die CEER, eine Non-Profit-Organisation unter belgischem Recht, sind die Interessen und Kompetenzen

der einzelnen nationalen Regulierer europaweit gebündelt. Seit dem Jahr 2003 wird dieses Gremium gegenüber der Europäischen Kommission durch die Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden (European Regulators' Group for Electricity and Gas, ERGEG) vertreten.⁸⁹ Die ERGEG erfüllt in erster Linie eine beratende Intermediärfunktion gegenüber der Kommission, stellt selbst allerdings keine rechtliche Einheit dar, und auch die Hintergrundarbeit sowie die eigentliche Finanzierung liegen bei der CEER (CEER/ERGEG 2009: 4).

Die Institutionalisierung der europäischen Regulierungsbehörden auf supranationaler Ebene wird künftig weiter zusammengeführt werden. Im Frühjahr 2011 hat eine gemeinsame Koordinierungsstelle (Agency for Coordination of Energy Regulators, ACER) als rechtlich eigenständige Instanz der EU-Behörden ihre Tätigkeit aufgenommen.⁹⁰ Ziel und Aufgabe dieser neuen Instanz ist es, einen geeigneten Rahmen für einen integrierten europäischen Netzverbund zu etablieren (CEER/ERGEG 2009: 4, Handelsblatt 2010g: 16).

⁸⁹ CEER und ERGEG werden durch eine identisch besetzte Führungsebene (Board of Directors) repräsentiert und haben einen nahezu deckungsgleichen Mitgliederkreis (CEER/ERGEG 2009: 4).

⁹⁰ Sitz der ACER ist Ljubljana/Slowenien (CEER/ERGEG 2009: 4).

5 Angewandte Systemanalyse

Der Kern dieser Arbeit stellt nunmehr eine gesamtheitliche Betrachtung der zuvor erläuterten Erlösbergrenzen-Arithmetik dar. In Kapitel 4.3.1 wurden die ordnungspolitischen Ziele dargelegt und die zentrale – wenngleich nicht uneingeschränkt dominierende – Rolle des Wirtschaftlichkeitsaspekts zwecks einer nachhaltigen und sicheren Energieversorgung isoliert. Bereits anhand Kapitel 3.5 wurde deutlich, dass nahezu alle wesentlichen Regulierungsansätze aufgrund der besagten Bedeutung des Rentabilitätsgedankens in irgendeiner Form auf die Verzinsung des eingesetzten Kapitals abzielen (vgl. Kapitel 3.5). Die deutsche Regulierung legt hierbei das betriebsnotwendige Eigenkapital zugrunde und reguliert damit die Eigenkapitalrendite. So wird als letztendlicher Analysemaßstab auf einen Abgleich der regulierungsseitig zugestandenen Eigenkapitalverzinsung auf der einen Seite und der tatsächlich realisierbaren Eigenkapitalrenditen auf der anderen Seite abgestellt.

Es wurden in diesem Zusammenhang zwar von ordnungspolitischer Seite kaum Mühen gescheut, um eine angemessene Eigenkapitalrendite empirisch und theoretisch fundiert abzuleiten (BNetzA 2008, Frontier Economics 2008, Handelsblatt 2010g: 16), die tatsächliche Verzinsung des Eigenkapitals liegt jedoch in den seltensten Fällen auf dem vorgesehenen Niveau. Denn die *de facto* erzielbare Rendite eines Netzbetreibers hängt nicht nur davon ab, ob das Unternehmen seine Kapital- oder Betriebskosten unter die gesetzte Grenze (Erlöspfad bzw. -obergrenze) setzen kann (Staschus et al. 2007: 20), sondern auch von einer Reihe weiterer systemimmanenter Faktoren. Die vorgenommene Analyse zielt also nicht auf die Fragestellung ab, ob die grundsätzlich zugestandene Eigenkapitalrendite in ihrer absoluten Prozenzhöhe angemessen ist oder nicht, sondern stellt heraus, inwieweit die vorgegebenen Verzinsungsansprüche unter umfassender Berücksichtigung der regulatorischen Einzelprämissen realisiert werden können.

Im Rahmen der vorgenommenen Untersuchung wird bewusst ein Stück weit von empirischen Maßgaben abstrahiert und gezielt auf eine funktionale Systemanalyse abgestellt, die im Grunde eine „mechanische“ Prüfung der Rechenarithmetik darstellt. Es geht also nicht um die Abbildung eines einzelnen Regulierungsfalls, sondern vielmehr darum, Sensitivitäten und charakteristische Modelleffekte zu berechnen und zu hinterfragen. Dabei kann an dieser Stelle freilich weder eine rechtliche noch technische Würdigung der einzelnen Parameter bzw. Szenarien vorgenommen werden. Ziel ist es, die ökonomischen Auswirkungen der grundlegenden Regulierungsarithmetik herauszu-

stellen. In diesem Zusammenhang wird auf das „Basispaket“ der Anreizregulierung im Hinblick auf (Strom-)Übertragungsnetzbetreiber eingegangen, speziellere Sonder- oder Einzelfallregelungen (wie etwa pauschale Investitionsbudgets, Erweiterungsfaktoren oder das „vereinfachte Verfahren“ nach § 24 ARegV) werden außen vor gelassen.

Nun kann ohnehin vortrefflich darüber gestritten werden, ob es überhaupt zielführend ist, eine investitionsintensive Industrie mit vielfach in fortgeschrittenem Stadium befindlicher Anlagennutzungsdauer anhand einer derartigen restwertbezogenen Ergebnisgröße zu steuern. Intuitiv ergibt sich womöglich sogar die Vermutung, dass unter derartigen Umständen eine verhältnismäßig hohe relative Rendite auf das eingesetzte (Eigen-)Kapital erzielbar wäre. Dabei darf nicht außer Acht gelassen werden, dass eine im Verhältnis zum Versorgungsumfang wertmäßig nur geringe Verzinsungsbasis (Asset Base, vgl. Kapitel 3.5.2) bei gleichzeitig hohen anstehenden Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen (vgl. Kapitel 4.2.2) eine möglicherweise deutlich zu geringe regulierte Ertragskraft und damit einhergehende Cashflows bietet. Ungeachtet dieser Grundsatzthematik – die ggf. an anderer Stelle zu diskutieren wäre – hält die Systemanalyse an der Eigenkapitalrendite als maßgebliche Kenngröße fest.

Ziel einer ordnungspolitisch zu rechtfertigenden Regulierungsmethodik muss es in jedem Fall sein, eine adäquate „Anreizpolitik“ zu implementieren (Salje 2006: 630), um erforderliche Investitionsmaßnahmen durch den Markt realisieren zu lassen. In Kapitel 3.5.3 wurde gleichermaßen darauf hingewiesen, dass es erklärte Nebenbedingung der Cap-basierten Regulierungsregime ist, auch eine Optimierung des administrativen Prozesses der Kostenfeststellung (Regulatory Review, vgl. Kapitel 4.3.2.4) herbeizuführen. Zwar kann die erfolgreiche Umsetzung des letztgenannten Ziels grundsätzlich infrage gestellt werden (Prael/Fischer 2007: 58–61), dennoch wird an anderer Stelle der Vorwurf laut, dass „die Anreizregulierungsverordnung [...] den starken Federstrich der Netzagenturen [zeigt], die zur eigenen Verwaltungsvereinfachung das ökonomische Risiko auf die Seite der regulierten Unternehmen zu verlagern wussten“ (Dürr 2008: 48).

Ein Stück weit mag von Beginn der „Schöpfungsgeschichte“ der (deutschen) Anreizregulierung an klar gewesen sein, dass die durch den Regulierer festgelegte Erlöspfadarithmetik – aufgrund umfassender Informationsasymmetrien (vgl. Kapitel 3.5) und diametral entgegengesetzter Interessenlagen zwischen Regulierer und Reguliertem (vgl. Kapitel 4.3.1, insbesondere Abbildung 14) – bis zu einem weitgehend reibungslosen und vor allem zu einer dem ursprünglichen Regulierungsziel gerecht werdenden Regulierungspraxis einem „Trial and Error“-Prozess unterliegt (Weber/Schober 2006: 11). In welcher Richtung das Pendel beim derzeitigen Stand der Regulierungsverordnung schwingt, ist Gegenstand der folgenden Ausführungen.

5.1 Modellaufbau und Rechenmethodik

Im Mittelpunkt der quantitativen Nachbildung der Regulierungsarithmetik steht selbstredend die Erlösbergrenzenformel gemäß Formel [25], die in ihren grundsätzlichen Zügen bereits in Kapitel 4.3.2.4 erläutert wurde. Die in der Formel wiedergegebenen Kostenbestandteile sind im Wesentlichen auf die zuvor maßgeblich gewesene Cost-Plus-Regulierung zurückzuführen (vgl. Kapitel 4.3.2.3). Entsprechend bildet das dieser Arbeit zugrunde liegende Regulierungsmodell zunächst die kalkulatorischen Kosten und Erlöse ab, die sich in Bezug auf die Abschreibungen, die Eigenkapitalverzinsung und die Fremdkapitalkosten wiederum auf ausgewählte Bilanzpositionen beziehen. Basierend auf den sodann ermittelten Gesamtkosten (TOTEX, vgl. Kapitel 4.3.2.4) werden im darauf folgenden Modellabschnitt die einzelnen Kostenanteile zugeordnet und anhand der Erlösbergrenzenformel für die jeweiligen Regulierungsperioden projiziert (vgl. Abbildung 25).

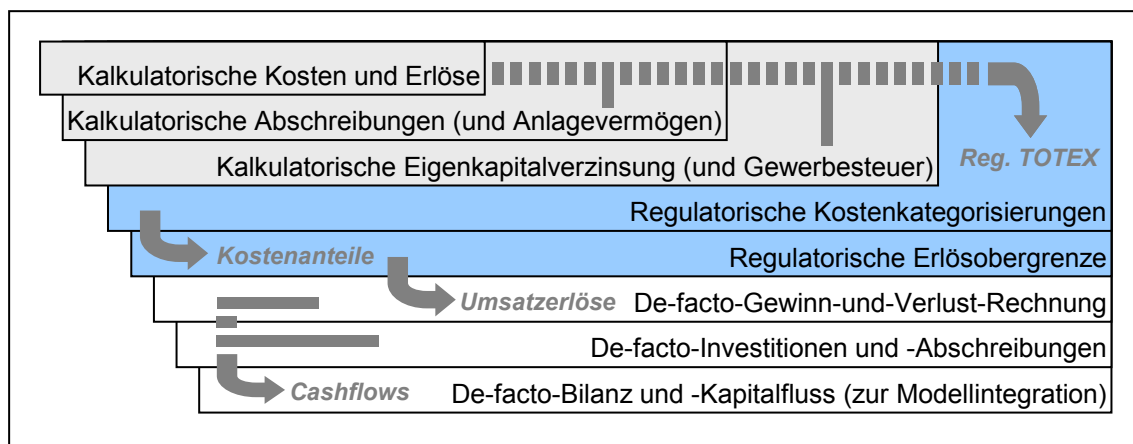


Abbildung 25: Schematischer Modellaufbau und Aufbau-logik

Quelle: Eigene Darstellung.

Um die Analysegrundlage schließlich zu vervollständigen, bildet das Modell parallel eine „reale“ Unternehmensrechnung in Form von De-facto- bzw. bilanziellen Ist-Größen ab. Analog zur kalkulatorischen Betrachtung in der regulierten Rechnungslegung wird aufbauend auf der vom Regulierer vorgegebenen Erlösbergrenze eine Gewinn- und -Verlust-Rechnung sowie Bilanz und Cashflow-Rechnung aufgestellt, die ihrerseits auf dem De-facto-Anlagevermögen aufbauen und die korrespondierenden Ist-Investitionen und -Abschreibungen nach der (handels- bzw. steuerrechtlich induzierten) klassischen Unternehmensrechnung abbilden (vgl. Abbildung 25). Im Folgenden sind die einzelnen Rechenschritte beschrieben, im darauf folgenden Kapitel (vgl. Kapitel 5.2) wird die Modellarchitektur dann mit konkreten Grundannahmen („Base-Case“) befüllt.

5.1.1 Regulierte Kosten und Erlöse

Ausgangspunkt für das Regulierungsmodell bildet das Basisjahr 2006 (vgl. Kapitel 4.3.2.4, auch sogenanntes „Fotojahr“). Nach Maßgabe eines fiktiven Regulatory Review wird ein Gesamtbetrag anerkannter Kosten des Netzbetriebs unterstellt [$TOTEX^{reg}$], der grundsätzlich mit Ausnahme des kalkulatorischen Fremdkapitel-Zinsaufwands [$ZA^{FK,reg}$], der kalkulatorischen Abschreibungen [AfA^{reg}], der kalkulatorischen Eigenkapitelzinsen [S^{reg}] sowie der darauf entfallenden kalkulatorischen Gewerbesteuer [$GewSt^{reg}$] – und bei Vernachlässigung der Körperschaftsteuer sowie des Solidaritätszuschlags – im Ausgangsjahr den Ist-Größen aus der Unternehmensrechnung (vgl. Kapitel 5.1.5) entspricht.

$$[30] \quad \begin{aligned} &TOTEX_{2006}^{reg} - ZA_{2006}^{FK,reg} - AfA_{2006}^{reg} - S_{2006}^{reg} - GewSt_{2006}^{reg} \hat{=} \\ &TOTEX_{2006}^{ist} - ZA_{2006}^{FK,ist} - AfA_{2006}^{ist} - S_{2006}^{ist} - GewSt_{2006}^{ist} \end{aligned}$$

Die regulierten Gesamtkosten werden anhand einer Quote im ersten Schritt in den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteil [QKA_{dnb}] sowie den beeinflussbaren bzw. vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteil [$QKA_{vnb,b}$] unterteilt. Der absolute Betrag der $QKA_{vnb,b}$ entspricht den Netto-TOTEX (vgl. Formel [22]).

$$[31] \quad TOTEX_{2006}^{reg} \cdot QKA_{dnb} = KA_{dnb,2006}$$

$$[32] \quad TOTEX_{2006}^{reg} - KA_{dnb,2006} = TOTEX_{2006}^{netto,reg}$$

Im Ausgangsjahr 2006 beinhaltet der dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteil im Wesentlichen die sogenannten verfahrensregulierten Kostenanteile [$vrKA_t$]. Als verfahrensregulierte Kostenanteile werden im Fall der betrachteten Übertragungsnetzbetreiber Beschaffungskosten für Verlust- und Regelenergie subsumiert (Ausgleichs- bzw. Systemdienstleistungen, vgl. Kapitel 4.3.2.4).

Der kalkulatorische Zinsaufwand, die kalkulatorischen Abschreibungen, die kalkulatorischen Eigenkapitelzinsen sowie die darauf entfallenden Gewerbesteuern sind Bestandteil der beeinflussbaren bzw. vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Zu den Netto-TOTEX zählen außerdem sämtliche sonstigen Kosten [c_{2006}^{rest}], die nicht der Legaldefinition aus § 11 Abs. 2 ARegV den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zuzuordnen sind. Die sonstigen Kosten sind dabei als Nettogröße nach Abzug der sogenannten „kostenmindernden Erlöse und Erträge“ (§ 9 StromNEV) zu verstehen, dazu zählen beispielsweise Zinserträge.

$$[33] \quad TOTEX_{2006}^{netto,reg} = KA_{vnb,2006} + KA_{b,2006} = c_{2006}^{rest} + AfA_{2006}^{reg} + ZA_{2006}^{FK,reg} + S_{2006}^{reg} + GewSt_{2006}^{reg}$$

Die Zuordnung der verschiedenen kalkulatorischen Kostenpositionen der Netto-TOTEX zu den beiden Kostenanteilen KA_{vnb} und KA_b ist aufgrund der regulatorischen Vorgaben nicht weiter anhand abgrenzbarer Kostenarten, sondern nur unter Anwendung des individuellen Effizienzwerts des Netzbetreibers vorzunehmen (vgl. Formel [23] sowie Kapitel 4.3.2.4).

Die kalkulatorischen Abschreibungen werden nach Maßgabe der StromNEV (vgl. Kapitel 4.3.2.3) unter Anwendung der Formeln [13] bis [16] berechnet. Im Weiteren wird auf deren konkrete Herleitung im Kapitel 5.1.2 näher eingegangen.

Die anerkennungsfähigen Fremdkapitalzinsen $[ZA_t^{FK,reg}]$ ergeben sich aus den tatsächlichen Fremdkapitalbeständen des Unternehmens $[FK_t^{ist}]$ in Verbindung mit den *de facto* erhobenen Zinssätzen $[r_t^{FK}]$ und werden auf Grundlage der jeweiligen Jahresmittelbestände bis hin zu einem Maximalwert in Höhe „kapitalmarktüblicher Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen“ (§ 5 Abs. 2 StromNEV, vgl. Kapitel 4.3.2.3, Tabelle 6) angesetzt $[\bar{r}_t^{FK,reg}]$. Bei der Ermittlung der Jahresmittelbestände wird unterstellt, dass der Jahresanfangsbestand $[FK_{t,BoY}^{ist}]$ dem Jahresendbestand des Vorjahres $[FK_{t-1}^{ist}]$ bzw. $[FK_{t-1,EoY}^{ist}]$ entspricht.⁹¹

$$[34] \quad \overline{ZA}_t^{FK,reg} = (FK_{BoY}^{ist} + FK_{EoY}^{ist}) \cdot \frac{1}{2} \cdot \min(r_t^{FK,ist}; \bar{r}_t^{FK,reg})$$

Die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen folgt der detaillierten Beschreibung des grundsätzlichen Herangehens in Kapitel 4.3.2.3 in den Schritten 1 bis 4 (vgl. Seiten 92–95). Die daraus hervorgehende Eigenkapitalverzinsung sowie die darauf entfallenden Gewerbesteuern werden nochmals eingehender im Kapitel 5.1.3 erläutert.

Erlösseitig weist das Modell im Wesentlichen nur den Zinsertrag aus der kurzfristigen Anlage der liquiden Mittel $[ZE_t^{liqM}]$ auf. Die Berechnungsweise stellt sich spiegelbildlich zu der Ermittlung der Fremdkapitalzinsen dar, jedoch wird seitens des Regulierers aufgrund des Charakters als Abzugsposition keine Höchstgrenze vorgegeben.

$$[35] \quad ZE_t^{liqM,reg} = ZE_t^{liqM,ist} = (liqM_{BoY}^{ist} + liqM_{EoY}^{ist}) \cdot \frac{1}{2} \cdot r_t^{liqM,ist}$$

⁹¹ Die Jahresmittelbestände $[x_t^{i,avg}]$ werden generell ermittelt aus den jeweiligen Jahresanfangs- $[x_{t,BoY}^i]$ und -endwerten $[x_{t,EoY}^i]$, d. h. $x_t^{i,avg} = (x_{t,BoY}^i + x_{t,EoY}^i) \cdot 0,5$ wobei $x_{t,BoY}^i = x_{t-1}^i$.

Die Fortschreibung der verschiedenen Aufwands- und Ertragspositionen erfolgt bei den Fremdkapitalzinsen, Abschreibungen, Eigenkapitalzinsen, Gewerbesteuern und Zinserträgen gemäß den zugrunde liegenden Bilanz- bzw. Erfolgsgrößen. Die verbleibenden Positionen werden im Fall der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten jahresgleich aus der Unternehmensrechnung (vgl. Kapitel 5.1.5) übernommen, die beeinflussbaren und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten nur in jedem Fotojahr.

5.1.2 Reguliertes Anlagevermögen, Investitionen und Abschreibungen

Das (Sach-)Anlagevermögen ist grundsätzlich in das sogenannte Altanlagevermögen (Aktivierung bis zum 31.12.2005) und das sogenannte Neuanlagevermögen (Aktivierung ab dem 01.01.2006) zu differenzieren (vgl. Formel [13] sowie Kapitel 4.3.2.3).

5.1.2.1 Regulatorisches Altanlagevermögen

Für das Altanlagevermögen ist jeweils ein Ausgangswert zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) sowie zu Tagesneuwerten (TNW) per 31.12.2005 anzusetzen. Aufgrund der berücksichtigten Inflationierung liegt der Tagesneuwert naturgemäß oberhalb der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten.⁹² Die Gesamtwerte nach AHK bzw. TNW werden anhand von Quoten [QAV^i] in fünf Assetklassen mit verschiedenen regulierten Nutzungsdauern unterteilt, wobei der Anteil des Investitionsbudgets am Altanlagevermögen null ist.

$$[36] \quad AltAV_t^{Gesamt} = AltAV_t^I + AltAV_t^{II} + AltAV_t^{III} + AltAV_t^{IV} + AltAV_t^{InvBud}$$

$$[37] \quad AltAV_t^{InvBud} \stackrel{!}{=} 0$$

$$[38] \quad AltAV_t^i = AltAV_t^{Gesamt} \cdot QAV_t^i, \text{ wobei } i = \{I, \dots, IV, InvBud\} \text{ und } \sum_{i=I}^{IV} QAV_t^i \stackrel{!}{=} 1$$

Hinsichtlich der angesetzten Nutzungsdauern je Assetklasse [$ND^{reg,i}$]⁹³ wird zur Ermittlung der darauf entfallenden kalkulatorischen Abschreibungen [$AfA^{reg,i}$] der Tatsache, dass die zugrunde liegenden Anlagegüter nicht exakt zum 31.12.2005 angeschafft (aktiviert) wurden, Rechnung getragen, indem ein Restnutzungsquotient [$QRND^i$] ein-

⁹² Vgl. Fußnote 59, Annahme positiver Inflationswerte (keine Deflation).

⁹³ Verwiesen sei an dieser Stelle auf die Nutzungsdauerbestimmungen gemäß § 6 Abs. 5 Satz 1 i. V. m. Anlage 1 StromNEV.

geführt wird. Somit ergibt sich für das erste Jahr (das Basisjahr 2006) ein kalkulatorischer Abschreibungsbetrag in Höhe von:

$$[39] \quad AfA_{2006}^{reg,i} = \frac{AltAV_{2006}^i}{ND^{reg,i} \cdot QRND^i}, \text{ wobei } ND^{reg,i} \cdot QRND^i = RND_{2006}^{reg,i}$$

Die Abschreibungen sind gemäß § 6 Abs. 2 Satz 1 StromNEV nach linearer Methode zu ermitteln. Basierend auf den Restnutzungsdauern des Jahres 2006 [RND_{2006}^i] ergibt sich für die Folgejahre jeweils ein Abschreibungsbetrag von:

$$[40] \quad AfA_t^{reg,i} = \frac{AltAV_{t-1}^i}{RND_{t-1}^{reg,i} - 1}, \text{ wobei } RND_{t=0}^{reg,i} = ND_{t=0}^{reg,i} \cdot QRND^i \text{ und } RND_t^{reg,i} \stackrel{!}{\geq} 0$$

Aufgrund der linearen Berechnungsweise ergibt sich die regulatorische Abschreibung also stets unter Ansatz des Restbuchwertes des Anlagevermögensgegenstands i aus der Vorperiode und der verbleibenden (reduzierten) kalkulatorischen Nutzungsdauer.

Bei der Fortschreibung des Altanlagenbestands und den daraus abgeleiteten kalkulatorischen Abschreibungen ist eine Fallunterscheidung für den AHK- und den TNW-bezogenen Wert vorzunehmen. Die Berechnung der jährlichen Abschreibungen auf Grundlage der AHK [$AfA_{AHK,t}^{AltAV,i}$] erfolgt analog zur Formel [40], der Restwert des AHK-Anlagenbestands zum Jahresende [$RW_{AHK,t}^{AltAV}$] beträgt somit:

$$[41] \quad RW_{AHK,t}^{AltAV} = \sum_{i=I}^{IV,InvBud} \left(AltAV_{AHK,t,BoY}^i - AfA_{AHK,t}^{AltAV,i} \right), \quad AltAV_{AHK,t,BoY}^i = RW_{AHK,t-1}^{AltAV}$$

Bei der Berechnung der jährlichen Abschreibungen [$AfA_{TNW,t}^{AltAV,i}$] bzw. der Restwerte des TNW-Anlagenbestands [$RW_{TNW,t}^{AltAV}$] und insbesondere deren Fortschreibung ist die weitere Indexierung [VPI_t / VPI_{t-1}] des Anlagenbestands zu berücksichtigen.

$$[42] \quad RW_{TNW,t}^{AltAV} = \sum_{i=I}^{IV,InvBud} \left(AltAV_{TNW,t,BoY}^i - AfA_{TNW,t}^{AltAV,i} \right) \cdot \frac{VPI_t}{VPI_{t-1}} \text{ ceteris paribus}$$

Analog sind die TNW-bezogenen Abschreibungen auf Basis der inflationierten Restwerte [$RW_{TNW,t}^{AltAV}$] sowie der ausstehenden Restnutzungsdauer zu kalkulieren.

$$[43] \quad AfA_{TNW,t}^{AltAV,i} = \frac{\left(AltAV_{TNW,t-1,BoY}^i - AfA_{TNW,t-1}^{AltAV,i} \right) \cdot \frac{VPI_{t-1}}{VPI_{t-2}}}{RND_t^i} = \frac{RW_{TNW,t,BoY}^{AltAV,i}}{RND_t^i}$$

Für beide Formen der Abschreibungen und die daraus berechneten Restwerte gilt, dass eine Abschreibung unter null nicht zulässig ist, d. h.:

$$[44] \quad AfA_t^{AltAV,i} = \min\left(\frac{RW_{t,BoY}^{AltAV,i}}{RND_t^i}; RW_{t,BoY}^{AltAV,i}\right) \text{ bzw.}$$

$$[45] \quad RW_t^{AltAV,i} = \max(RW_{t,BoY}^{AltAV,i} - AfA_t^{AltAV,i}; 0)$$

Bei der Ermittlung des gesamten auf das Altanlagevermögen entfallenden Abschreibungsbetrags ist gemäß § 6 StromNEV zwischen dem eigenfinanzierten (TNW-basierten) und dem fremdfinanzierten (AHK-basierten) Anlagenbestand zu unterscheiden (vgl. Kapitel 4.3.2.3, insbesondere Abbildung 19). In Anlehnung an Formeln [14] und [15] ergibt sich für das Altanlagevermögen ein kapitalstrukturgewichteter Gesamtabschreibungsbetrag.⁹⁴

$$[46] \quad AfA_t^{AltAV,i} = AfA_{TNW,t}^{AltAV,i} \cdot \overline{EKQI} + AfA_{AHK,t}^{AltAV,i} \cdot (1 - \overline{EKQI})$$

5.1.2.2 Regulatorisches Neuanlagevermögen

Das regulatorische Neuanlagevermögen wird ausgehend vom Stichtag (01.01.2006) vollständig neu aufgebaut. Grundlage hierfür bilden Neuinvestitionen [$CAPEX_t$], die analog zu den Assetklassen-Quoten [QAV_t^i] und den zugehörigen Nutzungsdauern je Assetklasse [$ND^{reg,i}$] den Verlauf des Neuanlagevermögens determinieren (vgl. Kapitel 5.1.2.1). Es gilt bei fortan ansatzfähigen Investitionsbudgets [$InvBud_t$] ceteris paribus zur Formel [38]

$$[47] \quad CAPEX_t^i = CAPEX_t^{Gesamt} \cdot QAV_t^i, \quad i = \{I, \dots, IV, InvBud\} \text{ und } \sum_{i=I}^{IV, InvBud} QAV_t^i = 1$$

Eine begriffliche Unterscheidung wird lediglich dahin gehend vorgenommen, dass zwischen Standardinvestitionen im Sinne von $i = \{I, \dots, IV\}$ und dem zusätzlichen Investitionsbudget, also $i = \{InvBud\}$, differenziert wird. Daraus folgt, dass

$$[48] \quad CAPEX_t^{Gesamt} = CAPEX_t^{S \tan dard} + CAPEX_t^{InvBud} \text{ und}$$

$$[49] \quad NeuAV_t^{Gesamt} = NeuAV_t^{S \tan dard} + NeuAV_t^{InvBud}$$

Die gesamten angesetzten Neuinvestitionen werden real geplant und zunächst gemäß der angenommenen Inflationsrate auf ein nominales Niveau gebracht.

⁹⁴ Bezüglich der Herleitung der $EKQI$ vgl. Tabelle 7 sowie die weitergehenden Ausführungen im Kapitel 5.1.3.

$$[50] \quad CAPEX_t^i = CAPEX_{t,t=0}^{real} \cdot \frac{VPI_t}{VPI_{t=0}}$$

Das auf Basis von Formel [50] ermittelte nominale Investitionsniveau wird in einem zweiten Schritt fallweise mit einem der Inflationsrate gegenläufigen Effizienzsteigerungsfaktor $[ES_t^i]$, der dem technischen Fortschritt Ausdruck verleiht, korrigiert. Somit gilt für das in die Berechnungen Einzug haltende nominale und optimierte Investitionsniveau:

$$[51] \quad CAPEX_t^i = CAPEX_{t,t=0}^{real} \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_{t=0}} - ES_t \right)$$

Die jährlich zu realisierenden prozentualen Effizienzsteigerungen ergeben sich aus dem allgemeinen sektoralen Produktivitätsfaktor $[PF_t^i]$ sowie dem individuellen Effizienzwert des Basisjahres $[e_{BJ}]$ in Abhängigkeit vom periodenabhängigen Verteilfaktor $[V_t]$. In diesem Zusammenhang entspricht der Effizienzwert des Basisjahres dem Zielwert des Kostenniveaus am jeweiligen Ende der Regulierungsperiode $[e_{ZW}]$, d. h., ein im Basisjahr nur $x\%$ effizientes Unternehmen sieht sich der individuellen Effizienzsteigerungsaufgabe gegenüber, das aktuelle Kostenniveau $[e_{SW} = 100\%]$ auf den Zielwert aus dem Basisjahr $[e_{ZW} = x\%]$ abzusenken. Wenn der zu Beginn der Regulierungsperiode festgestellte Effizienzwert als prozentuale Zielgröße definiert wird, d. h.

$$[52] \quad e_{BJ,i} := e_{ZW,i}$$

dann ergibt sich für den beschriebenen Fall der folgende prozentuale Effizienzsteigerungsfaktor:

$$[53] \quad ES_t^i = PF_t^i - \left(\left(\frac{e_{ZW}}{e_{SW}} \right)^{V_t, RegP} - 1 \right) = PF_t^i - \left(\left(\frac{e_{BJ,i}}{100\%} \right)^{V_t, RegP} - 1 \right) = PF_t^i - \left(e_{BJ,i}^{V_t, RegP} - 1 \right)$$

Im Anschluss an die reale Detailplanung bestimmen sich die Reinvestitionsbeträge ab der dritten Regulierungsperiode über eine Reinvestitionsquote $[RInvQ]$.

$$[54] \quad CAPEX_t^i = RInvQ_t^i \cdot AfA_{t-1}^i$$

Die prozentuale Reinvestitionsquote stellt sich als Funktion der durchschnittlichen Nutzungsdauer (in Jahren) sowie dem nominalen Wachstum (in Prozent), ebenfalls unter Berücksichtigung der zu realisierenden Effizienzsteigerungen (in Prozent), dar.

$$[55] \quad RInvQ_t = \frac{ND}{\sum_{i=1}^{ND} \left(1 + \frac{VPI_t}{VPI_{t-1}} - ES_t \right)^{i-ND}}$$

Mittels einer derartig ermittelten Reinvestitionsquote wird berücksichtigt, dass die Abschreibungen ein Buchwertniveau abbilden, das nicht den aktuellen nominalen Wiederbeschaffungskosten entspricht, sondern Anschaffungspreise reflektiert, die historisch (zu Beginn der Nutzungsdauer bzw. zum Aktivierungszeitpunkt) gezahlt wurden.

Eine Unterscheidung in den eigenfinanzierten (TNW-basierten) und fremdfinanzierten (AHK-basierten) Anlagenbestand ist im Gegensatz zum Altanlagevermögen regulierungsseitig für das Neuanlagevermögen nicht vorgesehen. So ergibt sich für das Neuanlagevermögen eine nur „eingleisige“ Fortschreibung, d. h.

$$[56] \quad NeuAV_t^i = NeuAV_{t-1}^i + CAPEX_t^i - AfA_t^{NeuAV,i}, \quad NeuAV_{t-1}^i = RW_{t-1}^{NeuAV,i} = NeuAV_{t,BoY}^i$$

Da in Bezug auf das Neuanlagevermögen im Basisjahr kein Altbestand zu übernehmen ist ($NeuAV_{t=0}^i = 0$), entspricht die Restnutzungsdauer [RND_t^i] zum Zeitpunkt der Neuinvestitionen im jeweiligen Jahr t den zugehörigen Gesamtnutzungsdauern [$ND^{reg,i}$]. So beträgt die jährliche lineare Abschreibung für eine Investition i

$$[57] \quad AfA_t^{NeuAV,i} = \frac{CAPEX^i}{ND^{reg,i}} \text{ für alle } t = 1, \dots, ND^{reg,i} \text{ (d. h. implizit } QRND^{NeuAV,i} = 1)$$

sowie der spezifische Restwert einer Investition i bei separater Betrachtung über den Zeitverlauf

$$[58] \quad RW_t^{NeuAV,i} = CAPEX_{t=0}^i - \sum_{t=1}^{ND} AfA_t^{reg,i}$$

Zugänge zum Anlagevermögen sind gemäß § 6 Abs. 5 Satz 4 StromNEV jeweils zum 01. Januar zu verbuchen, insofern entspricht $t = 0$ dem 01. Januar des Jahres $t = 1$. Aufgrund der matrizenartigen, jahresgenauen Nachbildung des Neuanlagevermögens erfolgen die Neuzugänge nur im jeweils ersten Jahr. Der Gesamtbestand des Neuanlagevermögens ergibt sich sodann als Summe der Spalte(n) in t (vgl. Tabelle 12), d. h.

$$[59] \quad RW_t^{NeuAV} = \sum_{i=t}^T RW_t^{NeuAV,i} \text{ für alle } t = 1, \dots, T$$

Dabei stehen die Zeilen für eine Investition aus dem dort vermerkten Jahr mit einem korrespondierenden (Rest-)Wert im Jahr der jeweiligen Spalte (vgl. Tabelle 12).

Anlagengitter Neuanlagevermögen					
Beispielhafte Darstellung der jährlichen Restwerte					
	t = 1	t = 2	t = 3	t = 4	t = 5
t = 1	CAPEX - AfA	RW _{t-1} - AfA	RW _{t-1} - AfA	RW _{t-1} - AfA	RW _{t-1} - AfA
t = 2		CAPEX - AfA	RW _{t-1} - AfA	RW _{t-1} - AfA	RW _{t-1} - AfA
t = 3			CAPEX - AfA	RW _{t-1} - AfA	RW _{t-1} - AfA
t = 4				CAPEX - AfA	RW _{t-1} - AfA
t = 5					CAPEX - AfA
NeuAV _t	$\sum_{t=1, \dots, T}$	$\sum_{t=1, \dots, T}$	$\sum_{t=1, \dots, T}$	$\sum_{t=1, \dots, T}$	$\sum_{t=1, \dots, T}$

Die Restwerte des jeweiligen Vorjahres umfassen die Summe des Terms in t-1

Tabelle 12: Beispielhafte Fortschreibung des jahresgenauen Anlagengitters

Quelle: Eigene Darstellung.

Einen Sonderfall stellen die Investitionsbudgets dar, die als solche nur „bis zum Ende der Regulierungsperiode, in der das [zugrunde gelegte] Investitionsprojekt abgeschlossen wird“, anererkennungsfähig sind (BNetzA 2010d: 11). Der Projektabschluss wird mit der Inbetriebnahme des Anlagegutes angenommen. Eine Ausnahmeregelung gilt für Aktivierungen nach dem Basis- bzw. Fotojahr der Folgeperiode: In diesen Fällen ist das Investitionsbudget bis zum Ende der nächsten Regulierungsperiode ansetzbar (BNetzA 2010d: 11). Mit dem Ende der Anerkennungsfristen wird das Investitionsbudget dem Standardbudget [$NeuAV_t^{InvBud, alt}$] zugeordnet und Formel [49] ist demgemäß zu ergänzen.

$$[60] \quad NeuAV_t^{Gesamt} = NeuAV_t^{Standard} + NeuAV_t^{InvBud - alt} + NeuAV_t^{InvBud}$$

Am Beispiel der ersten beiden Regulierungsperioden stellt sich die Anerkennungs möglichkeit des Investitionsbudgets gemäß Tabelle 13 dar.

Anerkennungsphasen von Investitionsbudgets														
Beispielhafte Darstellung														
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-
2012	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	-
2013	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	-
2014	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	-
2015	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	-
2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	-
2017	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1
2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
2019	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1

Der Wert 1 steht jeweils für die Anerkennung der Investitionsbudgets aus t

Tabelle 13: Binäre Darstellung der Anerkennung von Investitionsbudgets
Quelle: Eigene Darstellung.

Nach Maßgabe der exemplarischen Darstellung in Tabelle 13 werden die im Modell für das Investitionsbudget berechneten t-t-Jahreswerte mit der Binärcodematrix verbunden. Der Differenzbetrag zur Summe der ursprünglichen gesamten (anerkenntnisunabhängigen) Investitionsbudgetbeträge [$NeuAV_t^{InvBud,gesamt}$] entspricht dann dem Wert für $NeuAV_t^{InvBud,alt}$. Wenn also

$$[61] \quad NeuAV_{t,T}^{InvBud,gesamt} = \begin{pmatrix} x_{1,1}^{InvBud} & x_{1,2}^{InvBud} & x_{1,3}^{InvBud} & x_{1,T}^{InvBud} \\ x_{2,1}^{InvBud} & x_{2,2}^{InvBud} & x_{2,3}^{InvBud} & x_{2,T}^{InvBud} \\ x_{3,1}^{InvBud} & x_{3,2}^{InvBud} & x_{3,3}^{InvBud} & x_{3,T}^{InvBud} \\ x_{T,1}^{InvBud} & x_{T,2}^{InvBud} & x_{T,3}^{InvBud} & x_{T,T}^{InvBud} \end{pmatrix}$$

und jeder Wert der Matrix für das Investitionsbudget aus dem Jahr a mit dem Restwert $x_{a,b}^{InvBud}$ zum Zeitpunkt b steht, so bedeutet dies für die erste Periode

$$[62] \quad NeuAV_{t=1}^{InvBud,gesamt} = \sum_{i=1}^T x_{i,1}^{InvBud,gesamt}$$

Legt man die beispielhafte Binärcodematrix über die gesamte $NeuAV^{InvBud}$ -Matrix so ergibt sich

$$[63] \quad NeuAV^{InvBud} = \begin{pmatrix} 1 \cdot x_{1,1}^{InvBud} & 1 \cdot x_{1,2}^{InvBud} & 1 \cdot x_{1,3}^{InvBud} & 1 \cdot x_{1,T}^{InvBud} \\ 0 \cdot x_{2,1}^{InvBud} & 1 \cdot x_{2,2}^{InvBud} & 1 \cdot x_{2,3}^{InvBud} & 1 \cdot x_{2,T}^{InvBud} \\ 0 \cdot x_{3,1}^{InvBud} & 0 \cdot x_{3,2}^{InvBud} & 1 \cdot x_{3,3}^{InvBud} & 1 \cdot x_{3,T}^{InvBud} \\ 0 \cdot x_{T,1}^{InvBud} & 0 \cdot x_{T,2}^{InvBud} & 0 \cdot x_{T,3}^{InvBud} & 1 \cdot x_{T,T}^{InvBud} \end{pmatrix} \text{ bzw.}$$

$$[64] \quad NeuAV^{InvBud} = \begin{pmatrix} x_{1,1}^{InvBud} & x_{1,2}^{InvBud} & x_{1,3}^{InvBud} & x_{1,T}^{InvBud} \\ 0 & x_{2,2}^{InvBud} & x_{2,3}^{InvBud} & x_{2,T}^{InvBud} \\ 0 & 0 & x_{3,3}^{InvBud} & x_{3,T}^{InvBud} \\ 0 & 0 & 0 & x_{T,T}^{InvBud} \end{pmatrix}$$

und damit für die erste Periode

$$[65] \quad NeuAV_{t=1}^{InvBud} = \sum_{i=1}^T x_{i,1}^{InvBud}$$

Der Differenzbetrag steht für das nicht (mehr) anererkennungsfähige Investitionsbudget $NeuAV_t^{InvBud,alt}$:

$$[66] \quad NeuAV_{t=1}^{InvBud,alt} = NeuAV_{t=1}^{InvBud,gesamt} - NeuAV_{t=1}^{InvBud}$$

5.1.3 Regulierte Eigenkapitalverzinsung und Gewerbesteuer

Die im Modell abgebildete Berechnung der regulierten (kalkulatorischen) Eigenkapitalverzinsung folgt den in Kapitel 4.3.2.3 erläuterten Schritten 1 bis 4. Dabei werden im Hinblick auf die zugrunde gelegten Aktiv- bzw. Passivpositionen $[x_t^i]$ durchweg Jahresdurchschnittswerte $[x_t^{i,avg}]$ angesetzt.⁹⁵

Analog zur Herleitung in Tabelle 7 wird durch Addition der regulatorischen Durchschnittswerte der betreffenden Aktiva das sogenannte „Betriebsnotwendige Vermögen I“ errechnet. Aufgrund der später unterschiedlichen Behandlung (vgl. Kapitel 4.3.2.4 bzw. 5.1.4) bezieht sich das $BNV I_t^{Standard}$ nur auf die Bilanzbestände exklusive des anererkennungsfähigen Investitionsbudgets.

$$[67] \quad BNV I_t^{Standard} = SachAV_t^{Standard} + FinAV_t + UV_t$$

Das Sachanlagevermögen des Standardgeschäfts $[SachAV_t^{Standard}]$ setzt sich zusammen aus den kalkulatorischen Werten des Alt- und Neuanlagevermögens sowie des nicht mehr anererkennungsfähigen Investitionsbudgets.

⁹⁵ Vgl. Fußnote 91.

$$[68] \quad SachAV_t^{S \tan dard} = AltAV_{AHK,t}^{avg} + NeuAV_{t,AHK}^{avg,S \tan dard} + NeuAV_{t,AHK}^{avg,InvBud-alt}$$

Das zu berücksichtigende Finanzanlagevermögen [$FinAV_t$] leitet sich aus den Ist-Größen der Unternehmensrechnung ab.

$$[69] \quad FinAV_t = FinAV_t^{avg,ist}$$

Das Umlaufvermögen besteht aus Vorräten [Vor_t^{avg}], unverzinslichen Forderungen und Vermögensgegenständen [$FordLuL_t^{avg,ist}$] sowie liquiden Mitteln [$liqM_t^{avg,ist}$].⁹⁶

$$[70] \quad UV_t = Vor_t^{avg} + FordLuL_t^{avg,ist} + liqM_t^{avg,ist}$$

Hinsichtlich des Wertansatzes für die unverzinslichen Forderungen und Vermögensgegenstände sowie die liquiden Mittel sieht der Regulierer eine Höchstgrenze in Höhe von $3/12$ [$\overline{FordLuL}_t^{reg}$] bzw. $1/12$ [\overline{liqM}_t^{reg}] der regulierten Umsätze [R_t] vor (vgl. Kapitel 4.3.2.3). In Bezug auf die kalkulatorischen Forderungsbestände (liquiden Mittel) ist also nur das Minimum aus dem Ist-Wert und dem gedeckelten Wert in Höhe von drei (einem) Zwölftel(n) der Umsätze ansatzfähig.

$$[71] \quad \overline{FordLuL}_t^{reg} = \min\left(FordLuL_t^{avg,ist}; \frac{3}{12} \cdot R_t\right) \text{ sowie}$$

$$[72] \quad \overline{liqM}_t^{reg} = \min\left(liqM_t^{avg,ist}; \frac{1}{12} \cdot R_t\right) \text{ und daher}$$

$$[73] \quad UV_t = UV_t^{reg} = Vor_t^{avg} + \overline{FordLuL}_t^{reg} + \overline{liqM}_t^{reg}$$

Um von den regulierten Aktiva zum Nettowert des sogenannten „Betriebsnotwendigen Eigenkapitals I“ [$BEK I_t^{S \tan dard}$] zu gelangen, ist das $BNV I_t^{S \tan dard}$ um den Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil [$SoPo_t^{avg}$], das auf das Standardgeschäft (exklusive des ansatzfähigen Investitionsbudgets) entfallende verzinsliche Fremdkapital [$FK_t^{avg,ist,S \tan dard}$] sowie das sogenannte „Abzugskapital“ [AK_t^{avg}] zu reduzieren.

$$[74] \quad BEK I_t^{S \tan dard} = BNV I_t^{S \tan dard} - SoPo_t^{avg,ist} - FK_t^{avg,ist,S \tan dard} - AK_t^{avg}$$

Der Betrag für den Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil wird aus den Ist-Durchschnittswerten ermittelt. Das Fremdkapital des Standardgeschäfts

⁹⁶ Wertpapiere des Umlaufvermögens werden aus Wesentlichkeitsgründen unberücksichtigt gelassen.

[$FK_t^{avg,ist,S\ tan\ dard}$] besteht aus dem kreditfinanzierten Anteil von Investitionen des Standardgeschäfts [Konto 1: $FK_t^{avg,ist,StInv}$], dem Fremdkapitalanteil nicht mehr anerken- nungsfähiger Investitionsbudgets [Konto 2b: $FK_t^{avg,ist,InvBud,alt}$] und dem Kontokorrent- anteil zur Finanzierung negativer Free Cash Flows [Konto 3: $FK_t^{avg,ist,KK}$].

$$[75] \quad FK_t^{avg,ist,S\ tan\ dard} = FK_t^{avg,ist,StInv} + FK_t^{avg,ist,KK} + FK_t^{avg,ist,InvBud,alt}$$

Das Abzugskapital [AK_t^{avg}] umschließt grundsätzlich Passiva, die dem Unternehmen zinslos zur Verfügung stehen (vgl. § 7 Abs. 2 StromNEV, Kapitel 4.3.2.3). Aufgrund der Vernachlässigung nicht operativ bedingter Bilanzpositionen beinhaltet das Abzugs- kapital im Rahmen des Modellansatzes ausschließlich Verbindlichkeiten aus Liefe- rungen und Leistungen [$VerbLuL_t^{avg,ist}$]. Dabei wird vom Regulierer keinerlei Ober- grenze vorgegeben.

$$[76] \quad AK_t^{avg} = VerbLuL_t^{avg,ist}$$

Aus $BNV I_t^{S\ tan\ dard}$ und $BEK I_t^{S\ tan\ dard}$ kann schließlich die Eigenkapitalquote I [$EKQ I_t^{S\ tan\ dard}$] abgeleitet werden, die nur bis zu einer maximalen Höhe von 40 % bei der Gewichtung des Altanlagevermögens bzw. den darauf entfallenden Abschrei- bungen Anwendung findet [$\overline{EKQ I_t^{S\ tan\ dard}}$].

$$[77] \quad \overline{EKQ I_t^{S\ tan\ dard}} = \min\left(\frac{BEK I_t^{S\ tan\ dard}}{BNV I_t^{S\ tan\ dard}}; 40\%\right) \quad (\text{erste Deckelung})$$

Zur weiteren Berechnung der endgültigen Verzinsungsbasis ist im nächsten Schritt das sogenannte „Betriebsnotwendige Vermögen II“ [$BNV II_t^{S\ tan\ dard}$] und schließlich das „Betriebsnotwendige Eigenkapital II“ [$BEK II_t^{S\ tan\ dard}$] sowie die zugehörige „Eigen- kapitalquote II“ [$EKQ II_t^{S\ tan\ dard}$] abzuleiten.

Die Berechnungsweise ist vom Grundsatz her identisch zur vorangegangenen $BEK I$ - Größe, jedoch entsteht insbesondere bei der Ermittlung des „Betriebsnotwendigen Ver- mögens II“ [$BNV II_t^{S\ tan\ dard}$] eine Abweichung aufgrund der gedeckelten Berücksich- tigung des tagesneuwertbasierten (eigenfinanzierten) Anteils des Altanlagevermögens bei der Aufstellung des Sachanlagevermögens des Standardgeschäfts [$SachAV_t^{S\ tan\ dard}$] unter Rückgriff auf die zuvor ermittelte $\overline{EKQ I_t^{S\ tan\ dard}}$.

$$[78] \quad SachAV II_t^{S\ tan\ dard} = AltAV_{t,TNW}^{avg} \cdot \overline{EKQ I_t^{S\ tan\ dard}} + AltAV_{t,AHK}^{avg} \cdot (1 - \overline{EKQ I_t^{S\ tan\ dard}}) \\ + NeuAV_{t,AHK}^{avg,S\ tan\ dard} + NeuAV_{t,AHK}^{avg,InvBud_alt}$$

$$[79] \quad BNV II_t^{S\ tan\ dard} = SachAV II_t^{S\ tan\ dard} + FinAV_t + UV_t$$

Das gesamte für die kalkulatorischen Verzinsungsansprüche im Hinblick auf das Standardgeschäft relevante betriebsnotwendige Eigenkapital [$BEK II_t^{S \text{ tan dard}}$] ergibt sich sodann als

$$[80] \quad BEK II_t^{S \text{ tan dard}} = BNV II_t^{S \text{ tan dard}} - SoPo_t^{avg,ist} - FK_t^{avg,ist,S \text{ tan dard}} - AK_t^{avg}$$

und die zugehörige Eigenkapitalquote [$EKQ II_t^{S \text{ tan dard}}$], die ebenfalls auf maximal 40 % beschränkt ist ($\overline{EKQ II_t^{S \text{ tan dard}}}$, vgl. Kapitel 4.3.2.3), wird ermittelt aus

$$[81] \quad EKQ II_t^{S \text{ tan dard}} = \frac{BEK II_t^{S \text{ tan dard}}}{BNV II_t^{S \text{ tan dard}}}, \text{ wobei}$$

$$[82] \quad \overline{EKQ II_t^{S \text{ tan dard}}} = \min\left(\frac{BEK II_t^{S \text{ tan dard}}}{BNV II_t^{S \text{ tan dard}}}; 40\%\right) \quad (\text{zweite Deckelung})$$

Hintergrund der Ableitung der gedeckelten Eigenkapitalquote II ist die Bestimmung des Vergütungsanteils an der $BNV II_t^{S \text{ tan dard}}$, dem grundsätzlich ein regulatorischer Eigenkapitalzins [s_t^{reg}] zugestanden wird [$BEK II_t^{EK,reg}$]. Da der überschießende Anteil nur in Höhe des ebenfalls gedeckelten Fremdkapitalzinssatzes [$\bar{r}_t^{FK,reg}$] vergütet wird,⁹⁷ gilt

$$[83] \quad BEK II_t^{EK,reg} = BEK II_t^{S \text{ tan dard}} \cdot \min\left(EKQ II_t^{S \text{ tan dard}}; \overline{EKQ II_t^{S \text{ tan dard}}}\right) \text{ und}$$

$$[84] \quad BEK II_t^{FK,reg} = BEK II_t^{S \text{ tan dard}} \cdot \left(EKQ II_t^{S \text{ tan dard}} - \overline{EKQ II_t^{S \text{ tan dard}}}\right) \text{ für alle } EKQ II_t^{S \text{ tan dard}} > \overline{EKQ II_t^{S \text{ tan dard}}}$$

Es wird vom Regulierer also nur die tatsächliche Höhe des Eigenkapitals bis zu einem Maximalbetrag von 40 % des „Betriebsnotwendigen Vermögens II“ eigenkapitalgleich verzinst (vgl. Formel [83]). Ein eventuell verbleibender Überschussanteil [$EKQ II_t^{S \text{ tan dard}} - \overline{EKQ II_t^{S \text{ tan dard}}}$] wird lediglich fremdkapitalgleich verzinst (vgl. Formel [84]).

Die $BEK II_t^{reg}$ berücksichtigt sowohl Wertansätze auf Grundlage von Tagesneuwerten für Altanlagen (nominal) als auch von historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten für Neuanlagen (real, vgl. Formel [78]). Aus diesem Grund sieht der Regulierer zweierlei Eigenkapitalzinssätze vor, die die unterschiedlichen Verzinsungsgrundlagen

⁹⁷ „[...] der übersteigende Anteil dieses Eigenkapitals [ist] nominal wie Fremdkapital zu verzinsen (§ 7 Abs. 1 Satz 5).

jeweils gegensätzlich zur Bezugsgröße widerspiegeln: $S_t^{AltAV,reg}$ (real) und $S_t^{NeuAV,reg}$ (nominal).

Der vorgegebene Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen stellt eine Größe nach Gewerbesteuer [$GewSt_t$] und vor Körperschaftsteuer und Solidaritätszuschlag [KSt_t] dar. Auf Basis der Nachsteuerbetrachtung kann dieser in den Zinssatz für Altanlagen überführt werden, indem $S_t^{NeuAV,reg}$ um den Inflationsanteil [$inr_{t,avg}^{reg}$] bereinigt wird, d. h.

$$[85] \quad S_t^{AltAV,reg} = \frac{S_t^{NeuAV,reg} \cdot (1 - \text{taxrate}^{KSt}) - inr_{t,avg}^{reg}}{(1 - \text{taxrate}^{KSt})}$$

Die Anwendung der beiden Zinssätze erfolgt auf Basis einer gewichteten $BEK II_t^{reg}$ -Betrachtung. Der hierfür erforderliche Quotient für den Neuanlagenanteil [$QNeuAV_t^{Standard}$] errechnet sich wie folgt.

$$[86] \quad QNeuAV_t^{Standard} = \frac{NeuAV_{t,AHK}^{avg,Standard} + NeuAV_{t,AHK}^{avg,InvBud_alt}}{SachAV II_t^{Standard}}$$

Schließlich ergeben sich bei der kalkulatorischen Eigenkapitalbestimmung drei unterschiedliche Verzinsungsgrundlagen:

$$[87] \quad BEK II_t^{EK,NeuAV,reg} = BEK II_t^{Standard} \cdot (QNeuAV_t^{Standard})$$

$$[88] \quad BEK II_t^{EK,AltAV,reg} = BEK II_t^{Standard} \cdot (1 - QNeuAV_t^{Standard})$$

$$[89] \quad BEK II_t^{FK,reg}$$

Auf Grundlage dieser drei Größen können wiederum die Einzelbestandteile des gesamten ansatzfähigen Verzinsungsbetrags [S_t^{reg}] ermittelt werden.

$$[90] \quad S_t^{reg} = S_t^{EK,NeuAV,reg} + S_t^{EK,AltAV,reg} + S_t^{FK,reg}$$

$$[91] \quad S_t^{EK,NeuAV,reg} = BEK II_t^{EK,NeuAV,reg} \cdot S_t^{NeuAV,reg}$$

$$[92] \quad S_t^{EK,AltAV,reg} = BEK II_t^{EK,AltAV,reg} \cdot S_t^{AltAV,reg}$$

$$[93] \quad S_t^{FK,reg} = BEK II_t^{FK,reg} \cdot \bar{r}_t^{FK,reg}$$

Abschließend kann nunmehr unter Ansatz der gesamten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung [S_t^{reg}] die kalkulatorische Gewerbesteuer [$GewSt_t^{reg}$] ermittelt werden. Hierfür muss erneut zwischen den Eigenkapitalsatz-Verzinsungsbestandteilen [$S_t^{EK,NeuAV,reg}$,

$S_t^{EK,AltAV,reg}$] und den Fremdkapitalsatz-Verzinsungsbestandteilen [$S_t^{FK,reg}$] unterschieden werden, da

$$[94] \quad GewSt_t^{reg} = \left((S_t^{EK,NeuAV,reg} + S_t^{EK,AltAV,reg}) \cdot (1 - taxrate^{KSt}) + S_t^{FK,reg} \right) \cdot taxrate^{GewSt}$$

In einer separaten Rechnung wird in der Modellierung das anerkennungsfähige Investitionsbudget abgebildet. Grund hierfür ist eine voneinander abweichende Berücksichtigung innerhalb der Erlöspfadmodellierung (vgl. Kapitel 5.1.4). Die Berechnung der darauf entfallenden kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sowie der darauf entfallenden kalkulatorischen Gewerbesteuerbeträge hat analog zu den Formeln [67] bis [94] zu erfolgen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass

$$[95] \quad AltAV_{AHK,TNW,t}^{avg,InvBud} \stackrel{!}{=} 0$$

$$[96] \quad FinAV_t^{avg,InvBud} \stackrel{!}{=} 0$$

$$[97] \quad UV_t^{InvBud,avg} \stackrel{!}{=} 0$$

(vgl. BNetzA 2010d: 21). Zudem bemisst sich der zugehörige Fremdkapitalkostenanteil auf Basis des Durchschnittsbestands von Konto 2a, dem aktuell anerkennungsfähigen, kreditfinanzierten Investitionsbudgets [Konto 2a: $FK_t^{avg,ist,InvBud}$].

5.1.4 Kostenanteile und Erlösobergrenze

Wesentliche Voraussetzung für die Anwendung des Regulierungsansatzes gemäß aktueller Erlösobergrenzenformel ist die Aufteilung der zuvor ermittelten Gesamtkosten (TOTEX) in regulatorischen Kostenblöcken (§ 11 Abs. 1–5 ARegV). Formel [98] zeigt, dass sich aufgrund des mathematischen Aufbaus der Formel verschiedene additiv miteinander verbundene Bereiche abgrenzen lassen.

$$[98] \quad EO_t = KA_{dnb,t-2} + \left(KA_{vnb,BJ} + \left(1 - \sum_{t=1}^n V_t \right) \cdot KA_{b,BJ} \right) \cdot (\dots) + (VK_t - VK_{BJ})$$

Erster Summand: Der dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteil [KA_{dnb}] steht inhaltlich für Kosten-(und Erlös-)Positionen, die durch den Netzbetreiber anerkanntermaßen tatsächlich nicht beeinflussbar sind bzw. aufgrund einer etwaigen Förderwürdigkeit oder Schutzbedürftigkeit nicht beeinflusst werden sollen. Die einzelnen Bestandteile sind der Legaldefinition aus § 11 Abs. 2 ARegV zu entnehmen (vgl. Kapitel 4.3.2.4). Neben den im Satz 1 aufgeführten Nummern 1 bis 14 sind insbesondere Kosten oder Erlöse, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen, wie z. B. zur

Erbringung von Ausgleichsleistungen (vgl. § 22 EnWG, Verlust- $[VE_t]$ und Regelenergie $[RE_t]$, jeweils Kostenbeträge), Bestandteile der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten $[vrKA_t]$. Im Zusammenhang mit der in den vorangegangenen Kapiteln vorgenommenen Ausdifferenzierung des Investitionsbudgets sei auch auf die Einbeziehung der darauf entfallenden Kapitalkosten (Abschreibungen, Fremdkapitalverzinsung, Eigenkapitalverzinsung und Gewerbesteuer, vgl. BNetzA 2010d: 9–11) in die KA_{dnb} -Position hingewiesen $[InvBud_t]$. Daneben zählen die verbleibenden in der Verordnung aufgeführten Kosten- $[c_{dnb,t}^{+,rest}]$ und Ertragspositionen $[c_{dnb,t}^{-,rest}]$ zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten:

$$[99] \quad KA_{dnb,t} = InvBud_t + vrKA_t + (c_{dnb,t}^{+,rest} - c_{dnb,t}^{-,rest})$$

$$[100] \quad InvBud_t = AfA_t^{InvBud} + ZA_t^{InvBud} + S_t^{InvBud} + GewSt_t^{InvBud}$$

$$[101] \quad vrKA_t = VE_t + RE_t$$

Grundsätzlich werden die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten mit einem Zweijahresversatz $[t-2]$ und lediglich in der jeweiligen Höhe des zugrunde gelegten Jahres in der Erlösobergrenze berücksichtigt (§ 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 ARegV).

$$[102] \quad KA_{dnb,t} \rightarrow KA_{dnb,t-2}, \text{ wobei } \frac{VPI_t}{VPI_{t-2}} := 0$$

Eine Ausnahme stellen die Kapitalkosten des Investitionsbudgets dar, die zur Kompensation des Zeitverzugs nach zwei Jahren in aufgezinsster Höhe einbezogen werden (vgl. BNetzA 2010d: 9). Für den ersten Summanden der Formel [98] ergibt sich somit

$$[103] \quad KA_{dnb,t-2} = InvBud_{t-2} \cdot (1 + gM)^2 + vrKA_{t-2} + (c_{t-2}^{+,rest} - c_{t-2}^{-,rest})$$

Da die aus dem Investitionsbudget abgeleiteten Kapitalkosten während der Dauer des Zeitversatzes keinen Ertragsbestandteil darstellen und insofern nicht versteuert werden müssen, ist der zur Herleitung des Aufzinsungsfaktors $[gM]$ heranzuziehende regulierte Eigenkapitalzinssatz zunächst um den Körperschaftsteueranteil zu bereinigen. Im nächsten Schritt ist ein Gesamtkapitalkostensatz unter Rückgriff auf die Eigenkapitalquote des Investitionsbudgets zu ermitteln, d. h.

$$[104] \quad gM = s_t^{NeuAV,reg} \cdot (1 - taxrate^{KSt}) \cdot EKQ_t^{InvBud} + \bar{r}_t^{FK,reg} \cdot (1 - EKQ_t^{InvBud})$$

Zweiter Summand: Innerhalb des zweiten Klammerterms finden sich die verbleibenden Kostenpositionen nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Sowohl die vorübergehend beeinflussbaren $[KA_{vnb}]$ als auch die beeinflussbaren Kosten $[KA_{vnb}]$,

gemeinsam Netto-TOTEX, werden nur im Basisjahr [BJ] einer jeden Regulierungsperiode festgestellt und darauf aufbauend über den Zeitverlauf (bis zum Beginn der darauffolgenden Regulierungsperiode) anhand der im Folgenden erläuterten Formelparameter fortgeschrieben. Am Beispiel der ersten Regulierungsperiode ergibt sich für den zweiten Summanden bei Zugrundelegung des Basisjahres 2006 und einem Effizienzwert [e_{BJ}] für die Jahre 2009 bis 2013

$$[105] \quad TOTEX_t^{netto,reg} = \left(e_{2006} \cdot TOTEX_{2006}^{netto,reg} + (1 - e_{2006}) \cdot \left(1 - \sum_{t=1}^n V_t \right) \cdot TOTEX_{2006}^{netto,reg} \right) \cdot (\dots)$$

Der Verteilfaktor [V_t] konvergiert innerhalb jeder Regulierungsperiode gegen 1, der Klammerterm des Verteilfaktors somit gegen 0. Ziel ist es, den ineffizienten Kostenanteil [KA_b] sukzessive abzubauen. Wenn also

$$[106] \quad KA_{vnb,2006} = e_{2006} \cdot TOTEX_{2006}^{netto,reg} \quad \text{und}$$

$$[107] \quad KA_{b,2006} = (1 - e_{2006}) \cdot TOTEX_{2006}^{netto,reg}, \quad \text{dann gilt für die erste Regulierungsperiode}$$

$$[108] \quad TOTEX_{Re gP1,t}^{netto,reg} = \left(KA_{vnb,2006} + \left(1 - \sum_{t=1}^n V_t \right) \cdot KA_{b,2006} \right) \cdot (\dots), \quad V_{t,T} = \{0,1\}$$

Nur der individuell ineffiziente Kostenanteil wird so über den Verteilfaktor abgebaut. Die gesamten Netto-TOTEX unterliegen darüber hinaus dem allgemeinen sektoralen Produktivitätsfaktor [PF_t]. In der ersten Regulierungsperiode liegt dieser Faktor laut Verordnungstext bei 1,25 % p. a.

Da die Netto-TOTEX auf Höhe des Basisjahres „eingefroren“ werden, sieht die Erlösobergrenzenformel zugleich eine Inflationsanpassung der zugehörigen Kostenanteile vor. Die nominale Veränderung der gemäß Verteilfaktor fortgeführten Netto-TOTEX ergibt sich sodann aus der Differenz aus dem im Verhältnis zum Basisjahr gesetzten Verbraucherpreisindex des jeweils vorletzten Kalenderjahres [$t-2$] und den aufmultiplizierten Produktivitätsfaktoren (vgl. Tabelle 11, Kapitel 4.3.2.4).

$$[109] \quad TOTEX_t^{netto,reg} = (\dots) \cdot \left(\frac{VPI_{t-2}}{VPI_{2006}} - \left(\prod_{t=1}^n (1 + PF_{t,1,25\%}) - 1 \right) \right)$$

Dritter Summand: Der erst neuerdings hinzugefügte dritte kostenbezogene Summand der Erlösobergrenzenformel (vgl. Kapitel 4.3.2.4) stellt keinen klassischen Kostenanteil dar, sondern zeigt einen Differenzbetrag volatiler Kostenanteile, und zwar zwischen dem Betrag, der in den basisjahrbezogenen Kostenanteilen Berücksichtigung fand

$[VK_{BJ}]$, und dem Betrag, der im Jahr der Anwendung der Erlösobergrenze tatsächlich nominal anfällt $[VK_t]$.

$$[110] \quad p_{BJ}^i \cdot q_{BJ}^i = VK_{BJ}$$

$$[111] \quad p_t^i \cdot q_t^i \cdot \frac{VPI_t^i}{VPI_{BJ}^i} = VK_t$$

Dies bedeutet, dass theoretisch sowohl Mengen- als auch Preisänderungen bestimmter Kostenbestandteile fortan in der Erlösobergrenze abgebildet werden können. Einen abschließenden Katalog der unter die volatilen Kosten fallenden Positionen (vergleichbar mit § 11 Abs. 2 ARegV hinsichtlich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten) hält der Verordnungstext nicht vor. Die Zuordnung richtet sich nach einer entsprechenden Festlegung durch die Regulierungsbehörde (vgl. § 11 Abs. 5 Satz 2 i. V. m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV). Der letzte Summand bezieht sich insofern nur auf regulierungsseitig freigegebene Kostenbestandteile. Von hervorzuhebender Bedeutung ist dabei die Tatsache, dass dieser Term die einzig wirkliche Ist-Kosten-Berücksichtigung der Erlösobergrenzen-Arithmetik zulässt. Die Herangehensweise mit Blick auf den volatilen Kostenanteil ist an dieser Stelle nur der Vollständigkeit halber erwähnt, da sich derzeit kein Anwendungsbereich für Übertragungsnetzbetreiber ergibt (vgl. Kapitel 5.2.1).

Anhand der teils separaten, teils verknüpften Berechnungen der drei Summanden aus Formel [98] kann so die Gesamtheit der Erlösobergrenze abgebildet werden. Der erste Summand ist (bis auf das Investitionsbudget) von einem Zweijahresversatz geprägt und wird auf Basis einer Kostenregulierung erhoben. Der zweite Summand bezieht sich jeweils auf den Zeitpunkt des Regulatory Review und schreibt unabhängig von der De-facto-Kostenentwicklung die Erlöse anhand der ARegV-Arithmetik fort. Der dritte Summand ist kein vollständiger Kostenblock, sondern beinhaltet eine Differenzbetrachtung besonders volatiler Kostenpositionen, die anhand dessen ohne Zeitverzug $[t - 0]$ je nach Abweichung mit einem positiven oder negativen Wert in die Erlösobergrenze einbezogen werden könn(t)en.

5.1.5 Ist-Gewinn-und-Verlust-Rechnung, -Bilanz und -Cashflows

Der Modellierungsabschnitt bezüglich der De-facto-Unternehmensrechnung ist gemäß herkömmlichen Rechnungslegungsstrukturen aufgestellt. Zur Integration des Modells wird auf den hierfür gängigen Dreiklang aus Gewinn-und-Verlust-Rechnung (GuV), Bilanz- und Cashflow-Rechnung (vgl. Abbildung 26) abgestellt. Abbildung 26 verdeutlicht zugleich den iterativen Charakter der Berechnungen. Aufgrund des Modell-

umfangs wird in diesem Zusammenhang auf ein VBA-Makro zurückgegriffen, das die standardmäßigen Excel-Kalkulationen unterstützt und in zusätzlichen Schleifen insbesondere das Finanzergebnis berechnet.

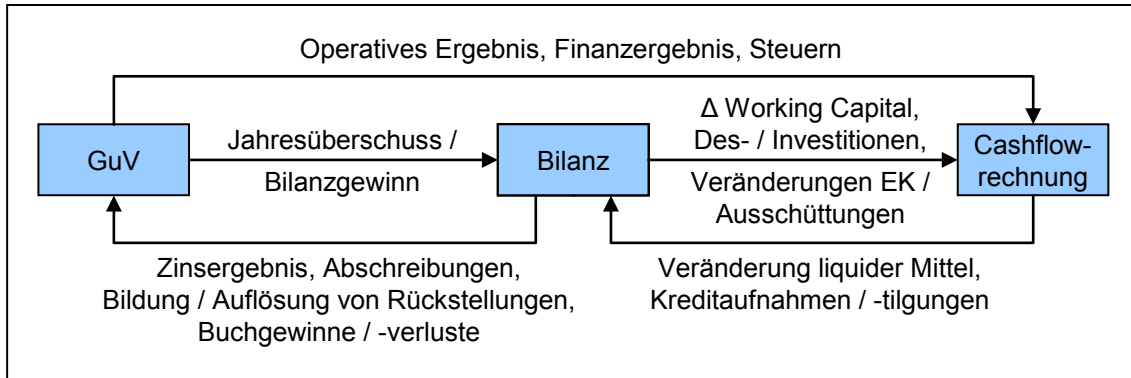


Abbildung 26: Strukturübersicht Modellintegration Ist-Unternehmensrechnung

Quelle: Eigene Darstellung.

Die im Ist-Bereich rein konventionelle Berechnungsweise der einzelnen Komponenten des in Abbildung 26 dargestellten Dreiklangs ist Anlass dafür, im Folgenden nur auf besondere Modell- bzw. Kalkulationsansätze der De-facto-Unternehmensrechnung einzugehen.

Anders als in Unternehmen, deren Erlöse sich anhand eines marktgetriebenen Preis-Mengen-Gerüsts mittels entsprechender Mengenerwartungen und Preisanpassungen ergeben, werden die Umsätze des exemplarischen Übertragungsnetzbetreibers regulatorisch determiniert. Maßgeblich für die anzusetzenden Umsatzerlöse ist die zuvor ermittelte Erlösobergrenze. Kostenseitig sind die Beträge aus dem Basisjahr 2006 gemeinsamer Ausgangspunkt der regulatorischen sowie der De-facto-GuV-Betrachtung (vgl. Formeln [30] bzw. [112]).

$$[112] \quad \begin{aligned} TOTEX_{2006}^{ist} - ZA_{2006}^{FK,ist} - AfA_{2006}^{ist} - S_{2006}^{ist} - GewSt_{2006}^{ist} &\hat{=} \\ TOTEX_{2006}^{reg} - ZA_{2006}^{FK,reg} - AfA_{2006}^{reg} - S_{2006}^{reg} - GewSt_{2006}^{reg} & \end{aligned}$$

Die Berechnung der Ist-Werte sieht freilich keine synthetischen Obergrenzen vor, sondern richtet sich nach den tatsächlich anfallenden Kosten bzw. Aufwendungen oder deren ursächlichen Bilanzpositionen.

So ergibt sich das Zinsergebnis in der Ist-Betrachtung grundsätzlich nach Maßgabe des real existierenden Bestands an Fremdkapital sowie liquider Mittel.

$$[113] \quad ZA_t^{FK,ist} = (FK_{t-1}^{ist} + FK_t^{ist}) \cdot \frac{1}{2} \cdot r_t^{FK,ist}$$

$$[114] \quad ZE_t^{liqM,ist} = (liqM_{t-1}^{ist} + liqM_t^{ist}) \cdot \frac{1}{2} \cdot r_t^{liqM,ist}$$

Ebenso berechnen sich die Abschreibungen ausschließlich auf Grundlage der bilanzierten Restwerte des Sachanlagevermögens auf Basis der abgeschrieben historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten. Da eine Unterscheidung in Alt- und Neuanlagevermögen bei den Ist-Werten gleichermaßen obsolet wird, sind die Abschreibungen auf den bestehenden Anlagenbestand analog zu den Formeln [39] und [40] über alle Assetklassen hinweg zu kalkulieren.

$$[115] \quad AfA_{BJ}^{ist,i} = \frac{SachAV_{BJ}^i}{ND^{ist,i} \cdot QRND_{BJ}^i}, \text{ wobei } ND^{ist,i} \cdot QRND_{BJ}^i = RND_{BJ}^{ist,i} \text{ und in der Folge}$$

$$[116] \quad AfA_t^{ist,i} = \frac{SachAV_{t-1}^i}{RND_{t-1}^{ist,i} - 1}, \quad RND_t^{ist,i} \stackrel{!}{\geq} 0$$

Für neu hinzukommende Investitionen entsprechen die Abschreibungen folglich

$$[117] \quad AfA_t^{SachAV,neu,i} = \frac{Capex^i}{ND^{ist,i}} \text{ für alle } t = 1, \dots, ND^{ist,i}$$

Wesentlich ist dabei die Tatsache, dass die regulierten Nutzungsdauern annahmegermäßig von den Ist-Nutzungsdauern abweichen.

$$[118] \quad ND^{ist,i} \neq ND^{reg,i}$$

Die empirische Eigenkapitalverzinsung ergibt sich in der Ist-Betrachtung nicht als originär entwickelte Größe, sondern stellt eine Residualgröße nach Abzug sämtlicher Kostenbestandteile dar. Eine Deckelung bestimmter Quoten bei der Herleitung dieser Größe ist damit hinfällig (vgl. Formeln [77] und [82], Kapitel 5.1.3).

Da in der Regulierungsbetrachtung die Gewerbesteuer einen bereits berücksichtigten Kostenblock darstellt, kann die korrespondierende Ist-Eigenkapitalverzinsung [$S_t^{EBCT,ist}$] als eine Position nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftsteuer⁹⁸ (Earnings before Corporate Tax, EBCT) verstanden werden (vgl. BNetzA 2008: 7). Eine vollständige

⁹⁸ Bei der Verwendung der Begrifflichkeit Körperschaftsteuer (KSt, z. Zt. 15 %) wird im Rahmen dieser Arbeit grundsätzlich auch der darauf zu entrichtende Solidaritätszuschlag (SoliZ, z. Zt. 5,5 %) subsumiert.

Vorsteuerbetrachtung (Earnings before (all) Tax, EBT) erfordert daher eine Bereinigung um die Gewerbesteuer, die vollständige Nachsteuerbetrachtung (Earnings after Tax, EAT) eine zusätzliche Berücksichtigung der Körperschaftsteuer.

$$[119] \quad S_t^{EBCT,ist} = EO_t - TOTEX_t^{ist}$$

$$[120] \quad S_t^{EBT,ist} = EO_t - TOTEX_t^{ist} + GewSt_t^{ist}$$

$$[121] \quad S_t^{EAT,ist} = EO_t - TOTEX_t^{ist} - KSt_t^{ist}$$

Die prozentualen Renditen [$s_t^{i,ist}$] leiten sich darauf aufbauend jeweils aus der Gegenüberstellung der betragsmäßigen Ist-Verzinsung [$S_t^{i,ist}$] und dem durchschnittlich gebundenen bilanziellen Eigenkapital (bis auf die synthetischen Obergrenzen analog zu Formel [80]) her. Da im Fall der *de facto* feststellbaren Eigenkapitalverzinsung kein Zinssatz vorgegeben ist, kann dieser durch Umstellung der Formel [91] bzw. [92] auf Grundlage der Ist-Größen berechnet werden:

$$[122] \quad s_t^{i,ist} = \frac{S_t^{i,ist}}{EK_t^{avg,ist}}$$

Sämtliche GuV-Positionen [c_t^i], die sich nicht unmittelbar aus den korrespondierenden Bilanzpositionen ergeben (z. B. Zinsergebnis und Abschreibungen), werden grundsätzlich inflationiert fortgeschrieben.

$$[123] \quad c_t^i = c_{t-1}^i \cdot \frac{VPI_t^i}{VPI_{t-1}^i}$$

Als Pendant zu den individuellen Effizienzsteigerungspflichten bzw. den allgemeinen sektoralen Produktivitätssteigerungsfaktoren sieht der Modellansatz für verschiedene Kostenkategorien auch gegenläufige Kostensenkungs- bzw. Effizienzsteigerungsraten [ES_t^i] vor, sodass gilt

$$[124] \quad c_t^i = c_{t-1}^i \cdot \left(\frac{VPI_t^i}{VPI_{t-1}^i} - ES_t^i \right)$$

Der Klammerterm ähnelt in dieser Form dem VPI-PF-Term der Erlösobergrenzenformel (vgl. Formel [98]), bezieht jedoch die individuellen Effizienzaufgaben mit ein. Aufgrund des jeweils unterschiedlichen Naturells bietet das Modell die Möglichkeit, die reale Ist-Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenpositionen, der Personalaufwendungen sowie der sonstigen Kosten mit individuellen Kostensenkungsraten getrennt anzusteuern.

Die Fortschreibung der Bilanzpositionen kann in vier methodenverwandte Bereiche unterteilt werden. Zum besseren Verständnis sei hierfür die Grobstruktur des Bilanzaufbaus vorab dargestellt:

$$[125] \quad Aktiva_t^{ist} = SachAV_t^{ist} + UV_t^{ist}$$

$$[126] \quad UV_t^{ist} = Vor_t^{ist} + FordLuL_t^{ist} + liqM_t^{ist}$$

$$[127] \quad Passiva_t^{ist} = EK_t^{ist} + FK_t^{ist} + VerbLuL_t^{ist}$$

$$[128] \quad NWC_t^{ist} = Vor_t^{ist} + FordLuL_t^{ist} - VerbLuL_t^{ist}$$

Sachanlagevermögen: Die Entwicklung des (Sach-)Anlagevermögens wird anhand des Anlagenbestands, darauf entfallender Abschreibungen sowie neuer Investitionen berechnet. Im Hinblick auf die hinzukommenden Investitionen wird keinerlei Unterscheidung zur Berechnungsweise bzw. Höhe im regulierten Ansatz vorgenommen (Annahme grundsätzlich anerkennungsfähiger Investitionen), sodass die Formeln [47] bis [55] grundsätzlich gleichermaßen bei den Ist-Investitionen Anwendung finden (vgl. Kapitel 5.1.2.2). Die Abschreibungen berücksichtigen allerdings die von den regulatorischen Vorgaben abweichenden Ist-Nutzungsdauern (vgl. Formeln [115] bis [118]). Da die Veräußerung von Anlagegütern annahmegemäß ausgeschlossen ist, gilt

$$[129] \quad SachAV_t^i = SachAV_{t-1}^i + CAPEX_t^i - AfA_t^{SachAV,i}$$

Sämtliche Werte des Sachanlagevermögens sind zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten veranschlagt, Tagesneuwert-Ansätze finden in der Ist-Bilanz keine Anwendung.

In Anlehnung an die Formeln [51], [55] und [124] sei an dieser Stelle nochmals vermerkt, dass die Investitionen aufgrund ihrer Abschreibungswirksamkeit ebenfalls einer Effizienzsteigerungspflicht unterliegen und die in die Berechnungen einfließenden Beträge neben der Geldwertentwicklung entsprechende Effizienzsteigerungsraten $[ES_t^i]$ zu berücksichtigen haben.

$$[130] \quad CAPEX_t^i = CAPEX_{t,t=0}^{real} \cdot \left(\frac{VPI_t^i}{VPI_{t=0}^i} - ES_t^i \right)$$

Working Capital: Das Working Capital besteht aus den Aktivpositionen der Vorräte $[Vor_t^{ist}]$ und Forderungen aus Lieferungen und Leistungen $[FordLuL_t^{ist}]$ sowie des unverzinslichen Passivpostens Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen $[VerbLuL_t^{ist}]$. In der Saldobetrachtung aus Aktiva und Passiva ergibt sich das Net

Working Capital [NWC_t^{ist}]. Aufgrund des operativen Charakters werden die Working-Capital-Bestandteile in Abhängigkeit von GuV-Größen fortgeschrieben. Somit richtet sich die Fortschreibung der Vorräte nach der Höhe (Veränderung) des Materialaufwands [MA_t^{ist}].

$$[131] \quad Vor_t^{ist} = Vor_{t-1}^{ist} \cdot \frac{MA_t^{ist}}{MA_{t-1}^{ist}}, \text{ d. h. } \frac{Vor_t^{ist}}{MA_t^{ist}} = \frac{Vor_{t-1}^{ist}}{MA_{t-1}^{ist}}$$

Die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen beziehen sich auf die Umsätze und werden anhand des Zahlungsziels auf den Forderungsbestand [$FordZ_t^{ist}$] projiziert. Das Forderungsziel wird in Tagen ausgedrückt (auch sogenannte Debitorentage) und beschreibt die Dauer, bis der Absatz (die Veräußerung) einer Leistung vom Abnehmer finanziell beglichen wird.

$$[132] \quad FordZ_t^{ist} = FordLuL_t^{ist} \cdot \frac{Tage / Jahr_t}{R_t^{ist}}$$

Werden Forderungen im Durchschnitt beispielsweise alle 30 Tage beglichen, so ergibt sich der Bestand an Forderungen aus Lieferungen und Leistungen (bei Zugrundelegung von 365 Tagen pro Jahr) als

$$[133] \quad FordLuL_t^{ist} = R_t^{ist} \cdot \frac{30}{365}$$

Spiegelbildlich wird dieser Ansatz auf die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen angewendet (d. h. Verbindlichkeitsziel [$VerbZ_t^{ist}$], auch sogenannte Kreditorentage). Da in der Modellwelt hierunter sämtliche zinslos zur Verfügung stehenden Verbindlichkeiten (inkl. Personal- und sonstige Aufwendungen) gezählt werden, ist die Bezugsgröße der gesamte Betrag operativer Aufwendungen [opA_t^{ist}].

$$[134] \quad opA_t^{ist} = MA_t^{ist} + PA_t^{ist} + (sbA_t^{ist} - sbE_t^{ist})$$

Dabei steht PA_t^{ist} für den jeweiligen Personalaufwand und der Term $(sbA_t^{ist} - sbE_t^{ist})$ für das sonstige betriebliche Ergebnis, bestehend aus den sonstigen betrieblichen Aufwendungen [sbA_t^{ist}] und den sonstigen betrieblichen Erträgen [sbE_t^{ist}]. In Anlehnung an die Formeln [132] und [133] ergibt sich

$$[135] \quad VerbZ_t^{ist} = VerbLuL_t^{ist} \cdot \frac{Tage / Jahr_t}{opA_t^{ist}}$$

Am benannten Beispiel bedeutet dies für die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen

$$[136] \quad \text{VerbLuL}_t^{\text{ist}} = \text{opA}_t^{\text{ist}} \cdot \frac{30}{365}$$

Fremdkapital und liquide Mittel: In Kapitel 5.1.3 wurde bereits auf die Dreiteilung der Fremdkapitalkonten hingewiesen. Das gesamte Fremdkapital setzt sich somit folgendermaßen zusammen:

$$[137] \quad \text{FK}_t^{\text{ist,gesamt}} = \text{FK}_t^{\text{ist,StInv}} + \text{FK}_t^{\text{ist,InvBud}} + \text{FK}_t^{\text{ist,KK}}$$

Hintergrund der Aufteilung ist zum einen die Separierung von Standardinvestitionen und Investitionsbudgetinvestitionen zwecks unterschiedlicher Berücksichtigung im Rahmen der Erlöspfadarithmetik (vgl. Kapitel 5.1.4). Zum anderen dient dies der Ermöglichung einer gezielten (Ist-)Finanzierungsstruktur bei Neuinvestitionen [$QI_t^{\text{FK},i}$].

Die Aufnahme von Fremdkapital [$\text{FKA}_t^{\text{ist},i}$] bei den Konten für Standardinvestitionen [$\text{FK}_t^{\text{ist,StInv}}$, Konto 1] bzw. für Investitionsbudgetinvestitionen [$\text{FK}_t^{\text{ist,InvBud}}$, Konto 2]⁹⁹ ergibt sich jeweils durch die Anwendung der Zielquoten auf die Investitionsbeträge.

$$[138] \quad \text{FKA}_t^{\text{ist},i} = \text{CAPEX}_t^{\text{ist},i} \cdot QI_t^{\text{FK},i}, \text{ für alle } i = \{\text{StInv, InvBud}\}$$

Da die Tilgungsdauern [$TD^{i,\text{ist}}$] gleich den Nutzungsdauern der Investitionsgüter gesetzt werden, kann der jährliche Tilgungsbetrag [$\text{FKT}_t^{\text{ist},i}$] ebenfalls mittels Anwendung der Quoten [$QI_t^{\text{FK},i}$] auf die jeweiligen Abschreibungen berechnet werden.

$$[139] \quad \text{FKT}_t^{\text{ist},i} = \text{AfA}_t^{\text{ist},i} \cdot QI_t^{\text{FK},i}, \text{ für alle } i = \{\text{StInv, InvBud}\} \text{ und alle } TD^{\text{ist},i} = ND^{\text{ist},i}$$

Die Veränderung des Fremdkapitalbestands der Konten 1 und 2 ergibt sich sodann als

$$[140] \quad \Delta \text{FK}_t^{\text{ist},i} = \text{FK}_t^{\text{ist},i} - \text{FK}_{t-1}^{\text{ist},i} = (\text{CAPEX}_t^{\text{ist},i} - \text{AfA}_t^{\text{ist},i}) \cdot QI_t^{\text{FK},i} \text{ bzw.}$$

$$[141] \quad \Delta \text{FK}_t^{\text{ist},i} = \text{FKA}_t^{\text{ist},i} - \text{FKT}_t^{\text{ist},i}, \text{ für alle } i = \{\text{StInv, InvBud}\} \text{ und } TD^{\text{ist},i} = ND^{\text{ist},i}$$

Die liquiden Mittel (Barmittel) sowie das Kontokorrentkonto (Konto 3, vgl. Kapitel 5.1.3) fungieren als Ausgleichspositionen der Modellintegration. Sind die verfügbaren Zahlungsmittel (Free Cash Flows) am Ende einer Periode positiv, so werden bestehende Kontokorrentkredite zurückgeführt oder liquide Mittel aufgebaut (*vice versa*).

⁹⁹ Eine weitergehende Untergliederung in die Konten 2a (anererkennungsfähiges Investitionsbudget) und Konto 2b (nicht mehr anererkennungsfähiges Investitionsbudget) ist in der Ist-Rechnung nicht erforderlich, da für die De-facto-Finanzierung(-kosten) die Anerkennung durch den Regulierer nicht maßgeblich ist.

Zunächst wird hierfür der operativ bedingte Free Cash Flow [FCF_t^{ist}], ausgehend vom Ergebnis vor Zinsen und Steuern (Earnings before Interests and Tax [$EBIT_t^{ist}$]), berechnet:

$$[142] \quad FCF_t^{ist} = EBIT_t^{ist} + AfA_t^{ist} - GewSt_t^{ist} - KSt_t^{ist} - (NWC_t^{ist} - NWC_{t-1}^{ist}) - CAPEX_t^{ist}$$

Die für die Veränderung der liquiden Mittel sowie des Kontokorrentkontos verantwortlichen freien Zahlungsmittel [$FCF II_t^{ist}$] nach Berücksichtigung der Veränderung der Konten 1 und 2 sowie des Zinsergebnisses [$ZA_t^{ist} - ZE_t^{ist}$] und der Ausschüttungen [Div_t^{ist}] stellen sich darauf aufbauend folgendermaßen dar:

$$[143] \quad FCF II_t^{ist} = FCF_t^{ist} + \Delta FK_t^{ist, StInv} + \Delta FK_t^{ist, InvBud} - (ZA_t^{ist} - ZE_t^{ist}) - Div_t^{ist}$$

Unter der Annahme, dass keine negativen Bilanzpositionen existieren, sind in einem beispielhaft angenommenen Szenario negativer freier Zahlungsmittel [$FCF II_t^{ist} < 0$ bzw. $-FCF II_t^{ist} > 0$] drei Fälle zu unterscheiden:

$$[144] \quad -FCF II_t^{ist} \leq liqM_t^{ist} \quad (\text{Fall 1})$$

$$[145] \quad -FCF II_t^{ist} > liqM_t^{ist} > 0 \quad (\text{Fall 2})$$

$$[146] \quad -FCF II_t^{ist} > liqM_t^{ist} \quad \text{und} \quad liqM_t^{ist} = 0 \quad (\text{Fall 3})$$

Für Fall 1 ergeben sich im ersten Schritt folgende Veränderungen [Δ] des Fremdkapitals bzw. der liquiden Mittel:

$$[147] \quad \Delta liqM_t^{ist} = FCF II_t^{ist} \quad \text{und}$$

$$[148] \quad \Delta FK_t^{ist, KK} = 0$$

Für den zweiten Fall ergeben sich im gleichen Schritt folgende Veränderungen:

$$[149] \quad \Delta liqM_t^{ist} = -liqM_t^{ist} \quad \text{und}$$

$$[150] \quad \Delta FK_t^{ist, KK} = -FCF II_t^{ist} - liqM_t^{ist}$$

Im dritten Fall ergeben sich wiederum folgende Veränderungen:

$$[151] \quad \Delta liqM_t^{ist} = 0 \quad \text{und}$$

$$[152] \quad \Delta FK_t^{ist, KK} = -FCF II_t^{ist}$$

Nach Ausgleich der $FCF II_t^{ist}$ werden ggf. verbleibende Bestände an liquiden Mitteln (z. B. im Fall 1) im nächsten Schritt genutzt, um offene Kredite ausschließlich des Kontokorrentkontos zu tilgen.¹⁰⁰ Bezüglich des benannten Beispiels (Fall 1) würde dies bedeuten:

$$[153] \quad liqM_t^{ist} + FCF II_t^{ist} = liqM_t^{Überschuss} \quad \text{und}$$

$$[154] \quad \Delta FK_t^{ist, KK} = -liqM_t^{Überschuss}$$

Die Aussagen zu den drei Fällen gelten *vice versa* bei positiven Beträgen von $FCF II_t^{ist}$.

Eigenkapital: Das Eigenkapital setzt sich zusammen aus den Rücklagen [RL_t^{ist}] und dem Bilanzgewinn [BG_t^{ist}] des jeweiligen Jahres. Der Bilanzgewinn wiederum ergibt sich durch Abzug der Ausschüttungen [Div_t^{ist}] vom Jahresüberschuss [$JÜ_t^{ist}$].

$$[155] \quad EK_t^{ist} = RL_t^{ist} + BG_t^{ist}$$

$$[156] \quad BG_t^{ist} = JÜ_t^{ist} - Div_t^{ist}$$

Das Ausgangsniveau des Eigenkapitals wird im Basisjahr 2006 mittels festgelegter Startquote [EKQ_{BJ}^{ist}] einmalig festgelegt und anschließend anhand Formel [158] fortgeschrieben.

$$[157] \quad EKQ_{BJ}^{ist} = \frac{EK_{BJ}^{ist}}{Passiva_{BJ}^{ist}}$$

$$[158] \quad RL_t^{ist} = RL_{t-1}^{ist} + BG_{t-1}^{ist}$$

Um die jahresgenauen Eigenkapitalrenditen nicht zu verzerren, wird von zeitgleichen Ausschüttungen ausgegangen.¹⁰¹ Der Jahresüberschuss wird grundsätzlich nur ausgeschüttet, wenn ein positives Ergebnis erwirtschaftet wurde.

¹⁰⁰ Die Kredite des Standard- und Investitionsbudgets werden ausschließlich nach Maßgabe der angenommenen Tilgungsdauern zurückgeführt und selbst bei positiven Free Cash Flows oder Liquiditätsüberschüssen nicht sondergetilgt.

¹⁰¹ Diese Annahme weicht insofern durchaus von üblichen Ausschüttungspraktiken ab, da Dividenden meist erst nach Feststellung (Prüfung) des Jahresergebnisses im Folgejahr an die Eigenkapitalgeber gezahlt werden.

$$[159] \quad Div_t^{ist} = \max(J\ddot{U}_t^{ist}; 0)$$

Neben der Primärbedingung eines Jahresüberschusses größer null sieht das Modell einen zweiten bedingenden Faktor vor. So wird als eine Art Insolvenzsicherungsbedingung die Dividende nur ausgezahlt, wenn das Eigenkapital eine bestimmte Mindestquote übersteigt [ISQ_t].¹⁰² Als ausschlaggebende Größe [EKQ_t^{Div}] wird die De-facto-Eigenkapitalquote des Vorjahres herangezogen.

$$[160] \quad EKQ_t^{Div} = EKQ_{t-1}^{ist} = \frac{EK_{t-1}^{ist}}{Passiva_{t-1}^{ist}}$$

Aus diesem Grund ist Formel [159] um eine weitere Bedingung zu ergänzen.

$$[161] \quad Div_t^{ist} = \max(J\ddot{U}_t^{ist}; 0), \text{ wenn } EKQ_t^{Div} > ISQ_t, \text{ sonst } Div_t^{ist} = 0$$

Dritte maßgebliche Ausschüttungsprämisse ist die Höhe der zuvor erreichten kalkulatorischen EKQ_{II} [$EKQ_{II_{t-1}}^{reg}$]. Dividenden werden demnach nur gezahlt, wenn die kalkulatorische Eigenkapitalquote die im Rahmen der Dividendenpolitik festgelegte Zielquote [ZEQ_t] erreicht hat.

$$[162] \quad Div_t^{ist} = \max(J\ddot{U}_t^{ist}; 0), \text{ wenn } EKQ_t^{Div} > ISQ_t \text{ und } EKQ_{II_{t-1}}^{reg} > ZEQ_t, \text{ sonst } Div_t^{ist} = 0$$

Werden die Bedingungen aus ISQ_t und ZEQ_t nicht erfüllt, wird der Jahresüberschuss thesauriert. Somit kann das Modell bilanzpolitische Maßnahmen in Abhängigkeit von den regulatorischen Ziel-(Kapitalisierungs-)Vorgaben durch eine angepasste Ausschüttungssteuerung automatisiert umsetzen. Die Bezugnahme auf die jeweiligen Vorjahresgrößen wurde in beiden Fällen gewählt, um weitere rechnerische Iterationen innerhalb des Modells zu vermeiden, da bei zeitgleicher Betrachtung die Ausschüttungen die Eigenkapitalquote und die Eigenkapitalquote die Ausschüttungen bedingen würden.¹⁰³

¹⁰² Zu den Annahmen im Einzelnen vgl. Kapitel 5.2.2.

¹⁰³ Trotz der beschriebenen Zuhilfenahme eines unterstützenden VBA-Makros konnte Excel über die gesamte Modelldauer die Ausschüttungen aufgrund der Mehrfachiterationen andernfalls nicht mehr fehlerfrei berechnen.

5.2 Grundlegende Input- und Outputgrößen

5.2.1 Allgemeine Grundannahmen

Der gesamte Betrachtungshorizont der Modellierung umfasst die Jahre 2006 bis 2078. Die Berechnungen beziehen sich auf Jahresanfangs-, Jahresmittel- oder Jahresendwerte, d. h., monatsweise Effekte finden keine Berücksichtigung. Die Jahre 2006 bis 2008 werden als Vergangenheitswerte festgeschrieben (Modellphase 0). Von besonderer Relevanz ist darunter vor allem das Jahr 2006, das als Jahr der ersten vorgenommenen Kostenprüfung angenommen wird (Cost-Plus-Basis- bzw. Fotojahr für die erste Regulierungsperiode). Auf Grundlage des Jahres 2006 wird auch die bilanzielle Modellintegration (vgl. 5.1.5 bzw. Abbildung 26) aufgesetzt. In die spätere Analyse fließen nur die Renditeeffekte der Jahre ab 2009, dem Startjahr der Anreizregulierung, ein.

Da der gegenwärtige Stand der Verordnung zunächst zwei Regulierungsperioden (RegP) von jeweils fünf Jahren Dauer im Detail regelt (z. B. § 9 Abs. 2 ARegV), zeigt das Modell aufbauend auf Modellphase 0 im nächsten Schritt die Jahre bis 2018 (Modellphase 1). Die darauffolgenden Regulierungsperioden drei und vier (Modellphase 2) stellen eine Übergangsphase dar, die insbesondere in Bezug auf die Investitionsplanung noch verschiedene Detailannahmen berücksichtigt (vgl. Kapitel 5.2.2). Um trotz der langen Nutzungsdauern das Modell bis hin zu einem weitgehend eingeschwungenen Zustand fortzuführen, wird eine weitere Modellphase mit zehn Regulierungsperioden angehängt (Modellphase 3). Aus der Summe der Modellphasen 1 bis 3 ergibt sich ein anreizregulierter Modellierungszeitraum von 70 Jahren. Innerhalb dieses Zeitraums unterstellt das Modell keine betriebliche Endlichkeit, sondern geht von permanenten Reinvestitionen ins Anlagevermögen aus (Going-Concern-Prämisse).

Grundannahmen

Modellstruktur

Modelllaufzeit Vergangenheit 2006-2008 (2006 ist Basis- bzw. Inputjahr)
Modelllaufzeit Zukunft + 10 Jahre + 60 Jahre (2078)
Jährliche Betrachtungszeitpunkte (keine unterjährigen Veränderungen / Annahmen)
Modellintegration ab 2007 (GuV → Bilanz → Cashflow → GuV) auf Basis IST-Rechnungslegung
Modellphase 0 (2006-2008) 3 Jahre Cost-Plus-Regulierung
Modellphase 1 (2009-2018) 2 stark investive Regulierungsperioden
Modellphase 2 (2019-2028) 2 reguläre Regulierungsperioden mit Übergang zu nachhaltigem Capex-Niveau
Modellphase 3 (2029-2078) 10 Regulierungsperioden im zunehmend eingeschwungenem Zustand
Modell unterstellt Going-Concern, d.h., es erfolgen über alle Modellphasen hinweg Reinvestitionen

Tabelle 14: Grundannahmen zur Modellstruktur

Quelle: Eigene Darstellung.

Vorgenommene Investitionen ins Anlagevermögen (Capital Expenditures, CAPEX) werden jeweils vollständig zu Jahresbeginn zahlungs- und bilanzwirksam, damit wird der gleichlautenden Regelung im § 6 Abs. 5 Satz 4 StromNEV Rechnung getragen. Konsequenz dieser Annahme ist gleichzeitig, dass sich per Jahresende Abschreibungen für ein gesamtes Jahr ergeben (keine unterjährigen Aktivierungen). Hinsichtlich der angesetzten Investitionsbeträge wird davon ausgegangen, dass diese in voller Höhe bei der Kostenfeststellung durch den Regulierer anerkannt werden, entweder als Bestandteil der Standardinvestitionen oder des zusätzlichen Investitionsbudgets.

Bilanzpositionen, die keinen direkten Netzbezug aufweisen (z. B. immaterielle Vermögensgegenstände, Finanzanlagen, Grundstücke), bleiben bei den Berechnungen unberücksichtigt. Aufgrund der Betrachtung eines Übertragungsnetzbetreibers sind Baukostenzuschüsse ausgeschlossen.

Da steuerliche Aspekte keine vorgelagerte Rolle spielen (sollen), wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die Implikationen der Unternehmensteuerreform 2008 in Bezug auf den Körperschaft- und Gewerbesteuerersatz (Schlacher 2008: 25) bereits ab der Modellphase 0 Anwendung finden. Um periodenübergreifende Ergebniseffekte auf ein Minimum zu reduzieren, werden im Fall negativer Jahresüberschüsse in der Folgezeit keine Verlustvorträge geltend gemacht und dementsprechend keine Mindestbesteuerung angenommen.

Grundannahmen

Allgemeine bilanzielle, operative und steuerliche Annahmen

Investitionen / Aktivierungen erfolgen stets zum 01. Januar eines jeden Jahres (StromNEV-Vorgabe)
 Abschreibungen erfolgen zum 31. Dezember eines jeden Jahres (für ein volles Jahr)
 Getätigte Investitionen werden vollständig anerkannt (im Standardbudget oder Investitionsbudget)
 Irrelevante nicht-operative Bilanzpositionen werden als null angenommen
 Keine immateriellen Vermögensgegenstände oder Finanzanlagen einbezogen
 Kein Ansatz von Grundstücken und Grundstückswerten
 Keine Einbeziehung von Baukostenzuschüssen
 Durchgängige Annahme der Implikationen der Unternehmenssteuerreform 2008
 Effizienzsteigerungen wirken sich nicht auf bilanziell determinierte Aufwendungen aus (z. B. AfA, FK-Zins, GewSt)
 Im Verlustfall kein Ansatz von Verlustvorträgen und/oder Mindestbesteuerungen
 Aufnahme von Fremdkapital erfolgt stets zum 01. Januar eines jeden Jahres, die Tilgung zum 31. Dezember
 Tilgungsdauer entspricht handelsrechtlicher Nutzungsdauer der finanzierten Vermögensgegenstände

Tabelle 15: Grundannahmen bilanzieller, operativer und steuerlicher Aspekte

Quelle: Eigene Darstellung.

Die im Hinblick auf die tatsächliche Kostenentwicklung angesetzten De-facto-Effizienzsteigerungen (vgl. Formel [124]), als Gegenpole zu den regulierungsseitig auferlegten Effizienzwert- und Produktivitätssteigerungsvorgaben, beziehen sich innerhalb der GuV ausschließlich auf „echte“ OPEX. Derartige „echte“ OPEX sind als solche zu verstehen,

die nicht bilanziell bzw. anderweitig bestimmt sind (prädeterminierte OPEX).¹⁰⁴ Hintergrund dieser Annahme sind zum einen die in der Netzwirtschaft sowohl kalkulatorisch als auch bilanziell teilweise hohen Nutzungsdauern zur Berechnung der Abschreibungen (vgl. Kapitel 5.2.2) und zum anderen die Tatsache, dass die Höhe der Fremdkapitalkosten und des Gewerbesteueraufwands nicht im freien Verfügen des Netzbetreibers liegt, sondern Gegenstand vertraglicher oder gesetzlicher Regelungen ist.

Hinsichtlich des Fremdkapitals ist zu ergänzen, dass dieses grundsätzlich (gemeinsam mit dem Investitionszeitpunkt) jeweils per Jahresbeginn aufgenommen und per Jahresende – nach Möglichkeit – getilgt wird. Die im Modell angesetzten Rückzahlungsdauern bemessen sich nach der bilanziellen Nutzungsdauer des zugrunde gelegten Anlagegutes und entsprechen daher der jeweiligen Jahresabschreibung multipliziert mit der relativen Höhe des Fremdfinanzierungsanteils (vgl. Formel [139]).¹⁰⁵

Bezüglich der grundlegenden Annahmen des modellierten Regulierungsregimes sei zunächst nochmals darauf verwiesen, dass der in dieser Arbeit beispielhaft untersuchte Fall hinsichtlich der allgemeinen Kostenstrukturen und der angenommenen Investitionserfordernisse charakteristisch für einen Übertragungsnetzbetreiber ist. Dies äußert sich neben der Veranschlagung eines Investitionsbudgets gemäß § 23 ARegV¹⁰⁶ darin, dass verteilnetzspezifische Regelungen, wie der Erweiterungsfaktor (§ 10 Abs. 4 ARegV) oder die pauschalen Investitionszuschläge (§ 25 Abs. 5 ARegV), keine Berücksichtigung finden. Nach Maßgabe dieser Eingrenzung werden auf Basis des Verordnungsstands, der zuletzt durch Artikel 7 der Verordnung vom 03.09.2010 (BGBl. I 2010: 1261) geändert worden ist, zunächst zwei Regulierungsperioden nach den genaueren Vorschriften des Verordnungstextes angesetzt (Modellphase 1, s. o.).

Ab dem Jahr 2019 sieht die Modellierung eine Fortführung des aktuellen Regulierungsregimes mit einzelnen Anpassungen operativer Annahmen (vgl. Kapitel 5.2.2) vor (Modellphase 2 und 3, s. o.). Über den gesamten Betrachtungshorizont hinweg wird die

¹⁰⁴ Prädeterminierte OPEX hingegen sind nur teilweise und auch nur langfristig über die Optimierung der den Abschreibungen zugrunde gelegten CAPEX beeinflussbar.

¹⁰⁵ Die bilanziellen (handelsrechtlichen) Nutzungsdauern können von den ökonomischen Abschreibungsdauern abweichen. Um daraus zusätzlich resultierende Ergebniseffekte nicht mit dem eigentlichen Analysegegenstand dieser Arbeit zu vermengen, wurde die vereinfachende Annahme getroffen, dass die ökonomische der bilanziellen Abschreibung entspricht.

¹⁰⁶ Investitionsbudgets gemäß § 23 ARegV werden nur in Einzelfällen auch Verteilnetzbetreibern zugestanden (§ 23 Abs. 6 Satz 1 ARegV).

Dauer der Regulierungsperioden auf fünf Jahre festgelegt (vgl. Kapitel 3.5.3.1). Die für die einzelnen Regulierungsperioden jeweils vorgegebenen Erlösobergrenzen stellen sich in der Modellbetrachtung als reine Netto-Erlösgrößen dar, bei denen z. B. die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) anfallenden Umlagepositionen (Andor et al. 2010: 28–31) aufgrund des im Wesentlichen nur durchleitenden Charakters und einer angenommenen direkten Saldierung keine Berücksichtigung finden.

Die durchgeführten Berechnungen unterstellen, dass – anders als dies teilweise in der Vergangenheit zu beobachten war – im weiteren Verlauf des Modells keine zusätzlichen individuellen Kosten- bzw. Entgeltkürzungen bei den Bestandsaufnahmen im Basisjahr (sogenannte Initialkürzungen) vom Regulierer vorgenommen werden (Monopolkommission 2007: 90–94). Diese zusätzliche Eingriffsmöglichkeit kann zwar zweifelsfrei genutzt werden, um punktuell Erlös- und damit Renditekorrekturen vorzunehmen. Jedoch liegt es im Ermessen der Regulierungsbehörde, ob und in welcher Höhe mittels derartiger außerordentlicher Korrekturmechanismen in die Preis- bzw. Erlösfindung eingegriffen wird. Aufgrund des nicht weiter kodifizierten Vorgehens kann dieser Effekt innerhalb der vorgestellten Analysen nicht simuliert werden. Ebenso wird im Modell davon ausgegangen, dass keine prognosefehlerbedingten Differenzen zwischen den zulässigen Erlösen und den letzten Endes tatsächlich vereinnahmten Netzentgelten eintreten, deren Betrag ansonsten über das Regulierungskonto zu verbuchen und über die Folgejahre auszugleichen wäre (vgl. Kapitel 4.3.2.4, § 5 ARegV).

Im Rahmen der Berücksichtigung der Investitionsbudgetbeträge gemäß § 23 ARegV werden neben den regulatorisch definierten Kapitalkosten (Abschreibungen, Fremd- und Eigenkapitalzinsen sowie Gewerbesteueranteile, vgl. Kapitel 4.3.2.4), ungeachtet der neuerlichen Regelungen im § 23 Abs. 1 Satz 2 ARegV, weder in der kalkulatorischen noch der De-facto-Betrachtung zusätzliche (pauschale) OPEX-Anteile hinzuge-rechnet. Durch die mit den anzupassenden Netzentgelten einhergehenden Umsatzver-änderungen werden die Working-Capital-Bestände allerdings auf das entsprechende Niveau angepasst.¹⁰⁷

In Anbetracht der in Kapitel 4.2 benannten Markttendenzen und den damit einhergehenden unmittelbaren Investitionserfordernissen (Dena 2010: 21–25, Focht 2010: 3) sind die zusätzlichen Investitionsbudgetbeträge in der Modellierung für die ersten drei Regulierungsperioden vorgesehen. Die zeitliche Eingrenzung orientiert sich damit an

¹⁰⁷ Vgl. hierzu auch die Ausführungen zur Planung des (Net) Working Capital in Kapitel 5.1.5.

den neuen Rechtsvorschriften zu erneuerbaren Energien und zum Klimaschutz sowie den „20-20-20“-Zielen¹⁰⁸, die einen erhöhten Anpassungsbedarf der Netzinfrastruktur mit sich bringen (Europäische Kommission 2008: 8). Da der Verordnungstext in diesem Zusammenhang von gesonderten Maßnahmen zur Erweiterung und Umstrukturierung spricht, wie z. B. der Integration von EEG- oder KWK-Anlagen sowie zur Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 und 5 ARegV), wird dieser Erlösobergrenzen-Bestandteil annahmenseitig als eine vorübergehende Sonderregelung behandelt. Die diesbezügliche Grundannahme einer prinzipiellen Endlichkeit der gesonderten Berücksichtigung wird durch die regulierungsseitig vorgesehene Begrenzung der Anerkennungsfähigkeit eines einzelnen Investitionsbudgets auf die jeweilige (in bestimmten Fällen auch die darauffolgende) Regulierungsperiode bestärkt (BNetzA 2010d: 11).

Von besonderer Bedeutung ist die Annahme der vollständigen Geltendmachung grundsätzlich anerkennungswürdiger Investitionsbudgets. Daher sieht das Modell keinerlei Kürzungen von Investitionsbudgetbeträgen in Abhängigkeit von den in der Erlösobergrenze beinhalteten Abschreibungen des Standardbudgets und den tatsächlich getätigten Gesamtinvestitionen des Netzbetreibers vor (sogenannter Betrag zur Vermeidung von Doppelanerkennungen, BVD, BNetzA 2010d: 6–8). Diese Annahme ist aufgrund rechtlicher und rechentechnischer Unzulänglichkeiten eines derartigen Regulierungseingriffs erforderlich.

Aus juristischer Sicht würde „der Ansatz eines BVD [...] sowohl gegen das Erfordernis einer projektspezifischen Abgrenzung als auch gegen die Notwendigkeit, die gesamten Kapitalkosten einer Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestition im Rahmen der Genehmigung eines Investitionsbudgets anzusetzen“, verstoßen und zugleich eine „systemwidrige [...] Vermischung von dauerhaft nicht beeinflussbaren und beeinflussbaren Kostenanteilen“ darstellen (Rosin/Spiekermann 2010: 61). Diese „systemwidrige Vermischung“ würde aus rechnerischer Sicht zugleich gezielte Sensitivitätsanalysen konterkarieren, da die Annahmen zum Investitionsbudget die Annahmen bezüglich der Standardinvestitionen und deren Behandlung innerhalb der Netto-TOTEX beeinflussen würden (*vice versa*).

Im Anschluss an die aktive Anerkennungsphase des Investitionsbudgets ist gemäß § 6 Abs. 1 Satz 3 ARegV eine Umgliederung in die reguläre Standardbudget-Basisjahrbe-

¹⁰⁸ Das 20-20-20-Ziel stellt darauf ab, bis 2020 mindestens 20 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu generieren, die CO₂-Emissionen um mindestens 20 % zu reduzieren und die Energieeffizienz um mindestens 20 % zu erhöhen (CEER/ERGEG 2009: 18).

trachtung vorgesehen. Entsprechend werden im Modell die zugehörigen Instandhaltungsinvestitionen später über das Standardbudget in der generellen Erlösobergrenzen-Arithmetik berücksichtigt.

Grundannahmen

Regulierungsregime

Repräsentative Betrachtung eines Strom-ÜNB (z.B. kein pauschaler Investitionszuschlag oder Erweiterungsfaktor)
 Ab 2009 Anreizregulierung mit Verordnungsstand Q3-2010
 Ab 2019 As-if-Betrachtung einer Fortführung nach derzeitiger Anreizregulierungsmechanik
 ARegV-Regulierungsperioden (RegP) von jeweils 5 Jahren
 Netto-Betrachtung der EOG, d. h. keine Berücksichtigung von Umlagepositionen (EEG / KWK)
 Keine zusätzlichen Entgeltkürzungen (Initialkürzungen) über das mechanisch induzierte Maß hinaus
 Keine Abweichungen der De-facto-Erlöse von der regulierten EOG (keine periodenübergreifende Saldierung)
 InvBud-Projekte werden nur hinsichtlich darauf entfallender AfA, EK-/FK- Zinsen und GewSt abgebildet
 Keine zusätzlichen OPEX durch InvBud, Working-Capital-Anpassungen durch Umsatzkopplung
 Investitionsbudget nur in den Regulierungsperioden 1 bis 3 (2009-2023)
 Kürzungen des Investitionsbudgets werden ausgeschlossen (kein Ansatz eines BVD)
 Instandhaltungs-CAPEX des InvBud werden nach Ende der Anerkennungsfrist in Standardinvestitionen abgebildet
 Vorerst kein Anwendungsbereich für volatile Kostenbestandteile bei ÜNB

Tabelle 16: Grundannahmen zum Regulierungsregime

Quelle: Eigene Darstellung.

Wie im Kapitel 4.3.2.4 bereits eingehender erläutert, sieht das Modell auf Grundlage der gegenwärtigen Regulierungspraxis keinen Anwendungsbereich für volatile Kostenanteile (vgl. Formel [24]) bei Strom-Übertragungsnetzbetreibern vor. Die BNetzA hat in diesem Zusammenhang auch für die unmittelbare Zukunft bereits kundgetan, neben der ausschließlich für den Gassektor relevanten Treibenergieregulation keine weiteren Kostenanteile als volatil einzustufen (BDEW 2010b: 44).

5.2.2 Annahmen des Ausgangsszenarios

Im Folgenden gilt es, die zuvor aufgezeigte Modellstruktur mit konkreten operativen Annahmen zu füllen. Es ist dabei selbstverständlich, dass es nicht *den einen* Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland gibt. Die in Kapitel 4.2.2 benannten Marktteilnehmer hierzulande unterscheiden sich in hohem Maße hinsichtlich ihres Versorgungsgebietes und damit verbundener geografischer Herausforderungen. Darüber hinaus spielt insbesondere mit Blick auf das Thema Offshore-Anbindung die Küstennähe wie auch die generellen Qualitäts- und Altersstrukturen des Anlagevermögens eine wesentliche Rolle. In der Vergangenheit hatte auch die betreiberindividuelle Wahl der Unbundling-Struktur (vgl. Kapitel 4.3.2.1) und die damit verbundene Entscheidung bezüglich einer Zuteilung des Anlagevermögens (Pacht- vs. Eigentumsmodell) hinsichtlich der Beurteilung und Vergleichbarkeit der Ausgangsdaten besonderes Gewicht.

Da das Basisjahr in Ermangelung öffentlich zugänglicher kalkulatorischer Kostengrößen der existierenden Netzbetreiber auf fiktiven Größen fußt, werden im Folgenden

die wesentlichsten Annahmen zu den verwendeten Ausgangsgrößen des konstruierten Übertragungsnetzbetreibers dargelegt. Auf anonymisierter Basis wurden diese Werte mit Regulierungsexperten von RWE und 50Hertz auf ihre grundsätzliche Plausibilität verprobt. Der abstrahierte Netzbetreiberfall darf den Aussagegehalt der folgenden Analysen jedoch ohnehin in keiner Weise einschränken, da ein robustes Regulierungsregime in der Lage sein *muss*, unabhängig von den gewählten Eingangsgrößen jederzeit valide und vor allem zielgerechte Regulierungsergebnisse zu gewährleisten.

In Anlehnung an die Ausführungen zur Handhabung steuerlicher Aspekte im Kapitel 5.2.1 wird die Besteuerung des betrachteten Unternehmens auf Basis pauschalierter Größen vorgenommen. Bei einer angenommenen Gewerbesteuermesszahl in Höhe von 3,5 %, einem Hebesatz in Höhe von 400 %, einer Körperschaftsteuer in Höhe von 15 % und einem auf die Körperschaftsteuer bezogenen Solidaritätszuschlag in Höhe von 5,5 % ergibt sich eine Gesamtsteuerbelastung des Unternehmens in Höhe von 29,825 % (vgl. Formeln [163] bis [172], Bernhardt et al. 2008: 531).

$$[163] \quad \textit{taxrate}^{\textit{GewSt}} = \textit{Messzahl}^{\textit{GewSt}} \cdot \textit{Hebesatz}^{\textit{GewSt}} = 3,5\% \cdot 400\% = 14,0\% .$$

$$[164] \quad \textit{taxrate}^{\textit{KSt / SoliZ}} = \textit{taxrate}^{\textit{KSt}} \cdot (1 + \textit{taxrate}^{\textit{SoliZ}}) = 15\% \cdot (1 + 5,5\%) = 15,825\%$$

$$[165] \quad \textit{taxrate}^{\textit{gesamt}} = \textit{taxrate}^{\textit{GewSt}} + \textit{taxrate}^{\textit{KSt / SoliZ}} = 14,0\% + 15,825\% = 29,825\%$$

Die dem Modell zugrunde gelegte Geldwertentwicklung orientiert sich am 10-Jahres-Mittel 1998 bis 2007, das auch als Basis zur Herleitung des regulatorischen Eigenkapitalzinssatzes diente (vgl. Tabelle 9). Zwischenzeitlich haben sich zwar weitere Inflationsraten empirisch messen lassen, würden im Modell fortan andere als die über den kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz implizit berücksichtigten Inflationsraten angenommen, müsste folgerichtig der zugrunde gelegte nominal hergeleitete kalkulatorische Eigenkapitalzinssatz demgemäß angepasst werden. Um den Status quo gemäß derzeitigem Verordnungsstand abzubilden, wird der durchschnittliche Verbraucherpreisindex daher mit 1,45 % p. a. auch für die Folgejahre (bis zum Modellende) fortgeschrieben (BNetzA 2008: 46). Obgleich sich die Lohnkostenentwicklung in den Verbraucherpreisen grundsätzlich nicht unmittelbar wiederfindet, wird innerhalb der Berechnung darüber hinaus vereinfachend davon ausgegangen, dass die Lohnkostenentwicklung dem durchschnittlichen Verbraucherpreisindex in Höhe von 1,45 % p. a. entspricht.

Szenarioannahmen im Base-Case	
Allgemeines	
Unternehmensteuer	Steuersatz pauschal 29,825 % (15,00 % KSt / 5,5 % SoliZ / 3,5 % * 400 % GewSt)
VPI / Inflation	Allg. Kostensteigerung ab 2007 Destatis-VPI 10-Jahres-Mittel 1998-2007 (~1,45 %)
Lohnsteigerung	Lohnsteigerung entspricht allg. Kostensteigerung

Tabelle 17: Allgemeine Szenarioannahmen

Quelle: Eigene Darstellung.

Aufgrund der generell verschiedenartigen kalkulatorischen Bewertungsmaßstäbe des Alt- und Neuanlagevermögens (vgl. Abbildung 19) wird zum Stichtag 31.12.2005 bzw. 01.01.2006 jeweils ein Anlagenwert zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (800 Mio. €) und zu Tagesneuwerten (1.000 Mio. €) angenommen. Da das gesamte Anlagevermögen nicht exakt zu diesem Zeitpunkt angeschafft (aktiviert) wurde, sehen die getroffenen Annahmen eine verbleibende Restnutzungsdauer in Höhe von 50 % [RND_{2006}^i] der ursprünglichen Nutzungsdauer vor. Neben der Bestimmung der Werte des Anlagevermögens ist auf der Passivseite der Ist-Bilanz ein Wert für die Ausgangs-Eigenkapitalausstattung in Höhe von 40 % der Bilanzsumme unterstellt [EKQ_{BJ}^{ist}].

Szenarioannahmen im Base-Case	
2006er-Startwerte	
AltAV-Restbestand	Restbestand des AltAV per 31.12.2005 beträgt 800 Mio. € (AHK) bzw. 1000 Mio. € (TNW)
AltAV-Altersstruktur	Verbleibende Restnutzungsdauer des AltAV per 31.12.2005 beträgt durchschnittl. 50 %
EKQ-Startwert	Bilanzielle Ausgangs-Eigenkapitalquote (Ist) im Jahr 2006 beträgt 40 %
EOG-Basiswert	Kalkulatorischer (Cost-Plus-) EOG-Ausgangswert im Basisjahr 2006 liegt bei 600 Mio. €
KA_dnb Startwert	Anteil der KA_dnb an Gesamtkosten im Basisjahr 2006 beträgt 50 %

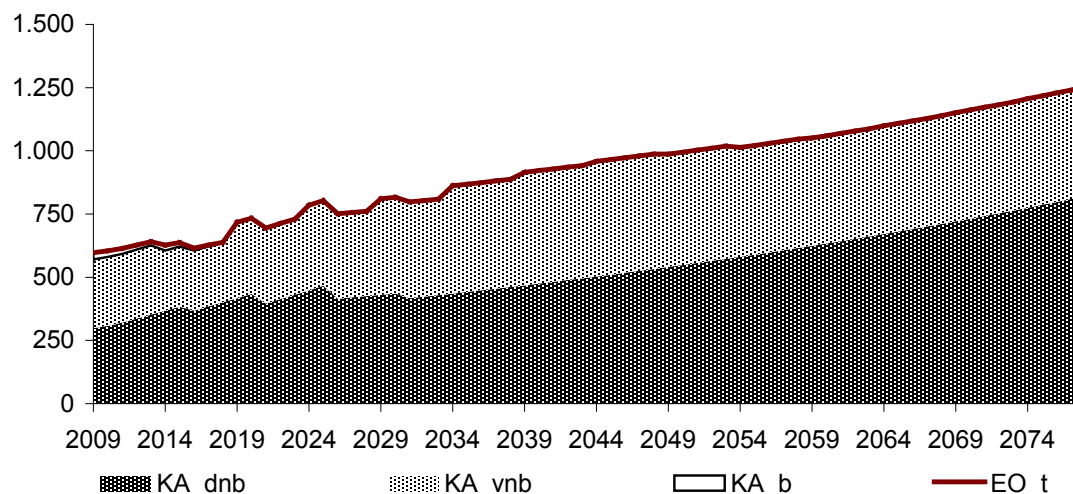
Tabelle 18: Szenarioannahmen zu 2006er-Startwerten

Quelle: Eigene Darstellung.

Unter Berücksichtigung der bilanziellen Annahmen wird für das Basisjahr ein Cost-Plus-basiertes Kosten- bzw. Erlösausgangsniveau von 600 Mio. € [$TOTEX_{2006}^{reg}$] veranschlagt, 50 % [QKA_{dnb}] davon stellen dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile dar (vgl. Tabelle 19).

Erlösbergrenze und Kostenanteile (Base-Case)

Anreizregulierte Kostenanteile und Gesamterlösbergrenze



Hinweis: Angaben in Mio. €

Tabelle 19: Erlösbergrenze und -bestandteile im Base-Case

Quelle: Eigene Berechnungen.

Um zusätzliche inflatorisch bedingte Effekte vorerst außer Acht zu lassen, wird unterstellt, dass der vom Regulierer für die Erlösbergrenzen-Fortschreibung herangezogene Verbraucherpreisindex der tatsächlichen Kostenentwicklung (vgl. Tabelle 17) entspricht.

Zur Planung des Anlagevermögens ist Selbiges (zusätzlich zur Differenzierung des Investitionsbudgets) in vier Assetklassen $[QAV^i]$ unterteilt, die über fünf, zehn, 35 und 50 Jahre abgeschrieben werden. Die Anlagegüter des Investitionsbudgets haben eine durchschnittliche Nutzungsdauer von 30 Jahren. Die Verzinsung des Anlagevermögens wird gemäß Beschluss der BNetzA vom 07.07.2008 mit 7,56 % für das Altanlagevermögen $[s_t^{AltAV,reg}]$ und 9,29 % für das Neuanlagevermögen $[s_t^{NeuAV,reg}]$ angesetzt. Diese Zinssätze beinhalten den „auf die letzten zehn Kalenderjahre bezogene[n] Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten“ (BNetzA 2008: 9) in Höhe von 4,23 %.¹⁰⁹

Letztgenannter Zinssatz wird in der Modellierung gleichzeitig als Richtwert für die von der BNetzA maximal anerkannte „Höhe kapitalmarktüblicher Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen“ § 5 Abs. 2 Hs. S StromNEV unterstellt $[\bar{r}_t^{FK,reg}]$. In Anlehnung an

¹⁰⁹ Zugrunde gelegt ist hierbei der Zeitraum 1998 bis 2007.

den Verordnungstext, finden zwecks Berechnung der kalkulatorischen Verzinsungsbasis die vom Regulierer festgeschriebenen Eigenkapitalquoten von jeweils 40 % bei der Berücksichtigung des eigenkapitalfinanzierten Altanlagevermögens (*EKQ I*, vgl. Tabelle 7) und der Begrenzung der maximal eigenkapitalsatzverzinslichen Passiva (*EKQ II*, vgl. Tabelle 8) Anwendung.

Im Rahmen der aktivischen Begrenzung des betriebsnotwendigen Vermögens wird bei den kalkulatorischen Bilanzberechnungen unterstellt, dass die in der Regulierungspraxis eingeführten Liquiditätsobergrenzen (Forderungen aus Lieferungen und Leistungen 3/12, Barmittel 1/12 der Nettonetzkosten) trotz Ermangelung einer konkreten Verankerung im Verordnungstext fortwährend Bestand haben (Fülbi 2009: 150).

Szenarioannahmen im Base-Case	
REG Kostenbasis	
Inflationsvorgabe	Regulierte Indizierung entspricht allgemeiner Kostensteigerung (VPI / Inflation)
Kalkulatorische AfA	Aufteilung in 4 Assetklassen (zzgl. InvBud) mit ND = 5, 10, 35, 50 Jahren (InvBud ND = 30)
AltAV EK-Zins	EK-Verzinsung AltAV konstant 7,56 % real, vor KSt ($\approx 9,07$ % vor allen Steuern)
NeuAV EK-Zins	EK-Verzinsung NeuAV konstant 9,29 % real, vor KSt ($\approx 11,14$ % vor allen Steuern)
FK-Zins-Cap	FK-Cap für Standardinvestitionen i. H. v. 4,23 % (gem. BNetzA-Beschluss vom 07.07.2008)
EKQ I-Cap	Deckelung max. Eigenkapitalquote für EKQ I-Berechnung (TNW : AHK) bei 40 %
EKQ II-Cap	Deckelung max. Eigenkapitalquote für EKQ II-Berechnung (EK : FK) bei 40 %
UmlaufV-Cap	Deckelung der Forderungen aus LuL auf 3/12 (~ 25 % bzw. rund 91 Tage) des Umsatzes
Barmittel-Cap	Deckelung der Liquidität auf 1/12 (~ 8 % bzw. rund 30 Tage) des Umsatzes
GewSt-Basis	GewSt-Bemessungsgrundlage exklusive KSt (Regulierungspraxis)
GewSt-Steuersatz	GewSt-Steuersatz entspricht Hebesatz x Messzahl, d. h. 14 % (Regulierungspraxis)

Tabelle 20: Szenarioannahmen zur regulatorischen Kostenbasis

Quelle: Eigene Darstellung.

Der Kostenblock zur Berücksichtigung der kalkulatorischen Gewerbesteuer wird analog zu den Ausführungen im BNetzA-Leitfaden (BNetzA 2010d: 11) berechnet, indem der eigenkapitalsatzverzinsliche Anteil der *BEK II* um den Körperschaftsteueranteil bereinigt und mit dem Gewerbesteuersatz („Vom-Hundert-Satz“) multipliziert wird. Für einen Fall, in dem keine fremdkapitalsatzverzinslichen Anteile der *BEK II* gegeben sind (d. h. $EKQ II \leq 40\%$), stellt sich dies in Anlehnung an Formel [94] wie folgt dar.

$$[166] \quad GewSt_t^{reg} = S_t^{reg} \cdot (1 - taxrate_t^{KSt}) \cdot taxrate_t^{GewSt}$$

Der im Modell abgebildete Erlöspfad basiert im Ausgangsszenario auf der Annahme, dass die für die ersten beiden Regulierungsperioden festgestellten individuellen Ineffizienzen in Höhe von 10 % (d. h. ein Effizienzwert [e_{BJ}] in Höhe von 90 %) gemäß der Auflage des § 16 Abs. 1 ARegV mit Beginn der dritten Regulierungsperiode vollständig abgebaut sein müssen (Effizienzwert in Höhe von 100 %). Folglich sieht der Verteilfaktor [V_t] in der ersten Regulierungsperiode einen Abbau der individuellen Ineffizienzen mit 1/10 p. a. und in der zweiten Regulierungsperiode mit 1/5 p. a. vor. Die Auswahl

des besagten Effizienzwertes orientiert sich an den generell vergleichsweise hohen Effizienzwerten im Übertragungsnetzbereich, die laut Angaben der BNetzA bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern zuletzt zwischen 90 und 100 % lagen.¹¹⁰

Nebst den individuellen Effizienzaufgaben berücksichtigt der modellierte Erlöspfad einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor [PF_t] von jährlich 1,25 % in der ersten und 1,5 % in der zweiten und jeder darauffolgenden Regulierungsperiode (§ 9 Abs. 2 ARegV). Der Erweiterungsfaktor sowie das Qualitätselement finden keine Anwendung (vgl. Kapitel 4.3.2.4).

Die Kostenfeststellung als Ausgangswert für den Erlöspfad der einzelnen Regulierungsperioden bildet das „Kostenfoto“ aus dem Basisjahr, das in Anlehnung an den Verordnungstext „im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres“ (§ 6 Abs. 1 Satz 3 ARegV) angesetzt wird und somit in einen $t - 3$ -Verzug resultiert. Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten werden grundsätzlich im Zweijahresversatz ($t - 2$) in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Einzelne reine Umlagepositionen innerhalb der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (z. B. dezentrale Einspeisung oder vorgelegte Netzkosten), die teilweise periodengleich Einzug finden würden, werden nicht in die Betrachtungen mit einbezogen. Der in der Erlösobergrenzenformel Anwendung findende Verbraucherpreis-Gesamtindex sieht analog zu den Vorschriften in der ARegV im Ausgangsszenario einen Zeitversatz von zwei Jahren vor ($t - 2$).

Szenarioannahmen im Base-Case	
REG Erlöspfad	
Effizienzwert	Individ. EW RegP 1 / 2 von 90%, ab RegP 3 von 100 %
RegP-Laufzeit	ARegV: Laufzeit der einzelnen Regulierungsperioden (RegP) liegt bei jeweils 5 Jahren
Verteilfaktor	ARegV: 10 Jahre in der ersten Regulierungsperiode und 5 Jahre in jeder darauffolgenden
Produktivitätsfaktor	ARegV: 1,25 % in RegP 1, ab RegP 2 und darauffolgend 1,5 % p. a.
Erweiterungsfaktor	Keine Anwendung, da nur für Verteilnetzbetreiber
Qualitätselement	Keine Anwendung, da durch Regulierer bis dato nicht ausreichend konkretisiert
Basisjahr-Zeitversatz	ARegV: vorletztes Kalenderjahr (KJ) auf Basis letztes abgeschlossenes Geschäftsjahr (GJ)
KA_dnb-Zeitversatz	ARegV: KA_dnb im vorletzten KJ (t-2), nur 2009 basiert auf 2006 (t-3)
VPI-Zeitversatz	ARegV: VPI des vorletzten KJ vor dem Jahr, für das die Erlösobergrenze gilt (t-2)

Tabelle 21: Szenarioannahmen zum Erlöspfad

Quelle: Eigene Darstellung.

Um einen einheitlichen Vergleichsmaßstab im Hinblick auf die kalkulatorischen Vorgaben im § 7 Abs. 1 Satz 4 StromNEV zu gewährleisten, wird auch in der Ist-Betrach-

¹¹⁰ Zuletzt veröffentlicht auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur (Beschlusskammer 8) mit Stand vom 13.05.2009.

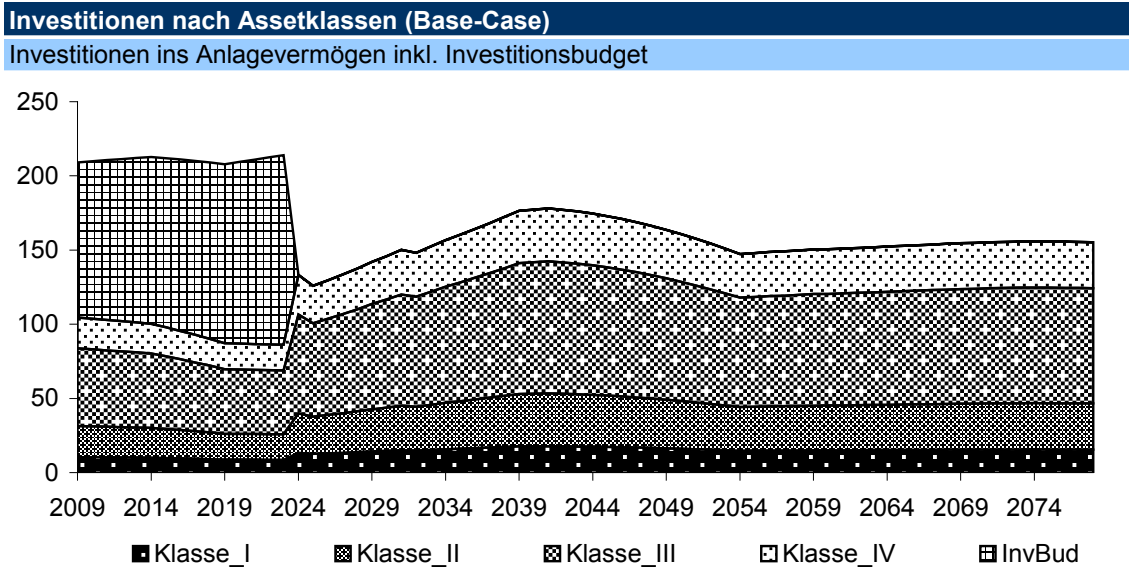
tung die Soll- bzw. Habenzinsberechnung jeweils auf den Jahresmittelbestand bezogen. In Anbetracht der generellen Aktivierung zum Jahresanfang (vgl. Tabelle 15) wäre bezüglich der Zinsberechnung die Bezugnahme auf Jahresendwerte denkbar, davon wird aus besagten Vereinheitlichungsgründen bewusst abgesehen.

Die Investitionen ins Standardgeschäft sind gemäß der im Rahmen der Nutzungsdauer-Zuteilung (vgl. Tabelle 20) vorgenommenen Assetklassen-Differenzierung [QAV_t^i] zu 10 % in die Klasse I, zu 20 % in die Klasse II, zu 50 % in die Klasse III und zu 20 % in die Klasse IV aufgeteilt (vgl. Tabelle 22). Aufgrund der Tatsache, dass die Ist-Nutzungsdauern annahmegemäß nur 90 % der kalkulatorischen Größen betragen, ergibt sich je Assetklasse eine entsprechend reduzierte Anlagennutzungsdauer.

In den ersten drei Regulierungsperioden (2009 bis 2023) sind jährliche Standardinvestitionen von konstant 100 Mio. € p. a. (real, vor Effizienzsteigerungen) veranschlagt. Diese Annahme ist grundsätzlich ebenfalls fiktiver Natur, orientiert sich zur Wahrung der Verhältnismäßigkeiten in diesem Fall jedoch auch an den im Geschäftsbericht der Vattenfall Europe Transmission und heutigen 50Hertz Transmission für die Jahre 2006 bis 2009 ausgewiesenen Investitionen ins Anlagevermögen in Höhe von etwa 50 bis 110 Mio. €. ¹¹¹

Zwar sieht die Regulierungsarithmetik keine unmittelbaren Effizienzsteigerungsaufgaben für Investitionen vor; da die daraus resultierenden Abschreibungen aber sehr wohl von den Produktivitäts- und Effizienzwertfaktoren betroffen sind, wird im Zuge der Modellierung auf der vorgelagerten Investitionsebene kostensenkend eingegriffen (vgl. hierzu die Ausführungen bezüglich der Behandlung operativer Aufwendungen gemäß Formeln [53] und [167]).

¹¹¹ Hinsichtlich der Verhältnismäßigkeiten kann in Bezug auf das Bezugsunternehmen für die Vergangenheit festgestellt werden, dass auch die ausgewiesenen Netzentgelte in etwa der Höhe des hier ausgewiesenen Nettobetrags entsprachen (VET 2006: 17, VET 2007: 17, VET 2008: 23, 50Hertz 2009: 29).



Hinweis: Angaben in Mio. € (nominale CAPEX nach Effizienzsteigerungen)

Tabelle 22: Effiziente nominale Investitionen nach Assetklassen (Base-Case)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 22 verdeutlicht den nominalen effizienzbedingten Rückgang des Standardinvestitionsvolumens bis 2024. Derartige Effizienzsteigerungen sind für das Investitionsbudget gemäß § 23 ARegV (s. u.) aufgrund der erfolgten Vorabgenehmigung durch die BNetzA annahmegemäß nicht vorgesehen. Durch den nominalen Anstieg der Investitionsbudgetbeträge ergibt sich ein in Summe nahezu konstantes Niveau des gesamten berücksichtigten Investitionsvolumens bis 2023.

Im Anschluss an die reale Detailplanung bestimmen sich die Reinvestitionsbeträge (inkl. Reinvestitionsbedarf für vormals dem Investitionsbudget zurechenbare Anlagegüter) ab 2024 über die abschreibungsbasierte Reinvestitionsquote $[RInvQ]$ aus Formel [55]. Die hierbei zugrunde gelegte Nutzungsdauerannahme basiert auf den regulatorischen Vorgaben, das nominale Wachstum ergibt sich als Differenz aus der unterstellten Inflationsannahme sowie dem technologischen Fortschritt im Sinne des nachhaltigen Produktivitätsfaktors $[PF_t]$ in Höhe von 1,5 %. Da der Regulierer die kalkulatorischen Nutzungsdauern als effizient ansieht, stellt die Berechnung des Reinvestitionsbedarfs auf die kalkulatorischen Abschreibungen ab.

Bei Zugrundelegung der beschriebenen Inflations- und Effizienzsteigerungsannahmen sowie der Zusammenführung von Standardinvestitionen und zusätzlichen Investitionsbudgets ergibt sich eine Struktur des gesamten nominalen, effizienzgesteigerten Investitionsvolumens (vgl. Tabelle 22), die in ihrer Erscheinung den temporären Charakter

des Investitionsbudgets sowie die in den Folgejahren über das Standardbudget berücksichtigten Reinvestitionen verdeutlicht.

Die Planung der Bestandteile des (Net) Working Capital resultiert ausschließlich aus Lieferzeit- bzw. Zahlungszielannahmen (vgl. Formeln [131] bis [135]). Die Vorräte betragen im Base-Case 4 % des Materialaufwands. Zugrunde gelegter Gedanke ist hierbei, dass mit dem Vorratsbestand eine Lieferzeit von zwei Wochen überbrückt werden muss. Die 4 % entsprechen daher schlichtweg dem (gerundeten) prozentualen Ausdruck einer Überbrückungsfrist von zwei Zweiundfünfzigstel (des Materialaufwands). Die aktivischen [$FordZ_t^{ist}$] und passivischen [$VerbZ_t^{ist}$] Zahlungsziele werden jeweils in Höhe (Dauer) von 30 Tagen angenommen. Im Basisszenario ergibt sich damit keine Kollision mit den kalkulatorischen Working-Capital-Limitierungen aus der gegenwärtigen Regulierungspraxis (vgl. Tabelle 20).¹¹²

Szenarioannahmen im Base-Case	
IST Bilanz	
Verzinsungsbasis	Soll- / Habenzinsberechnung auf Basis Jahresdurchschnittsbestand
Alt- / NeuAV-Mix	Rest-AltAV und NeuAV-Invest nach Klassen I (10 %), II (20 %), III (50 %) und IV (20 %)
Standardinvest	100 Mio. € 2006-23 (p. a., real) vor Effizienzsteigerungen, ab 2024 RelInvQ
AV-Effizienzsteigerung	Effizienzsteigerung bei Standardinvestitionen ins AV analog allg. Effizienzsteigerungen
Reinvestitionsquoten	RelInvest-Quoten auf Basis kalkulatorischer Nutzungsdauern
Reinvestitionsbasis	Anwendung RelInvest-Quoten auf kalkulatorische Abschreibungen zu AHK (t-1)
Bilanzielle AfA	Handelsrechtliche AfA-ND beträgt 90 % der kalkulatorischen ND (4,5 / 9 / 31,5 / 45 // 27)
Finanzierungsquoten	Fremdfinanzierung von Standard-Neuinvestitionen zu 60 % (FK), d. h. 40 % EK-Anteil
Vorratshaltung	Vorratsplanung ab 2009 i. H. v. 4 % vom Materialaufwand (~14-tägige Lieferzeiten)
Forderungsziel	Zahlungsziel auf Forderung aus LuL liegt bei 30 Tagen
Zahlungssziel	Zahlungsziel auf Verbindlichkeiten aus LuL liegt bei 30 Tagen

Tabelle 23: Szenarioannahmen zur Ist-Bilanz

Quelle: Eigene Darstellung.

Das über die ersten drei Regulierungsperioden zusätzlich angenommene Investitionsbudget findet, wie vom Regulierer vorgesehen, jeweils nur in der Regulierungsperiode der Inbetriebnahme (und maximal auch der darauffolgenden Regulierungsperiode) Einzug in den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteil (BNetzA2010d: 11, vgl. Tabelle 13). Der zugrunde gelegte Investitionsbetrag ist mit konstant 100 Mio. € p. a. (real) in den Jahren 2009 bis 2023 berücksichtigt. Die Höhe dieses Betrags kann vor dem Hintergrund des in Kapitel 4.2.2 genannten Gesamtinvestitionserfordernisses innerhalb der deutschen Stromübertragungsnetze von jährliche knapp 1 Mrd. € (Dena 2010: 13) als durchaus konservativ betrachtet werden. Da das von der Dena ermittelte Gesamtinvestitionserfordernis nur eine Empfehlung zur Herstellung eines Optimalzu-

¹¹² Der tatsächliche Barmittelbestand wird in der bilanziellen Betrachtung nicht explizit geplant, sondern ergibt sich auf Basis der aktuellen Liquiditätslage des Unternehmens.

standes darstellt und zudem von allen Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland getragen werden muss, entsprechen die 100 Mio. € p. a. durchaus einer – im Verhältnis zu den sonstigen Annahmen – realistischen Größenordnung.

Die Eigenkapitalverzinsung des Investitionsbudgets liegt ebenfalls bei 9,29 % auf maximal 40 % des investitionsnotwendigen Vermögens. Entsprechend wird in der Modellierung eine Fremdkapitalfinanzierung von Neuinvestitionen in Höhe von 60 % [$QI_t^{FK,i}$] angenommen. Anders als im Fall der Fremdkapitalkosten des Standardgeschäfts ist die Höhe der anerkennungsfähigen Fremdkapitalzinsen nicht auf den Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten beschränkt. Da die Kapitalkosten des Investitionsbudgets als Teil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten mit einem $t-2$ -Versatz in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, sieht das Modell gemäß der geübten Regulierungspraxis eine Aufzinsung der auf das Investitionsbudget entfallenden Kapitalkosten in Höhe (Potenz) des gegebenen Zeitverzugs vor (vgl. Formel [103]).

Szenarioannahmen im Base-Case	
REG InvBud	
Anerkennungsfrist	Anerkennungsfähiges Investitionsbudget bis Ende der RegP (max. folgende RegP)
InvBud-Höhe	Zusätzl. 100 Mio. € 2009-13, 100 Mio. € 2014-18, 100 Mio. € 2019-23 (p. a., real)
InvBud-EK-Zins	Verzinsung InvBud-Eigenkapitalanteil entspricht Standardinvestitionen (9,29 %)
InvBud-EKQ-Cap	Deckelung max. EKQ für InvBud (analog Standardinvestitions-EKQ II-Annahme) bei 40 %
Finanzierungsquoten	Fremdfinanzierung von InvBud-NeuInvest wie Standardinvestitionen (60 % FK bzw. 40 % EK)
InvBud-Zins-Cap	Keine FK-Cap für Investitionsbudget
InvBud-Zeitversatz	ARegV: InvBud-Zeitversatz entspricht KA_dnb-Annahme (t-2)
Aufzinsungsfaktor	Aufzinsung wird mit bereinigtem und gewichtetem regulierten EK-Zinssatz

Tabelle 24: Szenarioannahmen zum Investitionsbudget

Quelle: Eigene Darstellung.

Im Hinblick auf die in der De-facto-Unternehmensrechnung tatsächlich durchsetzbaren Effizienzsteigerungen unterstellt das Ausgangsszenario ein Kostensenkungspotenzial in Höhe der impliziten Auflage aus sektoralen und individuellen Effizienzsteigerungsvorgaben. Hingewiesen sei an dieser Stelle nochmals auf die Annahme, dass sich derartige Effizienzsteigerungen [ES_t^i] innerhalb der GuV-Planung nur auf die „echten“ OPEX, also solche Aufwendungen, die nicht bilanziell determiniert sind, beziehen (vgl. Kapitel 5.2.1).¹¹³

¹¹³ Neben der GuV-seitigen Berücksichtigung des Effizienzsteigerungsfaktors wird dieser auch auf das für die Höhe der Abschreibungen ursächliche Investitionsvolumen angewendet.

Bei Zugrundelegung der Formel [53] ergibt sich beim angenommenen individuellen Effizienzwert von 90 % für die erste Regulierungsperiode eine Effizienzsteigerungsrate in Höhe von rund 2,3 %.

$$[167] \quad ES_t^{\text{RegP1}} = 0,0125 - \left(0,9^{\frac{1}{10}} - 1 \right) \approx 2,3\%$$

Durch den geringeren (schneller wirkenden) Verteilfaktor sowie den höheren Produktivitätsfaktor in der zweiten Regulierungsperiode ergibt sich *ceteris paribus* für die Jahre 2014 bis 2018 ein Wert von rund 3,6 %.

$$[168] \quad ES_t^{\text{RegP2}} = 0,015 - \left(0,9^{\frac{1}{5}} - 1 \right) \approx 3,6\%$$

Sobald ab der dritten Regulierungsperiode ein Effizienzwert von 100 % angenommen wird, reduziert sich die gesamte Effizienzsteigerungsrate alleinig auf den Produktivitätsfaktor in Höhe von dann 1,5 %.

$$[169] \quad ES_t^{\text{RegP3}} = 0,015 - \left(1,0^{\frac{1}{5}} - 1 \right) = 0,015 - (1 - 1) = 1,5\% = PF_t^{\text{RegP3}}$$

Analog zur Herangehensweise bezüglich der Lohn- bzw. allgemeinen Kostenentwicklung wird bei der Ist-GuV-Fortschreibung davon ausgegangen, dass sich die Lohnkosten im gleichen Maße reduzieren lassen, wie dies bei den sonstigen „echten“ OPEX der Fall ist. Aufgrund der Annahme des Regulierers, dass die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile seitens des Netzbetreibers *de facto* nicht veränderbar sind, unterstellt das Ausgangsszenario keinerlei Effizienzsteigerungen bei den derart kategorisierten Kostenpositionen.

Der Base-Case sieht zudem vor, dass sich das Unternehmen tatsächlich zu den vom Regulierer veranschlagten Fremdkapitalzinsen (Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten) refinanzieren kann. Die angenommene Verzinsung der liquiden Mittel liegt bei rund 2,7 % und orientiert sich damit am 10-Jahres-Durchschnittszinssatz des Euribor mit 1-wöchiger Laufzeit.¹¹⁴

¹¹⁴ Quelle Capital IQ, Stand 29.10.2010.

Aufgrund des anspruchsvollen Investitionsprogramms insbesondere der ersten drei Regulierungsperioden wird in der Modellphase 0 und 1 (also bis einschließlich 2018) keine Ausschüttung an Eigenkapitalgeber vorgenommen. Ansonsten orientiert sich die Ausschüttungspolitik des Netzbetreibers im Base-Case neben dem Insolvenz-sicherungsmechanismus [$ISQ_t = 20\%$] am Vorjahresniveau des betriebsnotwendigen Eigenkapitals. Dividendenzahlungen an die Eigenkapitalgeber sind demnach nur für den Fall vorgesehen, in dem die optimale (maximal anererkennungsfähige) Eigenkapitalquote zuvor erreicht wurde [$ZEQ_t = 40\%$].¹¹⁵ Eine absolute Veränderung des bilanziellen Eigenkapitals tritt also nur bei Jahresfehlbeträgen (Reduktion des Eigenkapitals) oder durch Thesaurierung von Jahresüberschüssen (Anhebung des Eigenkapitals) auf. Dieser Tatsache liegt die Annahme zugrunde, dass der Jahresüberschuss grundsätzlich die Ausschüttungsobergrenze darstellt (Coenenberg/Haller/Schultze 2009: 19), zusätzliche Sonderausschüttungen sieht das Modell auch in Phasen erhöhter Liquidität nicht vor.

Szenarioannahmen im Base-Case	
IST GuV	
Effizienzsteigerung	Effizienzsteigerung ab 2009 i. H. v. sektoraler plus individ. Effizienzaufgaben (PF / ϵ)
Lohnkostensenkung	Lohnkosteneinsparung ab 2009 i. H. v. sektoraler plus individ. Effizienzaufgaben (PF / ϵ)
KA_dnb-Senkung	Kein KA_dnb-Effizienzsteigerungspotenzial (0 % des sonstigen Potenzials)
De-facto-FK-Kosten	Realisierbare Fremdfinanzierungskosten i. H. v. 4,23 % (regulierter Cap)
Kassen-Verzinsung	Realisierbare Verzinsung liquider Mittel liegt bei 2,72 % (10-J.-Ø Euribor / 1w)
Ausschüttungssperre	Grundsätzlich keine Ausschüttungen bis einschließlich RegP 2
Dividendenpolitik	Ausschüttung nur bei Erreichung der Reg-BEK II Vorjahresquote i. H. v. 40 %
Insolvenz-sicherung	Ausschüttungen nur bei Überschreitung der bilanziellen Vorjahres-EKQ i. H. v. 20 %

Tabelle 25: Szenarioannahmen zur Ist-Gewinn-und-Verlust-Rechnung

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Gesamtheit der erläuterten Annahmen wird im Rahmen der später zum Gegenstand erklärten Sensitivitätsanalysen beibehalten und nur in Bezug auf die ausdrücklich benannten Parametereinstellungen fallweise angepasst bzw. sensitiviert.

5.2.3 Bezugs- und Auswertungsgrößen

Nachdem sich verschiedene Studien (z. B. Frontier Economics 2008, Hern/Haug 2008: 2–4) und nicht zuletzt der umfangreiche Konsultationsprozess der BNetzA (BNetzA 2008: 2) bereits intensiv mit der Höhe des kalkulatorischen Eigenkapitalzins-

¹¹⁵ Die Bezugnahme auf die jeweiligen Vorjahresgrößen wurde gewählt, um weitere rechnerische Iterationen innerhalb des Modells zu vermeiden, da bei zeitgleicher Betrachtung die Ausschüttungen jeweils die Eigenkapitalquote und die Eigenkapitalquote die Ausschüttungen bedingen würden.

satzes beschäftigt haben, bleibt eine weitergehende Analyse der Zusammensetzung und „absoluten“ Prozenzhöhe des vom Regulierer vorgegebenen Eigenkapital-Verzinsungsanspruchs bewusst aus.

Die Frage nach der grundsätzlichen Höhe und der Angemessenheit dieser Größe ist unbestrittenermaßen von besonderer Bedeutung, jedoch ist es aus unternehmerischer Sicht gleichermaßen von Interesse, ob die zugestandene Vergütung in entsprechender Höhe und mit ausreichender Verlässlichkeit *de facto* erreicht werden kann. Denn neben den industrieimmanenten Risikodeterminanten rücken im Falle staatlich beaufsichtigter Bereiche regulierungsbedingte Risikoaspekte in das Kalkül zur Beurteilung adäquater Verzinsungsansprüche und damit verbundener Investitionsanreize (Pedell/Rötzel 2010: 38). Derartige Regulierungsrisiken bestehen in zweierlei Hinsicht. Zum einen können Risiken durch Unwägbarkeiten innerhalb des kodifizierten Regulierungsregimes entstehen, zum anderen gehen Unsicherheiten von potenziellen Änderungen der Regeln oder deren Auslegung aus (Pedell 2007: 32).

Naturgemäß ist das Anpassungsbedürfnis jüngerer Regulierungsansätze höher, als dies bei etablierten Systemen der Fall ist (Pedell/Rötzel 2010: 38, Stichwort „Trial and Error“, Weber/Schober 2006: 11). Daher kann auch für die zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit laufende *erste* Regulierungsperiode der deutschen Anreizregulierung konstatiert werden, dass der maßgebliche ordnungspolitische Rahmen – zumindest bis weit in das Jahr 2010 hinein – einem stetigen Wandel unterliegt. Eine Analyse etwaiger zukünftiger Änderungen der ausschlaggebenden Gesetzes- oder Verordnungstexte würde aber einem „Blick in die Glaskugel“ gleichen. Aus diesem Grund beschränkt sich die hier gegenständliche Analyse auf einen Soll-Ist-Abgleich der laut StromNEV risiko-adäquaten und netzbetriebsspezifischen kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung (§ 7 Abs. 4 Satz 1 StromNEV) und damit den möglichen Renditerisiken aus Unwägbarkeiten innerhalb des bis dato kodifizierten Regulierungsregimes.

Bei der Analyse der Modellergebnisse stehen zwei Größen einander gegenüber: die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung [s_t^{reg}] sowie die auf Basis der tatsächlich eintretenden Ergebnisse errechnete De-facto-Eigenkapitalrendite [s_t^{ist}].

In Bezug auf den kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz ist die letztendliche Prozenzhöhe aufgrund der voneinander abweichenden Bemessungsgrundlagen (nominal/real) bekanntlich zwischen Alt- und Neuanlagevermögen zu unterscheiden (vgl. Kapitel 4.3.2.3). Da die Differenz lediglich eine andersgeartete Berücksichtigung der Geldwertentwicklung widerspiegelt (vgl. Formel [85]) und die regulatorische Größe mit der nominalen De-facto-Eigenkapitalrendite (vgl. Formel [120]) verglichen werden soll, wird der

kalkulatorische Neuanlagen-Zinssatz in Höhe von 9,29 % (vor Körperschaftsteuer und Solidaritätszuschlag) der Analyse zugrunde gelegt. Weil steuerliche Aspekte die Analyse der reinen Regulierungsarithmetik nicht verzerren sollen, wird sowohl im Fall der kalkulatorischen Größen als auch der tatsächlich beobachtbaren Ist-Renditen auf Vorsteuergrößen (EBT) abgestellt. Der Vergleichswert ergibt sich somit durch eine pauschale Bereinigung um den Gewerbesteueranteil (Mierzwa 2009: 110).¹¹⁶

$$[170] \quad s_t^{EBT,reg} = \frac{s_t^{NeuAV,reg} \cdot (1 - \text{taxrate}^{KSt})}{1 - (\text{taxrate}^{KSt} + \text{taxrate}^{GewSt})}$$

Setzt man die Werte für die Neuanlagenverzinsung sowie die Körperschaftsteuer- (inkl. Solidaritätszuschlag) und Gewerbesteuersätze ein, so erhält man folgende Vorsteuergröße:

$$[171] \quad s_t^{EBT,reg} = \frac{9,29\% \cdot (1 - 15,825\%)}{1 - 15,825\% - 3,5\% \cdot 400\%} = 11,14\% = s_t^{NEV,reg}$$

Ist im Rahmen der folgenden Analysen keine weitergehende Eingrenzung vorgenommen worden, bezieht sich die regulatorisch (kalkulatorisch) zugestandene Soll-Eigenkapitalrendite auf die Vorsteuergröße [$s_t^{EBT,reg} = s_t^{NEV,reg} := s_t^{reg}$]. Analog wird hinsichtlich der Ist-Größen auf das Vorsteuerergebnis (EBT) abgestellt.

$$[172] \quad s_t^{EBT,ist} = \frac{S_t^{EBT,ist}}{EK_t^{avg,ist}} = s_t^{ist}$$

Dabei gilt für die folgenden Ausführungen gleichermaßen, dass sich die Ist-Eigenkapitalrendite im weiteren Gebrauch grundsätzlich auf die Vorsteuergröße bezieht, sodass gilt $s_t^{EBT,ist} := s_t^{ist}$.

Insbesondere zwecks grafischer Auswertungen wird vereinzelt zusätzlich eine Art Zwischengröße der beiden Zinsniveaus eingeführt, die die erzielbare Rendite unter alleiniger Anwendung der kalkulatorischen Eigenkapitalzins-Berechnungsarithmetik (Cost-Plus) abbildet [s_t^{C+}], ohne dabei die gesamte Erlösobergrenzen-Formel (EO-

¹¹⁶ Eine *pauschale* Bereinigung findet in dem Sinne statt, dass der Gewerbesteueranteil in der Erlösobergrenze eigentlich als eigener Kostenblock behandelt wird und somit für die Eigenkapitalverzinsung nicht unmittelbar relevant ist (vgl. Kapitel 4.3.2.3). Da die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung seitens der BNetzA mittels einer Nachsteuergröße hergeleitet wurde (BNetzA 2008: 45), muss auch bei der Ermittlung des Vorsteuer-Zinssatzes der „Umweg“ über die Nachsteuergröße gemacht werden (vgl. Formel [170]).

Formel) durchlaufen zu haben. Grund hierfür ist, dass bereits aus der kalkulatorischen Feststellung der Eigenkapitalkosten erste Effekte resultieren (z. B. durch die Limitierung der Eigenkapitalquoten oder die kalkulatorische Gewerbesteuerberechnung), die zu einer Abweichung von der eigentlichen Soll-Rendite $s_t^{NEV,reg}$ bzw. s_t^{reg} führen.

Schließlich wird für jedes berechnete Szenario die Rendite über den gesamten Modellhorizont (2009–2078) berechnet und der regulatorischen Sollvorgabe gegenübergestellt. Da sich dadurch eine recht unübersichtliche Anzahl von Einzelrenditen ergibt, die zusätzlich im Zeitablauf teilweise deutlichen Schwankungen unterliegen, wird der Analysemaßstab für den Kenngrößenüberblick auf zwei Größen verdichtet:

- die interne Verzinsung einer Fiktivanlage und
- die Standardabweichung der Ist-Renditen.

Die interne Verzinsung (einer Fiktivanlage) beruht auf der Annahme, dass in eine Anlage $[A_t]$ mit dem Nennwert von 1 investiert wird und diese sich jeweils in Höhe der einzelnen jährlich feststellbaren Renditen $[s_t^{ist}]$ verzinst.

$$[173] \quad A_{t=0} = 1$$

$$[174] \quad A_{t=1} = A_{t=0} \cdot (1 + s_{t=1}^{ist}), \dots, A_{t=T} = A_{t=T-1} \cdot (1 + s_{t=T}^{ist})$$

Bei Zugrundelegung eines beliebigen Betrachtungshorizonts bzw. der endgültigen Haltedauer $[T]$ lässt sich durch die Auflösung nach dem Exponenten eine Renditegröße ableiten, die den Zinseszinsseffekt berücksichtigt.

$$[175] \quad s_t^{IRR} = \left(\frac{A_{t=T}}{A_{t=0}} \right)^{\frac{1}{T}} - 1$$

Die daraus resultierende Ergebnisgröße $s_{t,T}^{IRR}$ stellt somit eine gewichtete durchschnittliche Verzinsung in Form eines internen Zinsfußes (Internal Rate of Return bzw. IRR) der Anlage zwischen den Zeitpunkten t und T dar (Brigham/Houston 2009: 346–347). Da sich auf diese Weise zwischenzeitliche Renditeausschläge und teilweise Negativrenditen nicht in der Gesamtheit abbilden lassen, wird in wesentlichen Fällen auf derartige Renditeverläufe im Detail eingegangen.

Die zum Ziel erklärten Investitionsanreize lassen sich nicht ausschließlich in Abhängigkeit von der (durchschnittlich) erzielbaren Rendite unterstellen. Denn neben einem angemessenen Renditeniveau zählt für einen potenziellen Investor insbesondere die Verlässlichkeit (Fehlbarkeit) der erzielbaren Verzinsungen des eingesetzten Kapitals. Aus diesem Grund wird neben der internen Verzinsung die Standardabweichung der

Ist-Renditen $[\sigma_{t,T}^s]$ über den Zeitablauf hinweg betrachtet. Die Standardabweichung wird auf gewohntem Weg als Wurzel aus der Varianz der einzelnen Ist-Renditen zwischen den Zeitpunkten t und T berechnet.

$$[176] \quad \sigma_{t,T}^s = \sqrt{\text{Var}(s_{t,T}^{\text{ist}})}$$

Anhand der internen Verzinsung in Verbindung mit der Standardabweichung der Einzelrenditen soll nicht nur ein „greifbarer“ Analysemaßstab, sondern auch ein grundsätzliches Investitionsrational potenzieller Kapitalgeber abgebildet werden. Die beiden Größen lassen sich natürlich für einzelne Teilperioden des Modells betrachten und interpretieren. Wird im Folgenden diesbezüglich keine genauere Abgrenzung vorgenommen, beziehen sich Einzelnennungen standardmäßig auf das Gesamtspektrum der berechneten Werte von 2009–2078.

5.3 Szenarienanalyse

Im Rahmen der Systemanalyse wird im ersten Abschnitt durch eine genauere Betrachtung des Ausgangsszenarios bzw. „Base-Case“ auf die grundsätzlichen Erkenntnisse eingegangen (vgl. Kapitel 5.3.1), bevor im zweiten Abschnitt dieses Kapitels (vgl. Kapitel 5.3.2) einzelne Parameter auf ihre individuelle Wirkweise hin untersucht werden.

5.3.1 Betrachtung des Ausgangsszenarios (Base-Case)

Das zunächst betrachtete Ausgangsszenario basiert auf der Gesamtheit der Annahmen, die in den Kapiteln 5.2.1 und 5.2.2 beschrieben wurden. Wesentlicher Bestandteil der dort genannten Prämissen ist die Planung des Anlagevermögens, da hierdurch ein bestimmender Anteil der Eigenkapitalverzinsungsbasis *BEK II* determiniert wird.

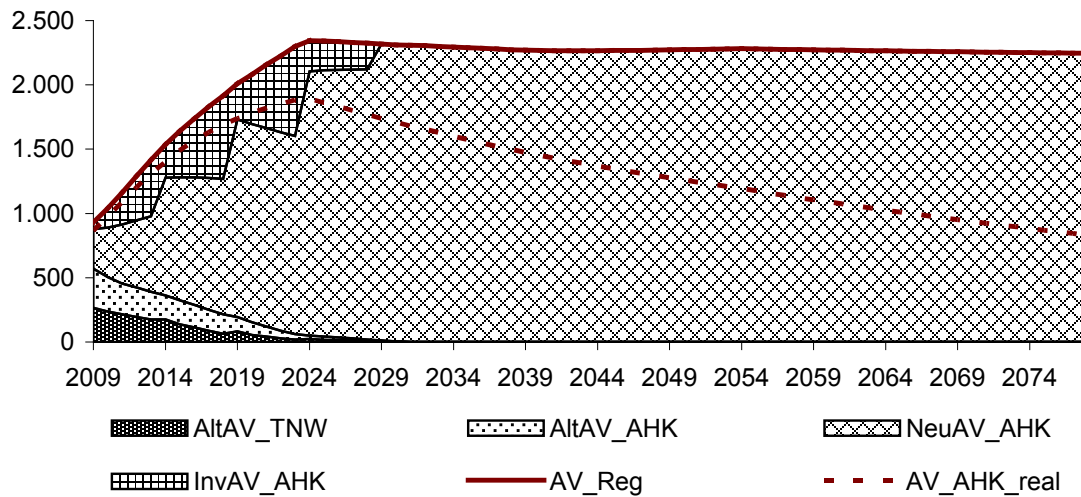
Die Berechnungsweise des Altanlagevermögens orientiert sich an den Gewichtungen nach eigenkapitalfinanzierten Tagesneuwerten und fremdkapitalfinanzierten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (vgl. Tabelle 7, Kapitel 4.3.2.3). Durch die Annahmen zur grundsätzlichen Nutzungsdauer sowie den verbleibenden Restnutzungsdauern des per 31.12.2005 festgestellten Anlagenbestandes nimmt der Einfluss des Altanlagevermögens bis ins Jahr 2030 ab (vgl. Tabelle 26). Entsprechend endet an dieser Stelle die Maßgabe der kalkulatorischen Tagesneuwertberechnungen und damit der gesonderten Berücksichtigung der *BEK I*-Deckelung.

Kompensiert wird der abnehmende Anteil des Altanlagevermögens durch Neuinvestitionen. Diese Investitionen sind fortan Bestandteil des Neuanlagevermögens, das in

Höhe der (abgeschriebenen) Anschaffungs- und Herstellungskosten in die Berechnungen einfließt. Deutlich wird anhand Tabelle 26 besonders der Einfluss sowie die Berücksichtigungsweise des Investitionsbudgets. Die Treppenform des Beitrags aus Investitionsbudgets ergibt sich aufgrund der Tatsache, dass die gesondert behandelten Investitionsbudgetbeträge jeweils per Ende der einzelnen Regulierungsperioden – mit Ausnahme derer, die nach dem relevanten Basisjahr geltend gemacht werden – in das Standardbudget umgegliedert werden. Der letzte anerkennungsfähige Investitionsbudgetanteil in der Zeit von 2024 bis 2028 stellt insofern ausschließlich den überbleibenden Ausnahmeanteil der Vorperiode (2019 bis 2023) dar.

Kalkulatorisches und Ist-Anlagevermögen (Base-Case)

Bestandteile nach (gewichtetem) AltAV, NeuAV und Investitionsbudget



Hinweis: Angaben in Mio. €

Tabelle 26: Zusammensetzung kalkulatorisches Anlagevermögen (Base-Case)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die anfänglich treppenähnlichen Verläufe des reinen Neuanlagevermögens (exklusive Investitionsbudget) verdeutlichen, dass diesbezüglich kein reales Wachstum geplant ist und sich vielmehr sogar leichte Rückgänge durch die angenommenen Effizienzsteigerungen ergeben. Die Optimierung des Anlagevermögens (durch reduzierte CAPEX) ist erforderlich, um zumindest langfristig das Abschreibungsniveau an die regulatorischen Effizienzsteigerungsaufgaben heranzuführen.

Die gesamte Zunahme des kalkulatorischen Anlagevermögens in den ersten drei Regulierungsperioden ist daher ausschließlich durch Investitionsbudgetbeträge getrieben, die nach Ablauf der Anerkennungsfrist in das Standardbudget umgegliedert werden. Als Umkehrschluss der inflations- und effizienzgetriebenen Reinvestitionsquote (vgl. Formel [55]) verharrt das nominale Niveau, wie Tabelle 26 verdeutlicht, ab der

vierten Regulierungsperiode (2024) auf weitgehend konstanter Höhe. Dieser Verlauf entspricht den Erwartungen bei langfristig nahezu identischer Inflations- (1,45 %) und Produktivitätssteigerungsrate (1,5 %).¹¹⁷ Bei realer Betrachtung des kalkulatorischen Anlagevermögens reduziert sich Selbiges im Umkehrschluss durch den Produktivitätsgewinn.

Wesentlicher Treiber der Entwicklung des Anlagevermögens sind freilich auch die kalkulatorischen und bilanziellen Nutzungsdauern. Gemäß der Annahme, dass die bilanziellen Nutzungsdauern 90 % der kalkulatorischen Größen betragen (vgl. Tabelle 27), ergibt sich für die regulierungsseitig anerkannten Abschreibungen eine durchschnittliche Nutzungsdauer von 30 Jahren, aus bilanzieller Perspektive beträgt die durchschnittliche Nutzungsdauer demnach 27 Jahre.

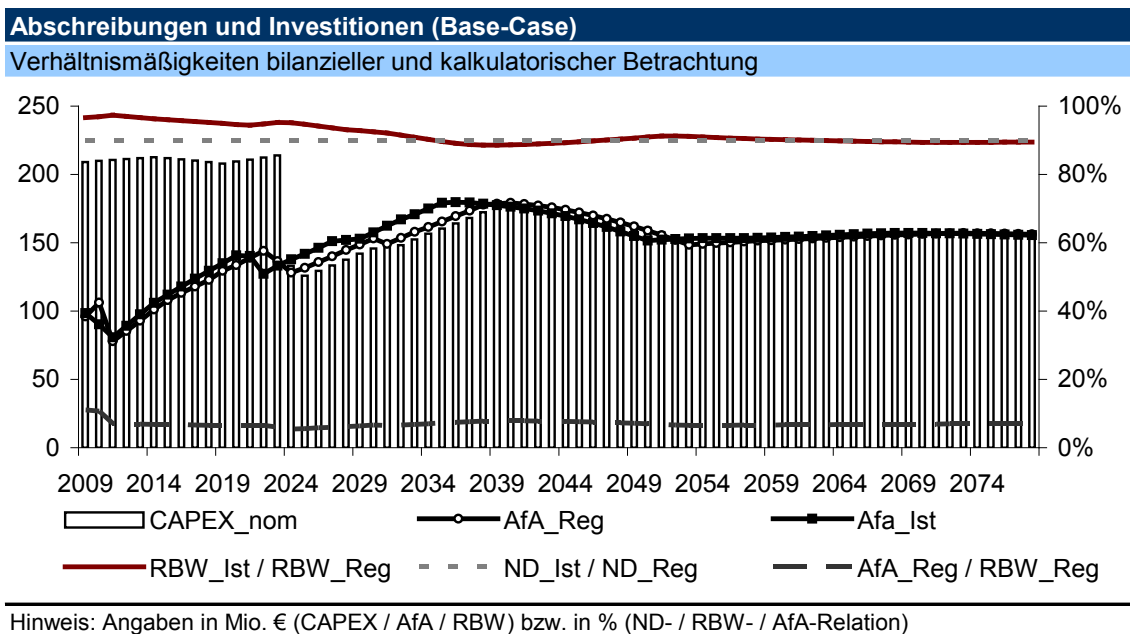


Tabelle 27: Bilanzrelationen und Abschreibungsverläufe (Base-Case)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Aufgrund des bereits geschilderten Einwirkens des Altanlagevermögens und der damit verbundenen kalkulatorischen Abschreibungs-Mischkalkulationen unterliegt der Gesamtbetrag der kalkulatorisch ansatzfähigen Abschreibungen bis ins Jahr 2030 noch einzelnen kleineren Verwerfungen (vgl. Tabelle 27). Ein klareres Bild der Abschreibungsverläufe ergibt sich bereits ab dem Jahr 2021, da in der Ist-Betrachtung bis dahin

¹¹⁷ Der Effizienzwert wird ab der dritten Regulierungsperiode als 100 % angenommen, die daraus resultierenden implizierten individuellen Effizienzauflagen sind daher 0 %.

weite Teile der vor 2006 aktivierten Altanlagen (Assetklassen I bis III) aus dem bilanziellen Anlagevermögen fallen.

Tabelle 27 verdeutlicht zudem die Effekte der unterschiedlichen Nutzungsdauerannahmen. Zum einen wird erkennbar, wie aus bilanzieller Sicht die Abschreibungsbeträge des Anlagevermögens früher aus den Berechnungen fallen. Zum anderen liegt das Niveau der Ist-Abschreibungen anfänglich grundsätzlich oberhalb des kalkulatorischen Betrags, flacht dann (durch die kürzere Nutzungsdauer) aber früher ab. Mit dem Moment, in dem das Verhältnis der unterschiedlichen Restbuchwerte dem Nutzungsdauerunterschied entspricht (im dargestellten Base-Case Mitte der 2050er-Jahre), pendeln sich die regulierte und die Ist-Abschreibung hinsichtlich ihrer absoluten Höhe auf einem nahezu identischen Niveau ein.

Der Zeitraum zwischen 2024 und 2054 stellt in Bezug auf die Abschreibungen einen Übergangszeitraum dar, der von Ausläufern der ursprünglichen Investitionsbudgetbeträge geprägt ist. Bis einschließlich 2023 wird das Investitionsbudget noch mit der beschriebenen Sonderbehandlung in einer bilanziellen Parallelplanung geführt, die der Rolle als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenposition geschuldet ist. Mit der Umgliederung des Investitionsbudgets in das Standardbudget ab 2024 (bzw. spätestens 2029) unterliegen die Abschreibungen und damit auch die Reinvestitionen den gleichen Effizienzsteigerungspflichten wie das restliche Anlagevermögen.

Unter Berücksichtigung der durchschnittlichen regulatorischen Nutzungsdauer des Investitionsbudgets von 30 Jahren und einer erstmaligen Aktivierung im Jahr 2009 lässt sich ableiten, dass die ersten Investitionsbudget-Anlagegüter 2038, die letzten (in 2023 aktivierten Investitionsbudgets) schließlich im Jahr 2052 aus dem Anlagevermögen fallen. Zwischen 2024 und 2052 werden somit alte, konstante Abschreibungen aus genehmigten Investitionsbudgets sukzessive durch neue effizienzgesteigerte Standardbudget-Reinvestitionen (Abschreibungen) ersetzt. Ab 2038 (Ende der Nutzungsdauer des ersten Investitionsbudget-Anlagengutes) sinkt das absolute Abschreibungsniveau, da die aus der Betrachtung fallenden historischen Abschreibungen schließlich größer sind als die Summe der optimierten neu hinzukommenden Abschreibungen. Mit dem vollständigen Ausscheiden der ursprünglichen Investitionsbudget-Abschreibungen verbleiben die Abschreibungen schließlich ab der 10. Regulierungsperiode (2054) auf einem weitgehend konstanten Niveau (vgl. Tabelle 27).

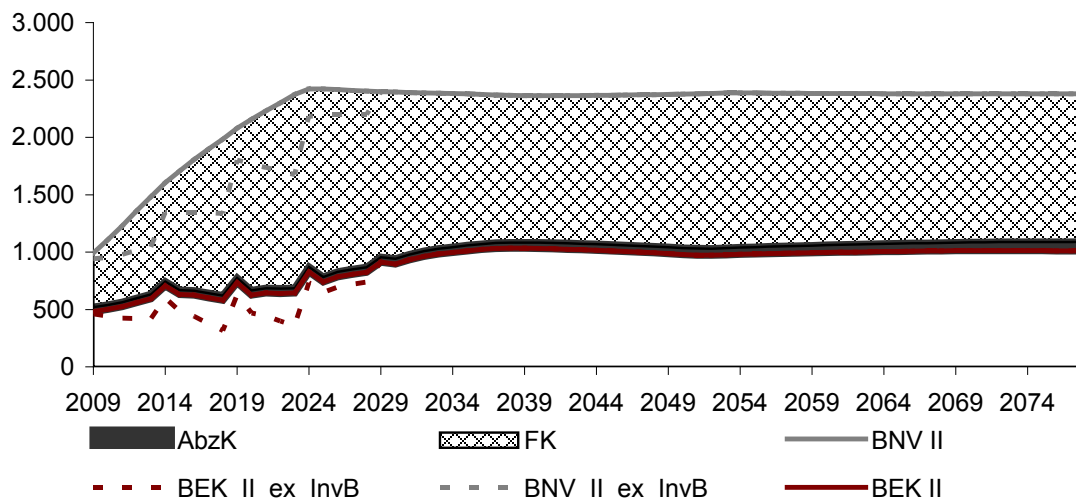
Anhand Tabelle 27 wird die Einstellung eines abschreibungsbasierten Reinvestitionsniveaus ab 2024 verdeutlicht. Bezugsgrößen sind dabei die regulatorischen

(kalkulatorischen) Gesamtabschreibungsbeträge, die langfristig aufgrund der nahezu identischen Inflations- und Produktivitätssteigerungsrate (1,45 % bzw. 1,5 %) im Base-Case zu einem nahezu konstanten nominalen CAPEX-Niveau führen.

Betrachtet man die Passivseite der kalkulatorischen Bilanz, so spiegelt sich das Profil des kalkulatorischen Anlagevermögens wider (vgl. Tabelle 28). Das sich in seiner Höhe nur durch einen marginalen Beitrag des Umlaufvermögens von Tabelle 26 unterscheidende Niveau des betriebsnotwendigen Vermögens *BNV II* zeigt eine gleichermaßen deutliche Steigung bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode.

Herleitung Verzinsungsbasis (Base-Case)

Betriebsnotwendiges Vermögen und Eigenkapital II



Hinweis: Angaben in Mio. €

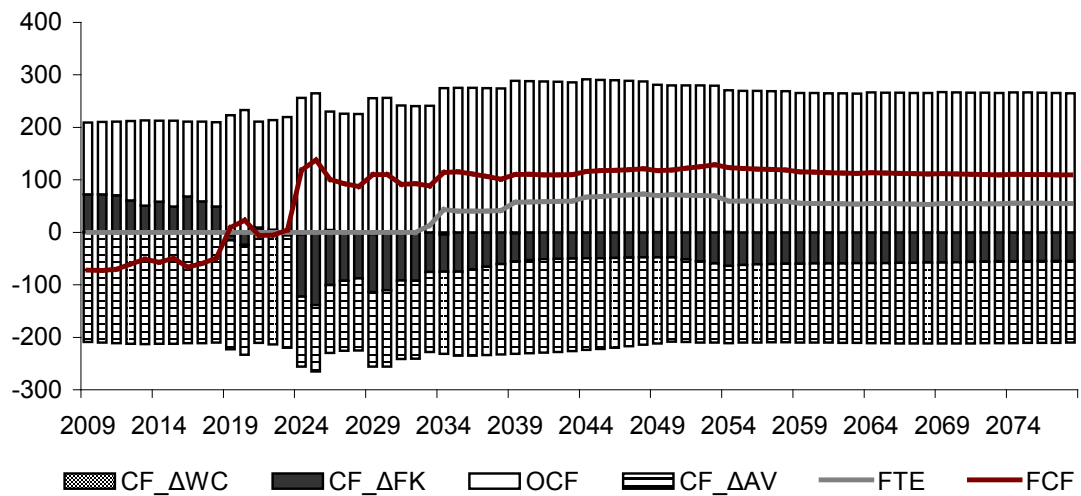
Tabelle 28: Betriebsnotwendiges Vermögen und Eigenkapital (Base-Case)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Grundsätzlich werden sämtliche Investitionen in einem ersten Schritt 60 % fremdkapitalfinanziert. Reichen die positiven Zahlungsströme (und liquiden Mittel) am Ende des jeweiligen Jahres nicht zur Deckung des in erster Linie investitions- und working-capital-bedingten (negativen) Cashflow-Bedarfs aus, wird die Unterdeckung (vgl. Free-Cash-Flow-Verläufe, FCF, in Tabelle 29) durch Aufnahme eines entsprechenden Kontokorrentkredits ausgeglichen. Als Resultat lässt sich in Tabelle 28 anhand der unterproportionalen Zunahme der *BEK II* erkennen, dass die nur geringe operative Ertragskraft der ersten Regulierungsperioden dazu veranlasst, weite Teile des Wachstums letzten Endes (zusätzlich) fremd zu finanzieren.

Ist-Cashflows (Base-Case)

Darstellung der Zahlungsströme und Ausschüttungen an Eigenkapitalgeber



Hinweis: Angaben in Mio. €

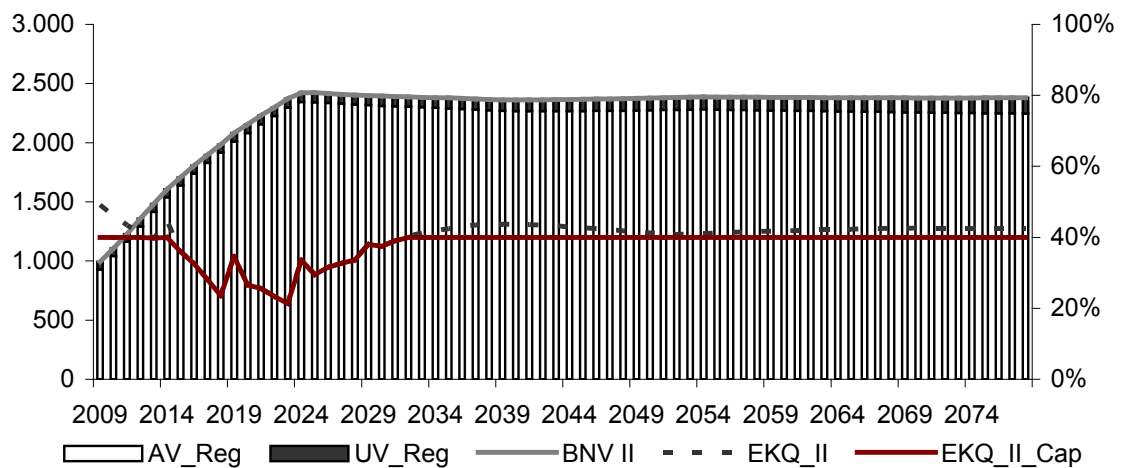
Tabelle 29: Betrachtung der Zahlungsströme (Base-Case)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Deutlicher wird der bilanzielle Effekt der stark investiven Phase bis 2023 auf der Passivseite besonders anhand einer gesonderten Betrachtung der kalkulatorischen Eigenkapitalquoten (vgl. Tabelle 30).

Kalkulatorische Eigenkapitalquoten (Base-Case)

Tatsächliche und gedeckelte EKQ II



Hinweis: Angaben in Mio. € (AV / UV / BNV) und in % (EKQ)

Tabelle 30: Kalkulatorische Eigenkapitalquoten (Base-Case)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Während das fiktive Unternehmen in den ersten Jahren der Modellbetrachtung noch Eigenkapitalbestände aus der Anfangsausstattung (vgl. Kapitel 5.2.2) vorhält, reduziert

sich sowohl absolut (durch Jahresfehlbeträge) als auch relativ (durch Fremdkapitalaufnahmen) die Eigenkapitalquote II bis hin zum Ende der dritten Regulierungsperiode.

Der im Anschluss zu beobachtende Wiederanstieg der Eigenkapitalquote ist alleine durch die im Modell eingestellten Thesaurierungsmechanismen bedingt. Dementsprechend sehen die getroffenen Annahmen Ausschüttungen nur dann vor, wenn die maximal anerkennungsfähige Eigenkapitalquote durch das Unternehmen im Vorjahr ausgeschöpft wurde. Durch diesen Mechanismus wird gleichzeitig erreicht, dass kein überschießendes (und in diesem Fall dann nur fremdkapitalsatzverzinsliches) Eigenkapital gehalten wird. Insofern kann die free-cash-flow-negative Anfangszeit durchaus genutzt werden, um die Kapitalstruktur des Unternehmens im Regulierungssinne zu optimieren.

Die Ist-Kostensituation ist aufgrund der beschriebenen Investitionsprogramme von Anstiegen der Abschreibungen und Fremdkapitalaufwendungen geprägt. Diese Aufwandspositionen sind vom Netzbetreiber im engeren Sinne nicht beeinflussbar (prä-determinierte OPEX).¹¹⁸ Somit stehen im Mittelpunkt der vom Netzbetreiber zu reduzierenden GuV-Positionen die tatsächlichen variablen „echten“ OPEX.

Zwecks Analyse der faktischen Beeinflussbarkeit der gesamten operativen Aufwendungen sei zunächst nochmals darauf verwiesen, dass im Fotojahr 2006 ohnehin 50 % der festgestellten Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar klassifiziert wurden. Da somit keine Effizienzsteigerungen in diesem Bereich vorgesehen sind, erhöht sich der Betrag (Anteil) dieses Kostenblocks durch die zugrunde gelegte Inflationsannahme. Infolgedessen verbleibt zu Beginn des Betrachtungszeitraums nur rund die Hälfte der OPEX als – vom Regulierer – grundsätzlich beeinflussbar kategorisierte Aufwendungen. Doch bezieht man die naturgemäß prä-determinierten OPEX in die Betrachtung mit ein, verbleibt nach Abzug der Abschreibungsbeträge und Zinsaufwendungen (-erträge) innerhalb der Netto-TOTEX ein Anteil der tatsächlichen variablen OPEX von anfänglich nur rund einem Viertel der Gesamtkosten (TOTEX) bzw. der Hälfte der Netto-TOTEX (vgl. Tabelle 31).

Bei Prüfung der realen Verläufe der gesamten Netto-TOTEX (vgl. Tabelle 31) wird deutlich, dass diese nicht die erforderlichen Effizienzsteigerungen (vgl. Formeln [53] und [167]) abbilden. Teilt man zwecks tiefer gehender Analyse die Veränderungen in

¹¹⁸ Im Grunde betreffen diese Aussagen auch die abzuführenden Steuern, da sie als reine Resultante der jeweiligen Ergebnissituation selbstverständlich nicht in der Einflussphäre des Netzbetreibers liegen.

den prädeterminierten Anteil [$TOTEX_{pd,t}^{netto,ist}$] und die tatsächlich beeinflussbaren Kosten [$TOTEX_{var,t}^{netto,ist}$] auf, so zeigt sich, dass die Gesamtveränderung der Netto-TOTEX ein (gewichteter) Mittelwert aus den Raten der prädeterminierten und der variablen Kosten ist (vgl. Tabelle 31).

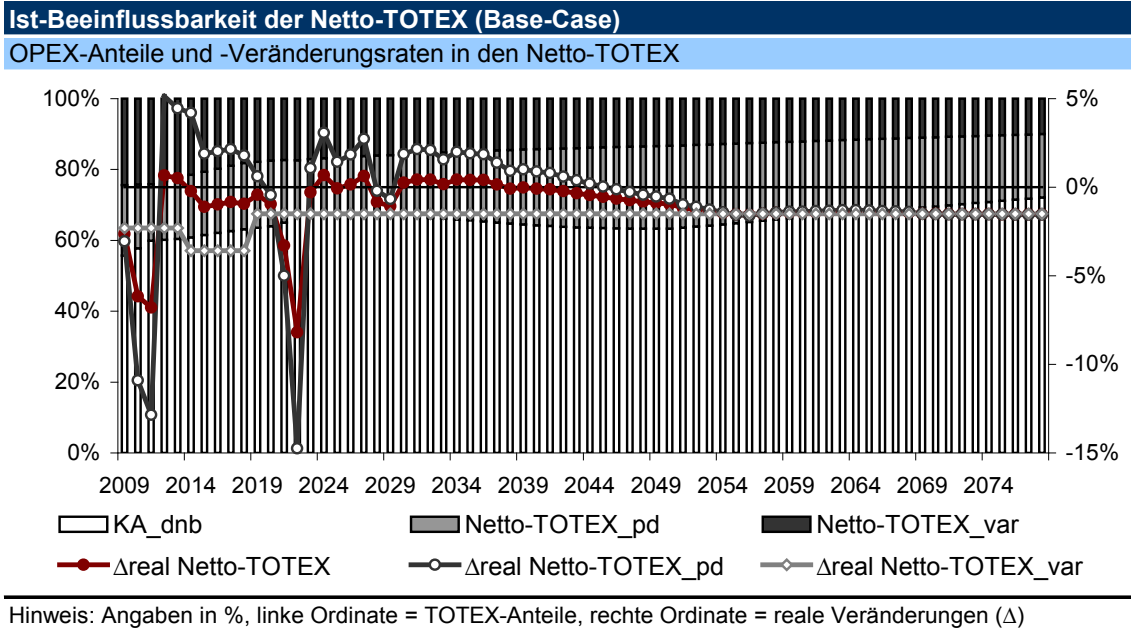


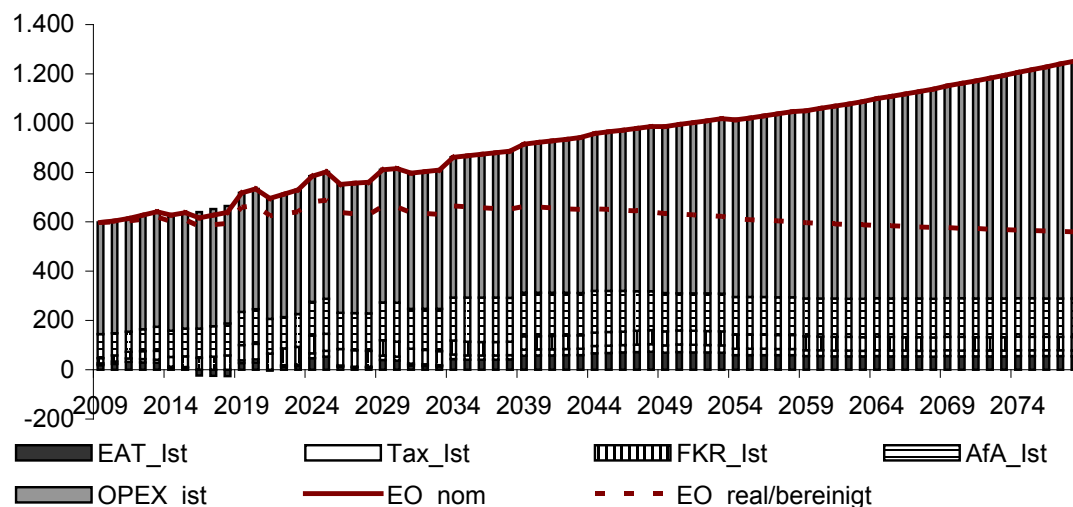
Tabelle 31: Ist-Beeinflussbarkeit der Netto-TOTEX (Base-Case)
 Quelle: Eigene Berechnungen.

Die in Tabelle 31 beobachtbaren Rückgänge der prädeterminierten OPEX in 2011, 2022 und 2029 erklären sich durch die bilanziell endende Nutzungsdauer der unterschiedlichen Altanlagevermögensklassen. Analog zu den bereits erläuterten Abschreibungsverläufen stellt sich eine einheitliche Effizienzsteigerungsrate erst ab Anfang der 2050er-Jahre ein (optimierte Abschreibungen, vgl. Ausführungen zur Tabelle 27).

Gelingt es dem jeweiligen Unternehmen, die gesamten tatsächlichen Kosten derart auszusteuern, dass nach Berücksichtigung der prädeterminierten OPEX und bei gegebenem, regulatorisch limitiertem Umsatzpotenzial freie Erlösbestandteile verbleiben, ergibt sich ein positiver Jahresüberschuss (Earnings after Tax, EAT). Zwar berücksichtigt die vorgegebene Erlösobergrenze einen kostenunabhängigen Ergebnisbeitrag in Form der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, jedoch zeigt Tabelle 32, dass dieses Ertragspolster teilweise nicht ausreicht, um das tatsächlich vorliegende Ist-Aufwandsniveau abzudecken.

Erlösobergrenze vs. Ist-Kosten (Base-Case)

Ist-Kostendeckung und Bestandteile



Hinweis: Angaben in Mio. €

Tabelle 32: Ist-Kostendeckung durch Erlösobergrenze (Base-Case)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Zu beobachten ist bei den kalkulatorisch bestimmten Erlösen, dass in den ersten Jahren jeweils zu Beginn einer jeden Regulierungsperiode ein leichter Ergebnissprung stattfindet, der bis zum Ende der Regulierungsperiode abflacht. Dieser wellenförmige Verlauf ist insbesondere in den Abschnitten zu verzeichnen, in denen Investitionsbudgets der Vorperiode in das Standardbudget umgliedert und durch die EO-Formel fortgeschrieben werden. Nachdem die letzten verbleibenden Investitionsbudget-Kapitalkosten in der fünften Regulierungsperiode (ab 2029) aus der Sonderbehandlung gefallen und in der Folge ins Standardbudget umgliedert sind (vgl. Tabelle 26), flacht das beschriebene Phänomen wieder ab.

Während die Kapitalkosten des noch als solches anererkennungsfähigen Investitionsbudgets (mit entsprechendem Zeitversatz) laufend in der Erlösobergrenze Berücksichtigung finden, bleibt deren Erlöswirksamkeit nach Umgliederung in das Standardbudget in Höhe des Basisjahres vorerst festgeschrieben. Durch die Zuschreibung zum Standardbudget (Netto-TOTEX) sieht die EO-Formel in Bezug auf die vormals gesondert behandelten Kapitalkosten des Investitionsbudgets nun Effizienz- bzw. Produktivitätssteigerungen vor. Da aber insbesondere die prädeternierten OPEX in der Ist-Betrachtung keine nachträglichen Effizienzsteigerungen zulassen, zeigt sich vor allem bei einer genaueren Betrachtung der investitionsintensiveren Anfangsperioden (vgl. Tabelle 33), dass der Ist-Jahresüberschuss – trotz der in Bezug auf die „echten“ OPEX umgesetzten Kostensenkungsaufgaben (vgl. Tabelle 31) – nahezu ungemindert

von den Erlösabsenkungen betroffen ist und ebenfalls in Wellenbewegungen teilweise in den negativen Bereich absinkt (zweite Regulierungsperiode).

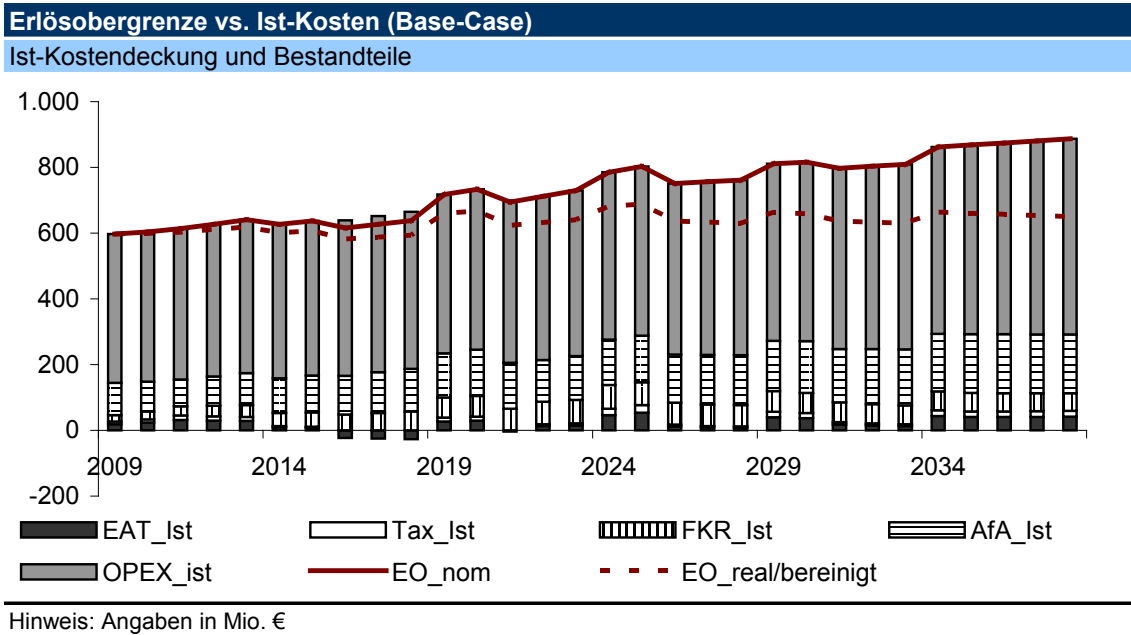
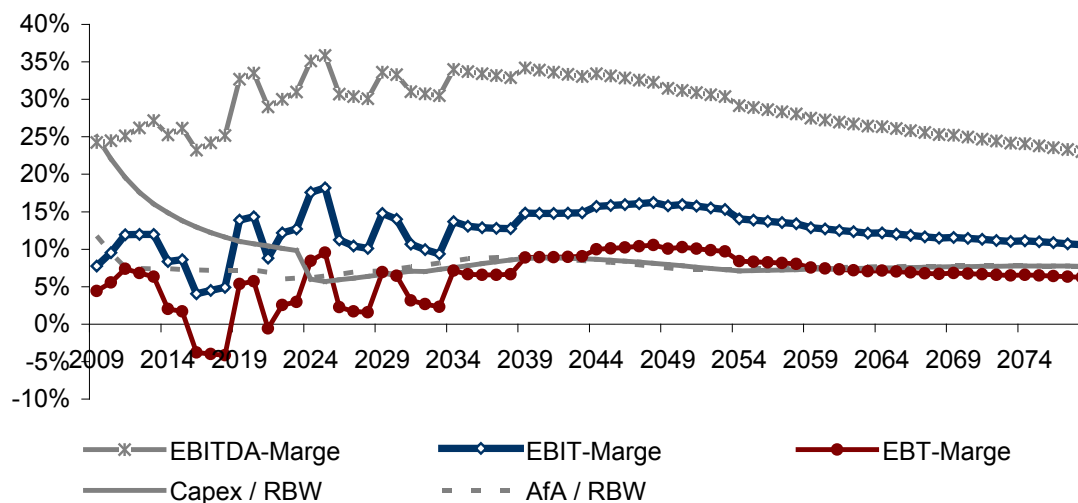


Tabelle 33: Ausschnittweise Betrachtung der Ist-Kostendeckung (Base-Case)
Quelle: Eigene Berechnungen.

Der beschriebene Effekt lässt sich anhand der jeweiligen Margenverläufe der Ist-Ergebnisgrößen nachvollziehen (vgl. Tabelle 34). Deutlich wird dabei, dass sich die Höhe der Ergebnisschwankungen, ausgehend vom Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA), über das Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) hin zum reinen Vorsteuerergebnis (EBT) verstärkt. Dies kann als weiterer Beleg für den bereits erläuterten Ergebniseffekt der prädeteterminierten OPEX gesehen werden. Die Maßgeblichkeit der Beeinflussung durch die prädeteterminierten OPEX wird besonders in den Jahren der siebten und achten Regulierungsperiode (2039 bis 2048) offenbart, in denen die rückläufigen kalkulatorischen Abschreibungen (vgl. Tabelle 27) zu entgegengesetzten Verläufen der Ergebnismargen vor (EBITDA) und nach (EBIT) Abschreibungen führen (vgl. Tabelle 34).

Margen- und Investitionsquoten (Base-Case)

Ergebnismargen und Verhältnismäßigkeiten



Hinweis: Angaben in %

Tabelle 34: Verhältnismäßigkeiten von Bilanz- und Ertragsgrößen (Base-Case)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 34 lässt zudem das bis 2023 im Verhältnis zu den jeweiligen Restbuchwerten durchgehend sehr hohe jährliche Investitionsvolumen (inkl. Investitionsbudget) erkennen, das erst 2024 durch eine nachhaltige Reinvestitionsquote ersetzt wird. Bezieht man die durchschnittliche kalkulatorische Nutzungsdauer von 30 Jahren in die Überlegung mit ein, wirken die verhältnismäßig hohen ursprünglichen Investitionsvolumina bis 2053 auf die regulierten Erlöse (s. a. Tabelle 27). Insofern ist es nicht verwunderlich, dass sich ein weitgehend eingeschwungener Zustand erst in den Regulierungsperioden nach 2054 einstellt (vgl. Tabelle 34). Im stationären Zustand vervollständigt sich die Effizienz steigernde Einflussnahme auf die Investitionen ins (Neu-)Anlagevermögen und deren Wirkung auf die prädeterminierten OPEX, was wiederum zu produktivitätsfaktoradäquaten Abschreibungs- und letztlich Margenverläufen führt.

Als Summe der Ergebniseffekte lassen sich die Ist-Eigenkapitalrenditen ableiten. Tabelle 35 veranschaulicht die für den Base-Case berechneten Ist-Vorsteuer-Verzinsungen von 2009 bis 2078. In Anlehnung an die Erläuterungen im Kapitel 5.2.3 ist die wesentliche Vergleichsgröße die gemäß Netzentgeltverordnung (NEV) vom Regulierer vorgegebene Eigenkapitalrendite, die in Tabelle 35 ebenfalls in der vollständigen Vorsteuerhöhe (11,14 %) ausgewiesen ist.

Wird der Kostenblock der Eigenkapitalverzinsung im Modell kalkulatorisch ermittelt, ergibt sich in den ersten Jahren bereits ein Ergebniseffekt durch die anfängliche Einwirkung der altersabhängigen Berechnungsweisen des Anlagevermögens und durch die

verschiedenen darauf Anwendung findenden Zinssätze. Längerfristig wirkt sich insbesondere die Begrenzung der Eigenkapitalquoten und die Arithmetik zur Herleitung der kalkulatorischen Gewerbesteuer auf die Eigenkapitalrenditen aus. Die Gesamtheit dieser Effekte hat zum Ergebnis, dass die regulatorische Zielrendite von 11,14 % [s_t^{NEV}] vor allen Steuern bereits nach Anwendung der Cost-Plus-Reglementierungen (s_t^{C+} , d. h. vor Anwendung jeglicher Anreizregulierungsmechanismen) bereits nicht mehr erreicht werden kann (vgl. Tabelle 35).

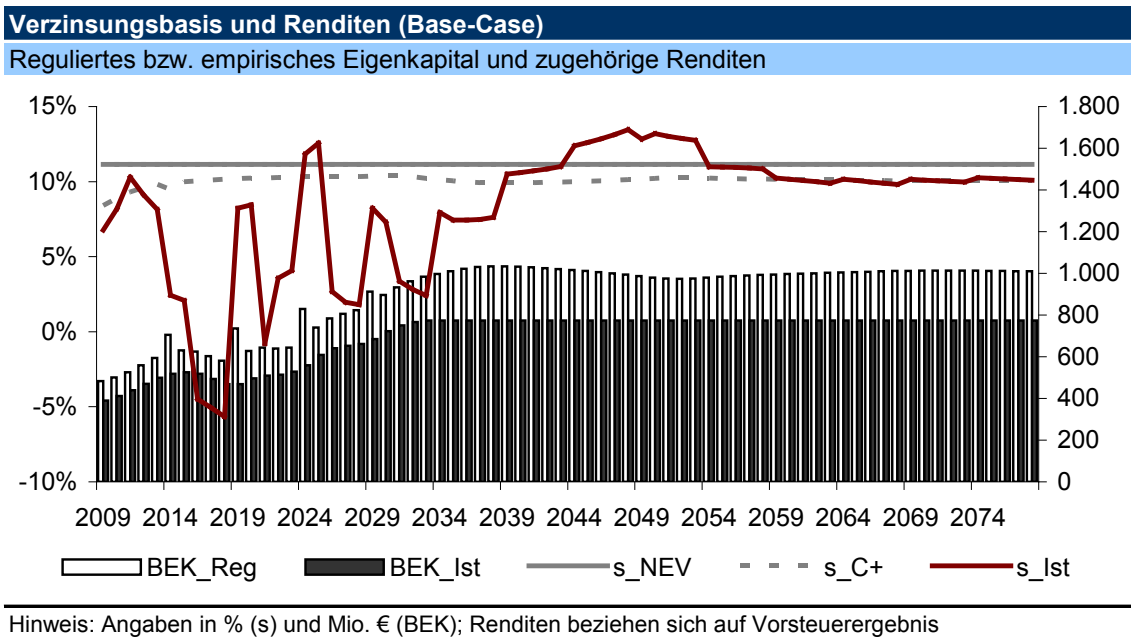


Tabelle 35: Kalkulatorische Eigenkapitalquoten (Base-Case)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die tatsächlich gemessene Eigenkapitalrendite [s_t^{ist}] zeigt vor allem in der ersten Modellhälfte markante regulierungsperiodenabhängige Verläufe. Besonders deutlich atmet die Erlösobergrenze jeweils zu Beginn der stark investiven Regulierungsperioden auf. Dabei kann erneut beobachtet werden, dass in expansiven Regulierungsperioden jeweils gegen Ende hin deutliche Ergebniseinbrüche zu verzeichnen sind. Die Zeitspanne zwischen 2039 und 2054 ist insbesondere aufgrund der beschriebenen Abschreibungsverläufe (vgl. Tabelle 27 und Tabelle 34) von vergleichsweise höheren Ergebnissen mit teilweisen Überrenditen geprägt. An diesen Stellen kann der hohe Anteil prädeterminierter OPEX die anderweitigen Produktivitäts- bzw. Effizienzsteigerungsfaktoren ergebnisseitig gar überkompensieren. Spätestens in den Regulierungsperioden ab 2059 stellt sich die Ist-Eigenkapitalrendite auf ein weitgehend konstantes Niveau ein (vgl. Tabelle 35).

In Summe lässt sich anhand der grafischen Darstellung in Tabelle 35 erkennen, dass sich die tatsächlich erzielbaren Eigenkapitalrenditen zwar langfristig in Richtung des vorgesehenen Niveaus bewegen, die Verzinsung aber besonders in den stark investiven Phasen drastischen Schwankungen unterliegt und dabei in der Regel unterhalb des vorgesehenen Wertes von 11,14 % zurückbleibt. Diese beiden Aussagen lassen sich anhand der in Kapitel 5.2.3 beschriebenen Auswertungskriterien verifizieren (vgl. Tabelle 36). Die mit Abstand geringste durchschnittliche Rendite ist im Zeitraum von 2009 bis 2018 festzustellen. Bezieht man sämtliche bis 2078 berechneten Jahreswerte mit in die Betrachtung ein, so wird im Durchschnitt die Ist-Rendite zwar deutlich angehoben, die Standardabweichung verbleibt jedoch auf einem – im Verhältnis zur Zielrendite – hohen Niveau von deutlich über 4 %.

Phasenweiser Kenngrößenüberblick der Ist-Eigenkapitalrenditen (vor Steuern)								
Wert ab t (↓) bis T (→)		2018	2028	2038	2048	2058	2068	2078
2009	s_IRR (Base)	3,01%	4,17%	4,84%	6,54%	7,59%	8,00%	8,30%
	σ_s (Base)	6,28%	5,46%	4,69%	5,08%	5,03%	4,66%	4,37%
2019	s_IRR (Base)	--	5,35%	5,76%	7,74%	8,77%	9,02%	9,20%
	σ_s (Base)	--	4,54%	3,54%	4,11%	4,01%	3,61%	3,31%
2029	s_IRR (Base)	--	--	6,18%	8,96%	9,94%	9,96%	9,99%
	σ_s (Base)	--	--	2,33%	3,39%	3,14%	2,71%	2,42%
2039	s_IRR_ist (Base)	--	--	--	11,81%	11,87%	11,25%	10,97%
	σ_s (Base)	--	--	--	1,17%	1,09%	1,25%	1,19%
2049	s_IRR_ist (Base)	--	--	--	--	11,93%	10,97%	10,69%
	σ_s (Base)	--	--	--	--	1,06%	1,22%	1,07%
2059	s_IRR_ist (Base)	--	--	--	--	--	10,03%	10,07%
	σ_s (Base)	--	--	--	--	--	0,14%	0,12%
2069	s_IRR_ist (Base)	--	--	--	--	--	--	10,12%
	σ_s (Base)	--	--	--	--	--	--	0,09%

s_IRR = Interne Verzinsung Ist-Renditen, σ_s = Standardabweichung Ist-Renditen

Tabelle 36: Phasenweiser Kenngrößenüberblick (Base-Case)

Quelle: Eigene Berechnungen.

In Abhängigkeit von der Auswahl der Betrachtungshorizonte kann die unmittelbar negative Ergebniswirkung stark investiver Phasen sowie die Lukrativität von Phasen rückgängiger Investitionsmaßnahmen verdeutlicht werden. Unterstellt man bei der Anleihenbetrachtung und der daraus abgeleiteten internen Verzinsung eine Beteiligung an den Netzenditen im Zeitraum nach 2039, lassen sich im Vergleich zur regulatorisch vorgesehenen Sollgröße durchaus Überrenditen mit geringeren Standardabweichungen verwirklichen. Die geringsten Ergebnisschwankungen ergeben sich in der Zeit nach 2059 (vgl. Tabelle 36). Somit lassen sich die vorgegebenen Zielrenditen in annähernder Höhe und vor allem ausreichender Sicherheit (geringster Standardabweichung) erst in den letzten 20 Jahren der Modellbetrachtung erzielen.

5.3.2 Sensitivitäten ausgewählter Modellparameter

Im Rahmen der Vorabanalyse des Base-Case wurde ersichtlich, dass eine starke Ergebniswirkung vom Investitionsverhalten des Netzbetreibers ausgeht. Dennoch sind die im vorangegangenen Kapitel (vgl. Kapitel 5.3.1) ganzheitlich analysierten Effekte auf die Summe der berücksichtigten Einzelparameter zurückzuführen, die ihrerseits eine eigene Regulierungs- bzw. Steuerungswirkung entwickeln können.

Vor diesem Hintergrund wurde im Zuge der eingehenderen Systemanalyse eine Vielzahl von Parametern als Variable abgebildet und einzelnen Sensitivitätsanalysen unterzogen. Tabelle 37 gibt einen Überblick über eine Auswahl der verschiedentlich betrachteten Parameter.

Betrachtungsgegenstand der Sensitivitätsanalysen	
Gesamtübersicht einzelner Parameter	
a) Allgemeiner sektoraler Produktivitätsfaktor (PF)	
b) Individuelle Effizienzwerte (EW)	→
c) Tatsächliche Effizienzsteigerungen (ES)	
<i>Effizienzbezogene Parameter</i>	
a) Zyklische Standardinvestitionen (StI_Zyk)	
b) Zyklische InvBud-Investitionen (InB_Zyk)	
c) InvBud-Anerkennungsfristigkeit (InB_Rec)	→
d) Nutzungsdauer-Unterschiede (AfA_Dif)	
<i>Investive Parameter</i>	
a) Basisjahr-Zeitversatz (BJ_Zv)	
b) VPI-Zeitversatz (VPI_Zv)	
c) KA_dnb-Zeitversatz (Dnb_Zv)	→
d) InvBud-Aufzinsung (InB_Az)	
<i>Zeitversatz-Parameter</i>	
a) EKQ I-Deckelung für TNW/AHK-Berechnung (EQI_Cap)	
b) EKQ II-Deckelung für EK/FK-Gewichtung (EQII_Cap)	
c) Realisierbare Fremdkapitalkosten (FKZ_Cap)	→
d) Gewerbesteuer-Berechnung (GewSt)	
<i>Sonstige regulierte Parameter</i>	

Tabelle 37: Übersicht sensitivierter Parameter

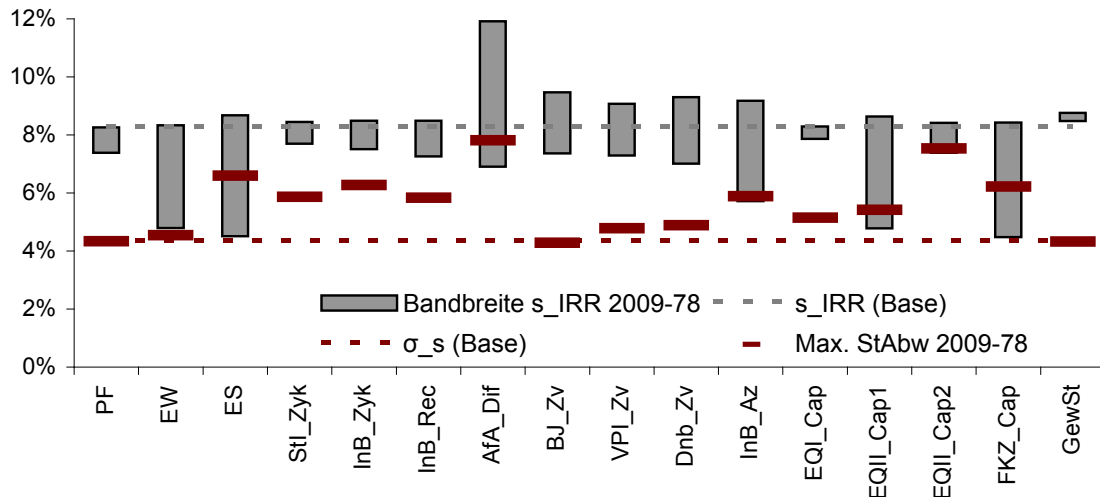
Quelle: Eigene Darstellung.

Szenarien übergreifend kann auch im Rahmen der Sensitivierungen vornehmlich im letzten Drittel des Betrachtungszeitraums ein – auf unterschiedliche Weise – eingeschwungener Zustand beobachtet werden. Eine erhöhte Reagibilität zeigen die Ergebnisse in den Kategorien der Effizienzwerte bzw. Effizienzsteigerungen hinsichtlich investiver Aspekte (wie z. B. Investitionszyklen oder Abschreibungsdauern) bei einzelnen Zeitversätzen der Berücksichtigung verschiedener Eingangsgrößen, aber auch in Bezug auf sonstige Regulierungskriterien (wie z. B. Eigenkapitalquoten- oder Fremdkapitalzinsdeckelungen).

Überblicksartig lassen sich die verschiedenen Ergebnisse der ausgewählten Szenarioberechnungen anhand der in Kapitel 5.2.3 näher erläuterten Auswertungsgrößen in Tabelle 38 darstellen.

Ergebnisübersicht Parameteranalysen

Bandbreiten der internen Verzinsung und Standardabweichungen je sensitiviertem Parameter



Hinweis: Angaben in %

Tabelle 38: Ergebnisindikation Sensitivitätsanalysen

Quelle: Eigene Berechnungen.

Da die in Tabelle 38 dargestellten Ergebnisse nur einen Anfangsverdacht liefern und zudem den gesamten Modellierungshorizont von 70 Jahren einheitlich betrachten, wird in Anlehnung an die zuvor genannte viergeteilte Kategorisierung im Folgenden eine genauere Betrachtung der analysierten Einzeleffekte vorgenommen.

5.3.2.1 Effizienzbezogene Parameter

Eine beträchtliche Renditebandbreite bei erhöhter Standardabweichung erzeugen die Sensitivierungen des individuellen Effizienzwertes sowie die diesem Faktor entgegenwirkenden Effizienzsteigerungen. Bestandteil der Herleitung des Effizienzsteigerungsfaktors ist wiederum auch der allgemeine sektorale Produktivitätsfaktor (vgl. Formel [53]).

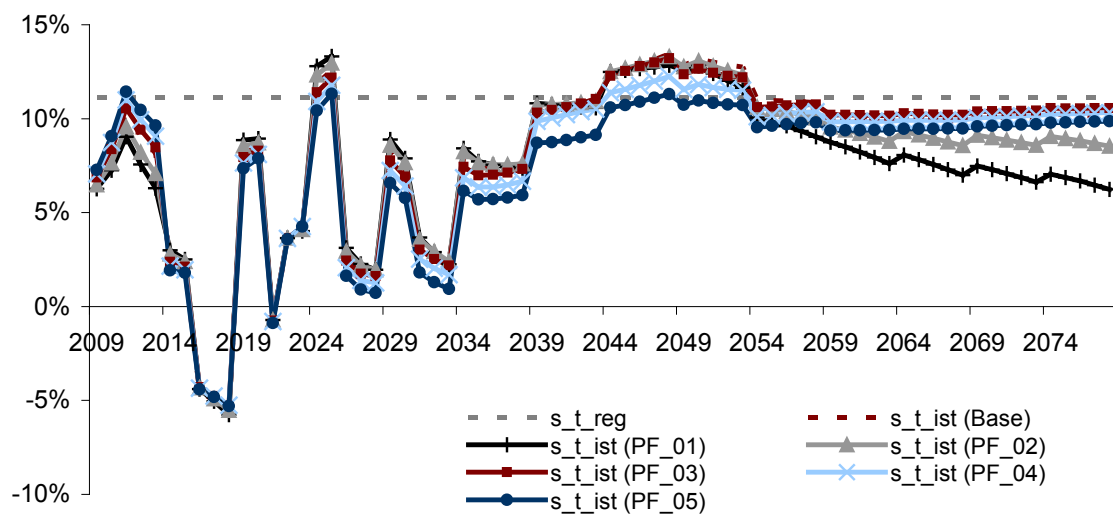
a) Produktivitätsfaktor (PF)

Zunächst sei an dieser Stelle die Sensitivierung des Produktivitätsfaktors (PF) untersucht. Im Base-Case sieht das Modell vor, dass der vom Regulierer festgelegte Wert in der ersten Regulierungsperiode 1,25 % und in allen darauffolgenden Regulierungsperioden 1,5 % beträgt. Die Sensitivitäts-Cases wurden wie folgt ausgewählt:

- Case 01: PF = 2,5 % p. a. konstant über alle Regulierungsperioden
- Case 02: PF = 2,0 % p. a. konstant über alle Regulierungsperioden
- Case 03: PF = 1,0 % p. a. konstant über alle Regulierungsperioden
- Case 04: PF = 0,5 % p. a. konstant über alle Regulierungsperioden
- Case 05: kein PF (0,0 % p. a.) über alle Regulierungsperioden

Im grafischen Gesamtüberblick stellen sich die Renditeverläufe zwischen 2009 und 2078 gemäß Tabelle 39 dar.

Case-übergreifende Übersicht der Eigenkapitalrenditen (PF-Cases)
 Vorsteuer-Renditen auf Basis bilanzielles Eigenkapital



Hinweis: Angaben in %; s_IRR 2009-78 min. 7,39 % und max. 8,26 %; σ_s 2009-78 max. 4,33 %

Tabelle 39: Sensitivierete Ist-Renditeverläufe (PF-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Deutlich wird anhand Tabelle 39, dass der Effekt höherer Produktivitätsfaktoren in den Anfangsperioden keine übermäßigen case-übergreifenden Renditeänderungen hervorruft, sich die langfristigen Auswirkungen jedoch verstärken. Hintergrund dieser Verläufe ist die Tatsache, dass zu Beginn der Betrachtungen die Renditen ohnehin signifikant von den gesamten Effizienzsteigerungspflichten (bestehend aus dem individuellen Effizienzwert und dem allgemeinen Produktivitätsfaktor) beeinflusst sind und durch den hohen Anteil präeterminierter OPEX (vgl. Tabelle 31) in der Gesamtheit einhellig drastische Renditeauschläge entstehen. Die zusätzlichen Parametersensitivierungen verstärken diesen Effekt nur unterproportional. Ein merklicherer Renditeeffekt wird somit erst erkennbar, wenn ein stabilerer bzw. langfristig eingeschwungener Zustand herrscht.

Ungeachtet der auf den ersten Blick anfänglich nahezu gleichlaufenden Renditekurven in Tabelle 39 verdeutlicht der phasenweise Kenngrößenüberblick, dass eine Reduktion des Produktivitätsfaktors (Case 01 → Case 05) in der Modellphase 1 durchweg höhere Renditen ermöglicht (vgl. Tabelle 40).

Phasenweiser Kenngrößenüberblick der Ist-Eigenkapitalrenditen (vor Steuern)							
Wert ab t=2009 bis T (→)	2018	2028	2038	2048	2058	2068	2078
s_IRR (PF_01)	2,53%	4,11%	4,86%	6,53%	7,39%	7,47%	7,39%
σ_s (PF_01)	5,70%	5,39%	4,69%	5,02%	4,85%	4,43%	4,10%
s_IRR (PF_02)	2,78%	4,17%	4,89%	6,59%	7,56%	7,81%	7,95%
σ_s (PF_02)	5,87%	5,34%	4,63%	5,03%	4,92%	4,52%	4,19%
s_IRR (PF_03)	3,21%	4,20%	4,73%	6,43%	7,43%	7,89%	8,26%
σ_s (PF_03)	6,27%	5,36%	4,58%	5,00%	4,91%	4,58%	4,33%
s_IRR (PF_04)	3,37%	4,15%	4,52%	6,10%	7,05%	7,52%	7,89%
σ_s (PF_04)	6,50%	5,43%	4,59%	4,86%	4,75%	4,45%	4,21%
s_IRR (PF_05)	3,51%	4,07%	4,23%	5,62%	6,53%	7,01%	7,39%
σ_s (PF_05)	6,74%	5,52%	4,65%	4,72%	4,60%	4,32%	4,10%

Tabelle 40: Phasenweiser Kenngrößenüberblick (PF-Cases)

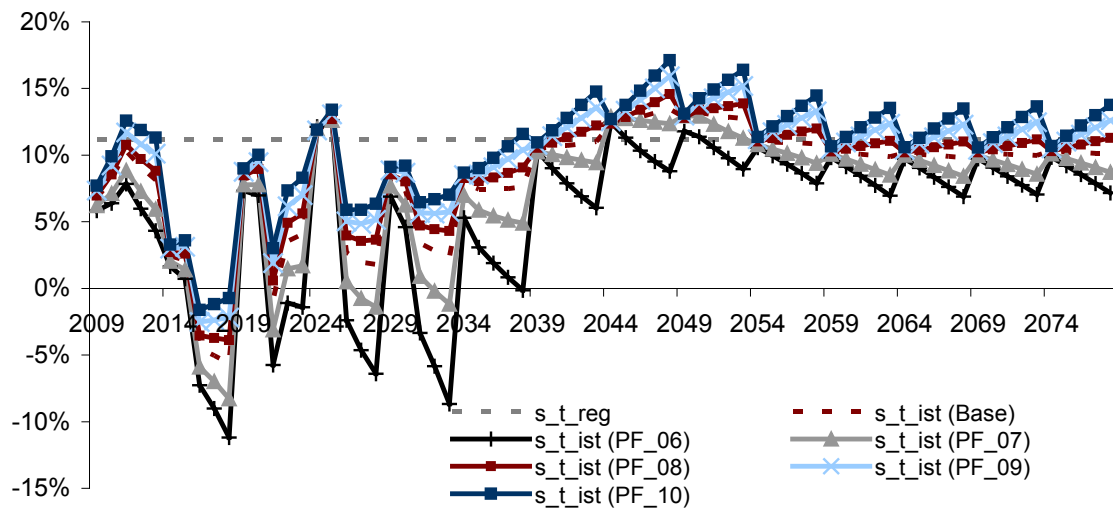
Quelle: Eigene Berechnungen.

In den Folgeperioden zeigt sich teilweise, dass es lokale Maxima gibt (z. B. durchschnittliche Verzinsung bis 2078 in Case 03), d. h., dass eine Reduktion oder Anhebung des Produktivitätsfaktors nicht mehr eindeutig mit den Eigenkapitalrenditen korreliert. Dieser Effekt tritt ein, da die Szenarioeinstellungen auf der anderen Seite Ist-Effizienzsteigerungen (in Bezug auf „echte“ OPEX und Standardinvestitionen) vorsehen, die die regulierungsseitigen Auflagen automatisch in den Berechnungen mit abbilden (vgl. Formel [53]). Es ergeben sich somit gegensätzliche Effekte, da besonders hohe Produktivitätssteigerungsfaktoren einerseits zwar einen erhöhten Optimierungsdruck darstellen, andererseits aber geringere OPEX bzw. CAPEX (Abschreibungen) bewirken. Im Umkehrschluss resultiert ein niedrigerer Effizienzwert langfristig in höhere Aufwendungen bzw. Investitionskosten.

Verbleiben die tatsächlich umsetzbaren Ist-Effizienzsteigerungen unabhängig von den regulatorischen Auflagen auf dem Niveau des Base-Case, so ergeben sich bei ansonsten unveränderten Annahmen die Renditeverläufe gemäß Tabelle 41. Während die Anfangsphasen weiterhin von den benannten Renditeeffekten prädestinierter OPEX gezeichnet sind, lässt sich im eingeschwungenen Zustand (ab 2059) erkennen, wie die Sensitivierung des auferlegten Produktivitätsfaktors weitgehend symmetrische Über- und Unterrenditen um den Base-Case herum ergeben.

Case-übergreifende Übersicht der Eigenkapitalrenditen (PF-Cases)

Vorsteuer-Renditen auf Basis bilanzielles Eigenkapital



Hinweis: Angaben in %; s_IRR 2009-78 min. 5,36 % und max. 10,58 %; σ_s 2009-78 max. 5,87 %

Tabelle 41: Sensitivierete Ist-Renditeverläufe (modifizierte PF-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Entsprechend lässt sich anhand des angepassten Kenngrößenüberblicks (vgl. Tabelle 42) ein einheitlich korrelierter Zusammenhang zwischen höheren Produktivitätsfaktoren (Case 06 und 07) und niedrigeren erzielbaren Ist-Renditen ableiten (*vice versa*). In den Fällen höherer Produktivitätsfaktoren tritt auch die vergleichsweise höchste Standardabweichung der Ist-Renditen auf.

Phasenweiser Kenngrößenüberblick der Ist-Eigenkapitalrenditen (vor Steuern)

Wert ab t=2009 bis T (→)	2018	2028	2038	2048	2058	2068	2078
s_IRR (PF_06)	0,29%	0,90%	0,71%	2,78%	4,16%	4,85%	5,36%
σ_s (PF_06)	7,07%	7,04%	6,36%	6,66%	6,58%	6,20%	5,87%
s_IRR (PF_07)	1,57%	2,64%	3,13%	5,09%	6,28%	6,77%	7,14%
σ_s (PF_07)	6,52%	6,06%	5,25%	5,76%	5,69%	5,30%	4,98%
s_IRR (PF_08)	3,75%	5,05%	5,77%	7,38%	8,38%	8,76%	9,04%
σ_s (PF_08)	5,90%	5,04%	4,34%	4,75%	4,72%	4,38%	4,11%
s_IRR (PF_09)	4,68%	5,97%	6,66%	8,25%	9,23%	9,58%	9,85%
σ_s (PF_09)	5,76%	4,80%	4,12%	4,59%	4,58%	4,26%	4,00%
s_IRR (PF_10)	5,54%	6,80%	7,46%	9,02%	9,98%	10,32%	10,58%
σ_s (PF_10)	5,69%	4,63%	3,97%	4,50%	4,50%	4,19%	3,95%

Tabelle 42: Phasenweiser Kenngrößenüberblick (modifizierte PF-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Bei konstant gehaltenen Ist-Effizienzsteigerungen (gemäß der Base-Case-Einstellung) ergeben sich für die internen Verzinsungen über den Gesamtzeitraum bis zum Jahr 2078 Renditesprünge zwischen den verschiedenen Szenarioeinstellungen von teilweise bis zu zwei Prozentpunkten pro Reduktion des Produktivitätsfaktors um 0,5 %.

b) Effizienzwerte (EW)

In Bezug auf die individuellen Effizienzwerteinstellungen sieht das Ausgangsszenario einen Startwert in Höhe von 90 % vor, der in der zweiten Regulierungsperiode beibehalten wird und (gemäß der regulatorischen Auflage) bis zum Ende der Modellphase 1 auf 100 % angehoben werden muss. Im Kehrschluss müssen die Unternehmen innerhalb dieser zehn Jahre ihr aktuelles Kostenniveau (100 %) auf das effiziente Niveau (90 %) reduziert haben. Die in Bezug auf die Effizienzwertdarstellungen zusätzlich betrachteten Szenarien sind wie folgt definiert:

- Case 01: EW = 85 % konstant über alle Regulierungsperioden
- Case 02: EW = 90 % konstant über alle Regulierungsperioden
- Case 03: EW = 95 % konstant über alle Regulierungsperioden
- Case 04: EW = 100 % konstant über alle Regulierungsperioden

Tabelle 43 verdeutlicht die Renditeverläufe bei Sensitivierung der Effizienzwerte.

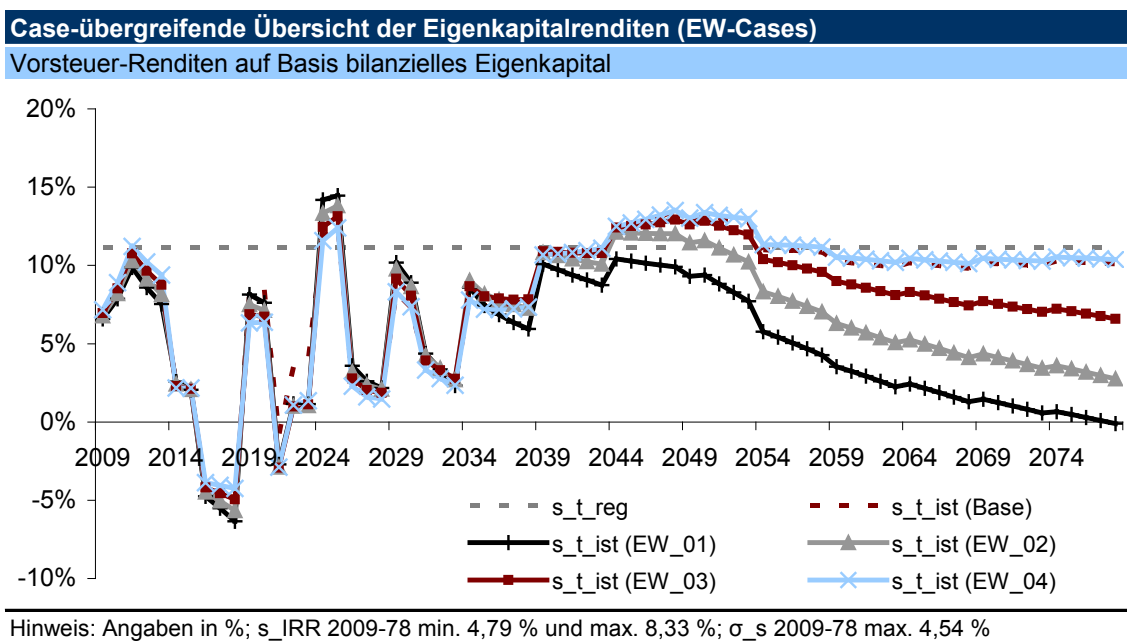


Tabelle 43: Sensitivierete Ist-Renditeverläufe (EW-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die aufgezeigten Verläufe weisen kurzfristig, aber teilweise auch langfristig den Produktivitätsfaktorverschiebungen ähnelnde Tendenz auf. So zeigt sich im Zusammenhang mit den Effizienzwertvarianten ein ebenfalls deutlicherer Effekt in Perioden, in denen ein aus investiver Sicht weitgehend eingeschwungener Zustand herrscht (vgl. Tabelle 43). Dieser Effekt tritt am stärksten in Szenarien auf, die einem höheren impliziten Kostensenkungsdruck unterliegen. Auch im Fall der Effizienzwerte resultiert

dies aus der Verbindung von Effizienzaufgaben und Effizienzsteigerungsraten (vgl. Abschnitt (a) bzw. Formel [53]) und führt mittelfristig zu einer Unterschreitung der internen Verzinsung aus Case 04 im Vergleich zum Case 03 (vgl. Tabelle 44).

Bei genauerer Betrachtung der phasenweisen internen Verzinsung stellt sich kurz- und langfristig ein weitgehend einheitlich korrelierter Zusammenhang zwischen den Effizienzwerten und den erzielbaren Renditen heraus (vgl. Tabelle 44).

Phasenweiser Kenngrößenüberblick der Ist-Eigenkapitalrenditen (vor Steuern)							
Wert ab t=2009 bis T (→)	2018	2028	2038	2048	2058	2068	2078
s_IRR (EW_01)	2,67%	3,88%	4,71%	5,96%	6,13%	5,50%	4,79%
σ_s (EW_01)	6,29%	5,98%	5,17%	4,96%	4,52%	4,38%	4,41%
s_IRR (EW_02)	3,01%	3,87%	4,85%	6,41%	6,99%	6,69%	6,23%
σ_s (EW_02)	6,28%	5,80%	5,08%	5,19%	4,83%	4,47%	4,29%
s_IRR (EW_03)	3,36%	3,88%	4,81%	6,50%	7,43%	7,56%	7,50%
σ_s (EW_03)	6,27%	5,63%	4,93%	5,21%	5,04%	4,60%	4,26%
s_IRR (EW_04)	3,73%	3,89%	4,61%	6,39%	7,53%	7,99%	8,33%
σ_s (EW_04)	6,28%	5,49%	4,72%	5,18%	5,18%	4,83%	4,54%

Tabelle 44: Phasenweiser Kenngrößenüberblick (EW-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Während die effizienzwertbedingten Renditeunterschiede in den Anfangsperioden noch vergleichsweise gering sind, wird der Renditeeffekt niedrigerer Effizienzwerte (z. B. Case 01) in der Folgezeit umso merklicher. Die gemessene Standardabweichung zeigt nur in den Perioden bis 2038 bei höheren Effizienzen (z. B. Case 04) durchweg niedrigere Werte, diese Verhältnismäßigkeit verliert sich jedoch langfristig. Der ab etwa 2039 beobachtbare deutliche Renditerückgang der Ist-Werte sowie das sich wendende Bild der Standardabweichungen ergibt sich vor allem durch das relativ sinkende Niveau des regulatorischen Eigenkapitals (vgl. Tabelle 45).

Denn die sich allgemein ab etwa 2039 verbessernde Ergebnissituation führt – aufgrund des reduzierten bzw. effizienzgesteigerten CAPEX-Bedarfs und des historisch bedingten höheren Abschreibungsniveaus – zu positiven Free Cash Flows, die teilweise oberhalb des Jahresüberschusses¹¹⁹ liegen. Unter Beibehaltung der Prämisse aneinandergespinnter regulatorischer Effizienzaufgaben und tatsächlicher Effizienzsteigerungen erhöht sich bei niedrigen Effizienzwerten und langfristig somit geringeren Investitionsbeträgen die Spanne zwischen Abschreibungen und CAPEX-Bedarf.

¹¹⁹ Der Jahresüberschuss wird als Ausschüttungsobergrenze angenommen (vgl. Kapitel 5.2.2, Coenenberg/Haller/Schultze 2009: 19).

Ab dem Zeitpunkt, in dem das Kontokorrentkonto getilgt ist (und nur die tilgungsplan- gebundenen Konten 1 und 2 Fremdkapitalbestände aufweisen), baut sich in der besag- ten Konstellation unweigerlich ein Kassenbestand auf, der bei anhaltenden Zugängen die regulatorisch vorgegebene Höchstgrenze für Barmittel in Höhe von 1/12 der Umsätze (vgl. Kapitel 4.3.2.3 sowie 5.2.2) langfristig überschreitet.

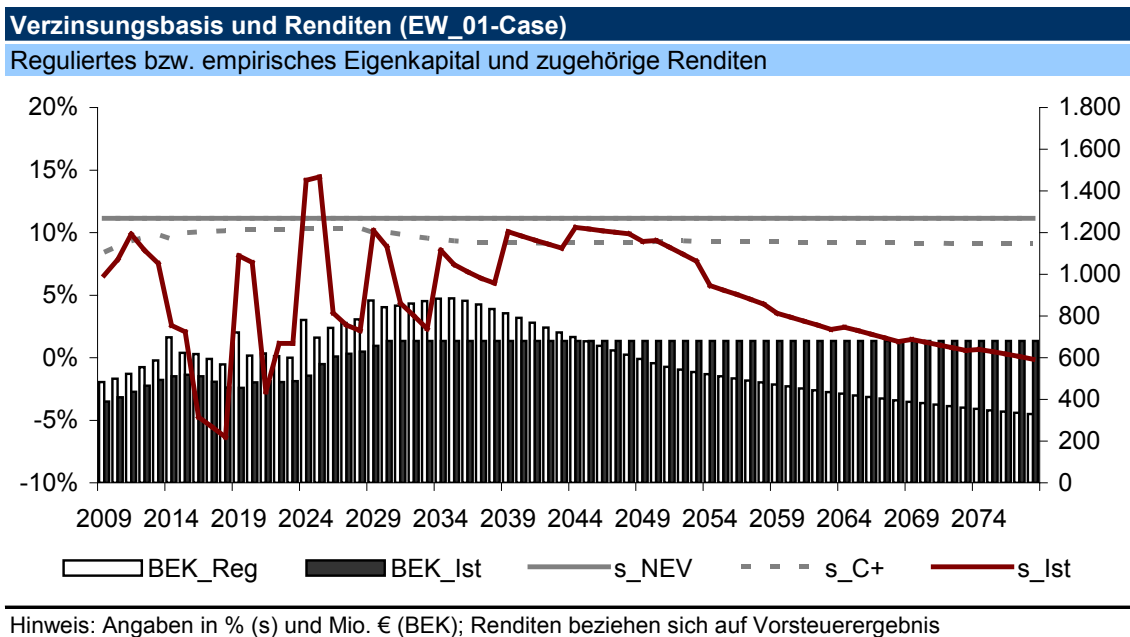


Tabelle 45: Verzinsung und Verzinsungsbasis (EW_01-Case)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Da sich somit auf kalkulatorischer Ebene eine synthetische Kürzung des betriebsnot- wendigen Vermögens und damit des residual passivisch ermittelten betriebsnotwen- digen Eigenkapitals ergibt, sinkt bei konstantem bilanziellen Ist-Eigenkapital die relative Eigenkapitalrendite in den entsprechenden Zeiträumen.

Der unmittelbar von der Verzinsungsbasis ausgehende Effekt wird zwar durch die allgemeinen sektoralen Produktivitätsfaktoren sowie die individuellen Effizienzwerte beeinflusst, jedoch sieht sich die eigentliche Ursache hierfür in der Umsetzung der Effizienzsteigerungen begründet. Vor diesem Hintergrund wird die ursächliche Wirk- weise im Rahmen der Sensitivitäten der Effizienzsteigerungen im Abschnitt (c) noch- mals eingehender behandelt.

c) Effizienzsteigerungen (ES)

Die Effizienzsteigerungen bilden die vom Regulierer auferlegten und vom Netzbetreiber *de facto* umgesetzten Kostensenkungen ab, die sich allerdings nur auf „echte“ OPEX (inkl. beeinflussbarer Lohnkostenpositionen) sowie auf neue Standardinvestitions-

beträge auswirken können. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten sowie bilanziell determinierte Aufwendungen (Abschreibungen und Zinsen) sind grundsätzlich in Bezug auf die unmittelbare Einwirkung ausgenommen. Aufgrund der gesonderten Genehmigung von Investitionsbudgets durch die BNetzA werden diesbezügliche Investitionen als in ihrer Höhe effizient angenommen und nicht weiter durch zusätzliche Effizienzsteigerungsraten reduziert.

In Anlehnung an Kapitel 5.1 seien die wesentlichen Formeln zum Aufbau und der Wirkweise der Effizienzsteigerungen an dieser Stelle nochmals dargestellt.

$$[177] \quad e_{BJ,i} = e_{ZW,i} \text{ und } e_{SW,i} = 100\%$$

$$[178] \quad ES_t^i = PF_t^i - \left(\left(\frac{e_{ZW}}{e_{SW}} \right)^{V_{t,ReGP}} - 1 \right) = PF_t^i - \left(\left(\frac{e_{BJ,i}}{100\%} \right)^{V_{t,ReGP}} - 1 \right) = PF_t^i - \left(e_{BJ,i}^{V_{t,ReGP}} - 1 \right)$$

In Bezug auf die Aufwands- (und Ertrags-)Positionen bedeutet dies:

$$[179] \quad c_t^i = c_{t-1}^i \cdot \left(\frac{VPI_t^i}{VPI_{t-1}^i} - ES_t^i \right)$$

Bei den Investitionen ins Standardbudget gilt:

$$[180] \quad Capex_t^i = Capex_{t,t=0}^{real} \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_{t=0}} - ES_t \right) \text{ für } t = \{1, \dots, 23\}$$

$$[181] \quad Capex_t^i = RInvQ_t^i \cdot AfA_{t-1}^i \text{ für } t \geq 24 \text{ wobei für } RInvQ_t^i \text{ gilt}$$

$$[182] \quad RInvQ_t = \frac{ND}{\sum_{i=1}^{ND} \left(1 + \frac{VPI_t}{VPI_{t-1}} - ES_t \right)^{i-ND}}$$

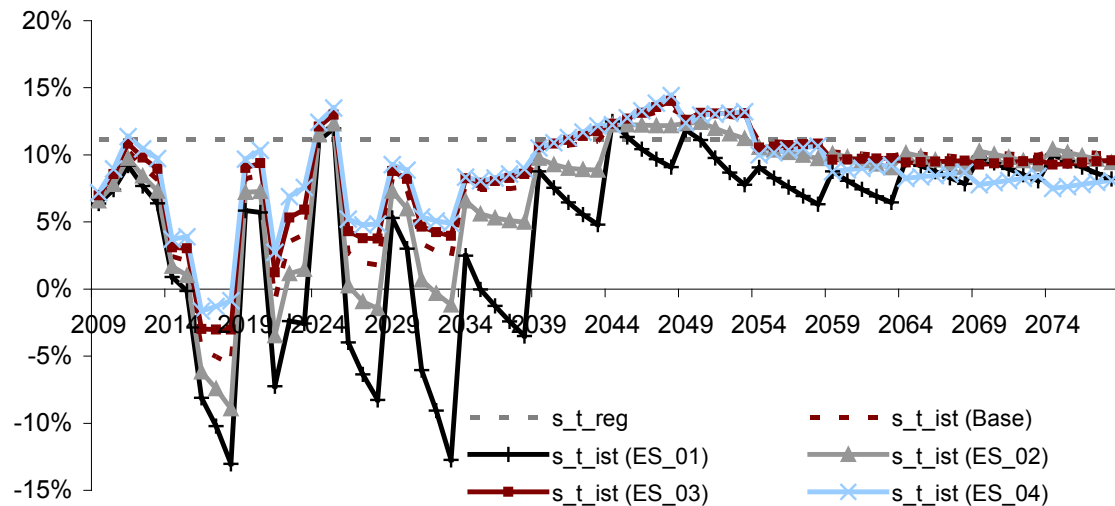
Im Base-Case werden für ES_t^i die Produktivitätsfaktoren $PF_t^i = \{1,25\%; 1,5\%; 1,5\%; \dots\}$ sowie die Effizienzwerte $EW_t^i = \{90\%; 90\%; 100\%; \dots\}$ herangezogen. Somit ergeben sich im Ausgangsszenario die Effizienzsteigerungsraten $ES_t^i \cong \{2,3\%; 3,6\%; 1,5\%; \dots\}$. Die betrachteten Sensitivitätsszenarien basieren auf den folgenden Parametereinstellungen:

- Case 01: ES in Höhe von 50 % des Base-Case, $ES_t^i \cong \{1,1\%; 1,8\%; 0,8\%; \dots\}$
- Case 02: ES in Höhe von 75 % des Base-Case, $ES_t^i \cong \{1,7\%; 2,7\%; 1,1\%; \dots\}$
- Case 03: ES in Höhe von 125 % des Base-Case, $ES_t^i \cong \{2,9\%; 4,5\%; 1,9\%; \dots\}$
- Case 04: ES in Höhe von 150 % des Base-Case, $ES_t^i \cong \{3,4\%; 5,4\%; 2,3\%; \dots\}$

An dieser Stelle soll der Hinweis nicht ausbleiben, dass eine Sensitivierung unterhalb der 50%-Marke eine derartige Ergebnissituation hervorgerufen hätte, dass das zur Verfügung stehende Eigenkapital durch negative Jahresüberschüsse (Fehlbeträge) innerhalb des abgebildeten Zeitraums aufgebraucht gewesen und somit ein Insolvenzfall eingetreten wäre.

Case-übergreifende Übersicht der Eigenkapitalrenditen (ES-Cases)

Vorsteuer-Renditen auf Basis bilanzielles Eigenkapital



Hinweis: Angaben in %; s_IRR 2009-78 min. 4,51 % und max. 8,68 %; σ_s 2009-78 max. 6,59 %

Tabelle 46: Sensitivierete Ist-Renditeverläufe (ES-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 46 zeigt die Renditeeffekte der einzelnen Szenarioeinstellungen tatsächlich realisierbarer Effizienzsteigerungen. Dort wird ersichtlich, dass je niedriger die umgesetzten Effizienzsteigerungen sind, desto geringer fallen die erreichbaren Renditen aus (z. B. Case 01). Jeweils zum Ende der Regulierungsphasen bricht das Ist-Ergebnis ein und es erholt sich mit dem Start einer jeden neuen Periode. Ebenso deutlich wirken sich die niedrigen Effizienzsteigerungsraten entsprechend auf die Standardabweichung der Ist-Renditen aus (vgl. Tabelle 47).

Phasenweiser Kenngrößenüberblick der Ist-Eigenkapitalrenditen (vor Steuern)							
Wert ab t=2009 bis T (→)	2018	2028	2038	2048	2058	2068	2078
s_IRR (ES_01)	0,33%	0,23%	-0,72%	1,53%	2,93%	3,78%	4,51%
σ_s (ES_01)	8,28%	7,74%	7,14%	7,43%	7,24%	6,86%	6,59%
s_IRR (ES_02)	1,77%	2,58%	3,04%	4,89%	6,09%	6,67%	7,12%
σ_s (ES_02)	7,15%	6,30%	5,41%	5,76%	5,70%	5,34%	5,06%
s_IRR (ES_03)	4,09%	5,39%	5,95%	7,46%	8,32%	8,53%	8,66%
σ_s (ES_03)	5,61%	4,88%	4,17%	4,52%	4,42%	4,05%	3,76%
s_IRR (ES_04)	5,04%	6,38%	6,77%	8,13%	8,82%	8,81%	8,68%
σ_s (ES_04)	5,10%	4,49%	3,80%	4,11%	3,96%	3,61%	3,36%

Tabelle 47: Phasenweiser Kenngrößenüberblick (ES-Cases)

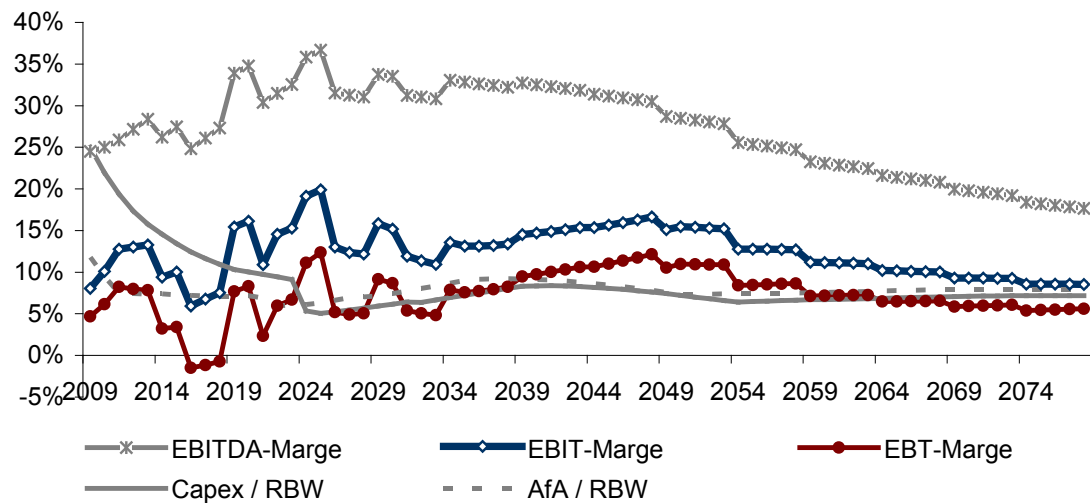
Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 47 zeigt zudem, dass selbst eine Übererfüllung der Effizienzaufgaben (z. B. im Case 04) nicht zwingend Überrenditen ermöglicht. Insbesondere in der ersten Modellhälfte können die stärker optimierten „echten“ OPEX die trägeren prädeternierten OPEX zwar ein Stück weit überkompensieren, jedoch kann das regulatorische Zielniveau aufgrund der Gewichtungen innerhalb der Netto-TOTEX (vgl. Tabelle 31) trotzdem nicht erreicht werden.

In den Jahren, in denen die (kalkulatorischen) Abschreibungen abnehmen, wie z. B. zwischen 2039 und 2049, werden durch zusätzliche Effizienzsteigerungen (> 100 %) die Ergebnisbeiträge zum Ende einer jeden Regulierungsperiode hin sogar deutlich erhöht. Allerdings führen Szenarien, in denen die Abschreibungen langfristig unterhalb der (Re-)Investitionen liegen (vgl. Tabelle 48) zu den im Zuge der Effizienzwertbetrachtungen bereits thematisierten Liquiditätsüberschüssen, die sich – insbesondere in den renditeseitig anfänglich positiv auffallenden Szenarien – auf längere Sicht negativ auf die kalkulatorische Eigenkapitalbasis auswirken.

Margen- und Investitionsquoten (ES_04-Case)

Ergebnismargen und Verhältnismäßigkeiten



Hinweis: Angaben in %

Tabelle 48: Verhältnismäßigkeiten Bilanz- und Ertragsgrößen (ES_05-Case)

Quelle: Eigene Berechnungen.

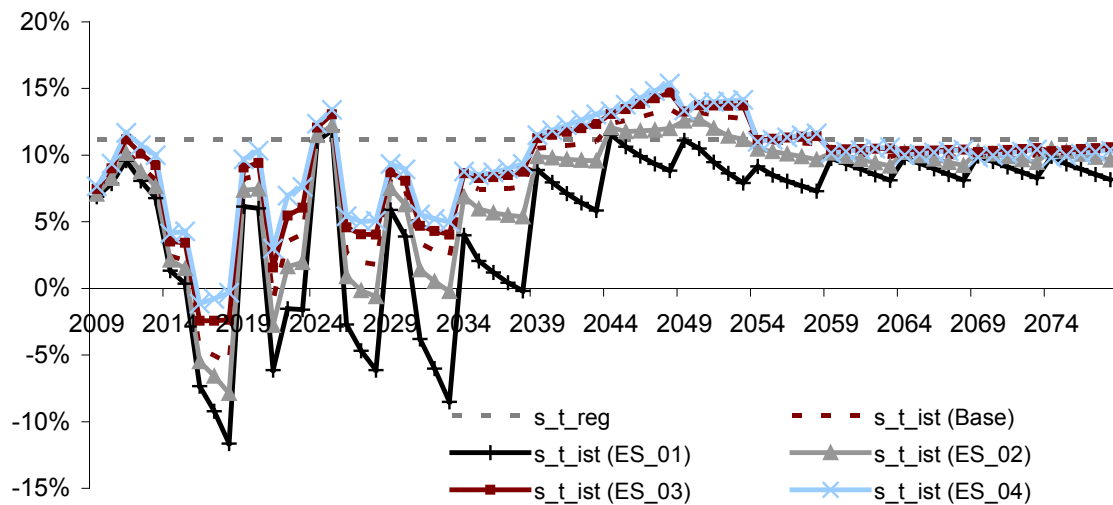
Neben der aktivischen Barmittelimitierung (1/12 des Umsatzes) wirkt auch die passive Begrenzung der anerkennungsfähigen Eigenkapitalquoten ($\overline{EKQ II} = 40\%$) negativ auf die erzielbaren Renditen.¹²⁰ Aus diesem Grund kann die interne Verzinsung des Case 04 langfristig einen nur minimal höheren Wert als Case 03 erreichen (vgl. Tabelle 47).

Setzt man die beiden kalkulatorischen Begrenzungsmechanismus (Barmittel- und EKQ-Deckelung) außer Kraft, ergeben sich bei ansonsten gleichbleibenden Annahmen für den Zeitraum nach 2059 besser nachvollziehbare Renditeverläufe mit höheren Ergebnissen bei höheren Effizienzsteigerungen (vgl. Tabelle 49).

¹²⁰ Ab dem Zeitpunkt, in dem Kontokorrentkredite vollständig zurückgeführt sind und die Standardinvest- und Investitionsbudget-Konten nur in festgelegter Höhe getilgt werden können, baut sich bei entsprechender Cashflow-Situation (und annahmegemäß ausgeschlossenen Sonderausschüttungen) ein Barmittelbestand auf. Aufgrund positiver Jahresüberschüsse und unterstellter Vollausschüttung bleibt das Eigenkapital konstant. Jedoch reduziert sich durch die fortwährende Tilgung der Fremdkapitalbestand und die relative Eigenkapitalquote steigt.

Case-übergreifende Übersicht der Eigenkapitalrenditen (ES-Cases)

Vorsteuer-Renditen auf Basis bilanzielles Eigenkapital



Hinweis: Angaben in %; s_IRR 2009-78 min. 5,24 % und max. 9,59 %; σ_s 2009-78 max. 5,87 %

Tabelle 49: Sensitivierete Ist-Renditeverläufe (modifizierte ES-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Analog zu der grafischen Darstellung in Tabelle 49 zeigt der Fall außer Kraft gesetzter Deckelungsmechanismen im modifizierten Kenngrößenüberblick gemäß Tabelle 50 ein konstantes Verhältnis zwischen realisierten Effizienzsteigerungen und erzielten Ist-Renditen.

Phasenweiser Kenngrößenüberblick der Ist-Eigenkapitalrenditen (vor Steuern)

Wert ab t=2009 bis T (→)	2018	2028	2038	2048	2058	2068	2078
s_IRR (ES_01)	0,98%	1,00%	0,60%	2,55%	3,77%	4,62%	5,24%
σ_s (ES_01)	7,97%	7,26%	6,46%	6,61%	6,41%	6,13%	5,87%
s_IRR (ES_02)	2,33%	3,08%	3,53%	5,30%	6,42%	6,96%	7,38%
σ_s (ES_02)	6,94%	6,04%	5,17%	5,48%	5,40%	5,06%	4,79%
s_IRR (ES_03)	4,53%	5,70%	6,20%	7,82%	8,73%	9,00%	9,20%
σ_s (ES_03)	5,51%	4,74%	4,06%	4,56%	4,50%	4,14%	3,86%
s_IRR (ES_04)	5,45%	6,64%	7,03%	8,56%	9,35%	9,51%	9,59%
σ_s (ES_04)	5,01%	4,36%	3,70%	4,24%	4,15%	3,80%	3,52%

Tabelle 50: Phasenweiser Kenngrößenüberblick (modifizierte ES-Cases 1)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Von besonderer Bedeutung ist im Zusammenhang mit den Effizienzsteigerungssensitivitäten auch die Einflussnahme auf zu tätige Investitionen. Da Abschreibungen letztlich nur eine Resultante des Anlagevermögens und nach getätigten Anfangsinvestitionen nicht mehr veränderbar (präterminiert) sind, wirkt sich eine diesbezügliche Kostenreduktion zum Anschaffungszeitpunkt (bei gleicher Leistung, also technischem Fortschritt) insbesondere auf die langfristig erzielbaren Renditen aus (vgl. Tabelle 51). Denn die Summe der Abschreibungen eines Unternehmens kann nur dergestalt effi-

zienter werden, indem zum Zeitpunkt der Anschaffung ein entsprechender Effizienzabzuschlag vorgenommen wird. Diese Kostenoptimierung zeigt sich aufwandseitig erst, wenn (bei ansonsten konstanten Reinvestitionsraten) das Anlagevermögen aufgrund der Initialeinsparungen langfristig im Verhältnis zur Ausbringungsmenge schrumpft.¹²¹

Die zusätzlichen Cases 05 bis 08 entsprechen den ursprünglichen Annahmen der Cases 01 bis 04, jedoch werden keine Effizienzsteigerungen bei den Investitionen ins (Standard-)Anlagevermögen angenommen. Case 05 läuft bereits in der dritten Betrachtungsperiode (2029 bis 2038) in die Insolvenz.

Phasenweiser Kenngrößenüberblick der Ist-Eigenkapitalrenditen (vor Steuern)							
Wert ab t=2009 bis T (→)	2018	2028	2038	2048	2058	2068	2078
s_IRR (ES_05)	-0,26%	-2,17%	insolv.	insolv.	insolv.	insolv.	insolv.
σ_s (ES_05)	8,90%	9,64%	insolv.	insolv.	insolv.	insolv.	insolv.
s_IRR (ES_06)	1,00%	0,29%	-2,21%	-0,81%	0,27%	0,49%	0,85%
σ_s (ES_06)	7,94%	7,63%	8,18%	7,91%	7,63%	7,11%	6,75%
s_IRR (ES_07)	3,00%	2,95%	2,75%	4,03%	4,99%	5,56%	5,99%
σ_s (ES_07)	6,64%	5,90%	5,13%	5,00%	4,87%	4,62%	4,41%
s_IRR (ES_08)	3,82%	3,81%	3,75%	4,93%	5,79%	6,23%	6,58%
σ_s (ES_08)	6,21%	5,42%	4,65%	4,55%	4,43%	4,17%	3,95%

Tabelle 51: Phasenweiser Kenngrößenüberblick (modifizierte ES-Cases 2)

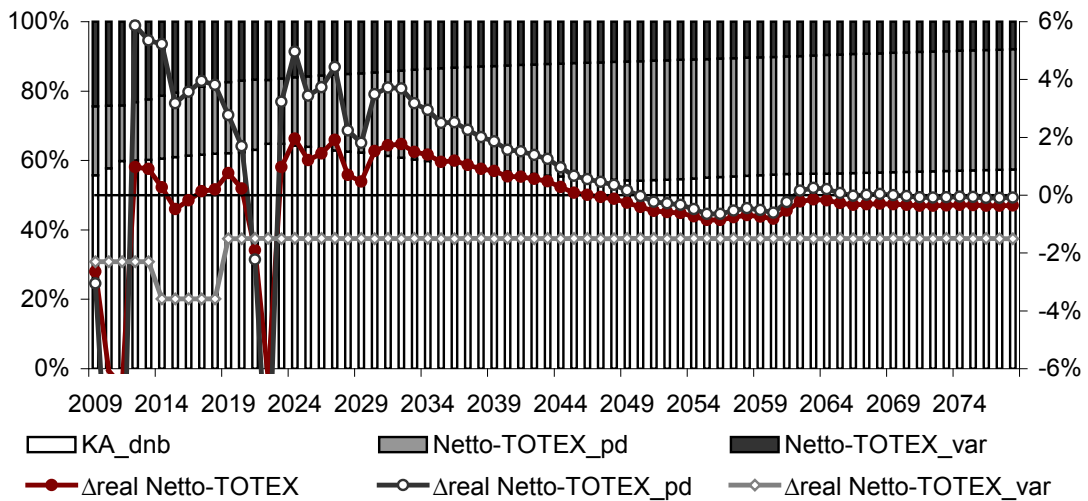
Quelle: Eigene Berechnungen.

Die niedrigeren Renditen bei nicht optimierten CAPEX lassen sich erklären, indem man die Veränderungsraten im Base-Case (vgl. Tabelle 31) mit dem Fall vergleicht, in dem keine Effizienzsteigerungen der Investitionsbeträge angenommen werden (vgl. Tabelle 52).

¹²¹ Die (kurzfristig) regulatorisch vorgegebenen Kostensenkungsaufgaben müssen zwecks Gewährleistung der aufwandseitigen Erfüllbarkeit auch der ursprünglichen Effizienzsteigerungsrate zum Zeitpunkt der Aktivierung der einfließenden Anlagegüter entsprechen. Wird die regulatorische Auflage in der Zwischenzeit verändert, entstehen im aufwandseitig maßgeblichen Jahr unweigerlich Über- oder Unterrenditen.

Ist-Beeinflussbarkeit der Netto-TOTEX (Base-Case)

OPEX-Anteile und -Veränderungsraten in den Netto-TOTEX



Hinweis: Angaben in %, linke Ordinate = TOTEX-Anteile, rechte Ordinate = reale Veränderungen (Δ)

Tabelle 52: Ist-Beeinflussbarkeit der Netto-TOTEX (modifizierter Base-Case)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 52 zeigt, dass die Effizienzaufgaben im Fall nicht optimierter Investitionsbeträge selbst langfristig nicht erreicht werden können und die (anteilmäßig höheren) prä-determinierten OPEX die gesamten Effizienzsteigerungen der Netto-TOTEX derart beeinträchtigen, dass die produktivitätsfaktorgetriebenen Regularisierungsaufgaben nicht umgesetzt werden können. Dies führt dazu, dass der residuale Ist-Jahresüberschuss und die entsprechenden EK-Renditen deutlich sinken.

5.3.2.2 Investive Parameter

Unter den investiven Parametern werden die Sensitivitätsanalysen subsumiert, deren Inhalt auf das Investitionsverhalten der Netzbetreiber abzielt. Darunter zählt bei annehmegemäß gegebener Investitionshöhe vor allem der Investitions- und Reinvestitionszeitpunkt bzw. die dafür ausschlaggebenden Nutzungsdauerannahmen.

a) Investitionszyklen des Standardbudgets (Stl_Zyk)

Durch die festgelegten Regularisierungsperioden mit wiederum eigens festgelegten Fotojahren ist das Anreizregelungsregime grundsätzlich durch verschiedene Zeitfenster der Kostenberücksichtigung charakterisiert. Aufgrund der Zeitversätze zwischen der Kostenfeststellung im Fotojahr und dem Beginn der eigentlichen Regularisierungsperiode entstehen Zwischenperioden (Blindspots), deren Kosten (und Erlöse) zwar vor einer Regularisierungsperiode anfallen, deren Berücksichtigung jedoch erst in der übernächsten (anstatt der unmittelbar nächsten) Regularisierungsperiode erfolgen kann. Im Rahmen der

getroffenen Annahmen stellen sich solche Blindspots immer im vierten und fünften Jahr einer jeden Regulierungsperiode ein. Am Beispiel der zweiten Regulierungsperiode sind dies die Jahre 2012 und 2013 zwischen der Kostenfeststellung im Fotojahr 2011 und dem Start der neuen Regulierungsperiode im Jahr 2014 (vgl. Abbildung 27).

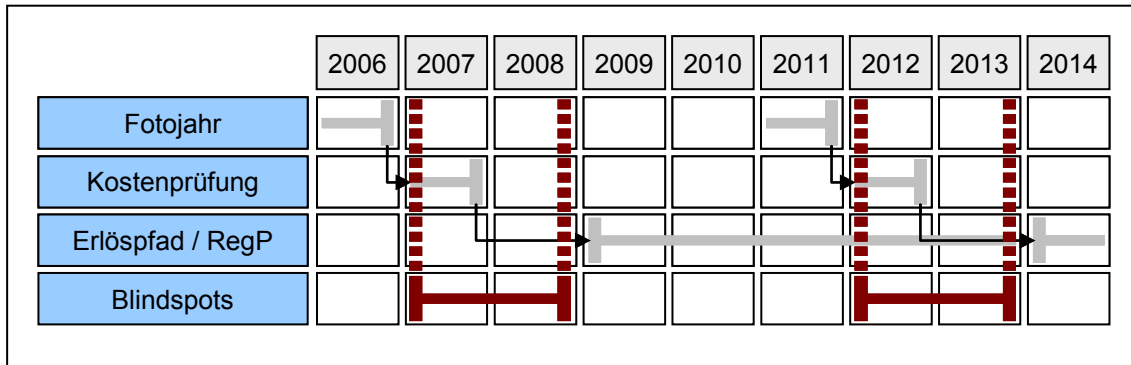


Abbildung 27: Phasen und Blindspots der Kostenanerkennung

Quelle: In Anlehnung an Jansen 2009: 162, s. a. Abbildung 20.

Die Existenz derartiger Blindspots verleiht dem Zeitpunkt des Fotojahres eine besondere Bedeutung, da es für die anstehende Regulierungsperiode die letzte Möglichkeit bietet, die Kosten des Netzbetriebs unmittelbar in der nächsten Periode geltend zu machen. Grundsätzlich sollte davon auszugehen sein, dass Höhe und Struktur der Aufwendungen – abgesehen von den auferlegten Effizienzsteigerungen – über die Jahre hinweg weitgehend (real) unverändert bleiben, solange sich keine Veränderung des Versorgungsumfangs einstellt. Insofern nimmt das Basisszenario keine außerordentlichen Kostenschwankungen bei den operativen Aufwendungen an und belässt das Investitionsniveau bei konstant 100 Mio. € real (vor Effizienzsteigerungen) pro Jahr zwischen 2006 und 2023.¹²² Somit ergibt sich für jede Regulierungsperiode ein Gesamtinvestitionsvolumen (real, vor Effizienzsteigerungen) in Höhe von 500 Mio. € (RegPInvest).

Da sich anstehende Reinvestitionen ins Sachanlagevermögen (Standardbudget) nach der jeweiligen Bedürftigkeit richten und damit nicht zwingend jährlich in gleicher Höhe anfallen, sehen die Sensitivitäten folgende Zusatzszenarien vor. Dabei wird jeweils von

¹²² Ab 2024 werden (Re-)Investitionen über die Reinvestitionsquote bestimmt (vgl. Kapitel 5.2.2).

einer paritätischen Aufteilung des gesamten realen RegPInvest (vor Effizienzsteigerungen) auf die benannten Jahre ausgegangen.¹²³

- Case 01: Konzentration des RegPInvest auf die Jahre 1 und 2 der Regulierungsperioden 1 bis 3, d. h. 2009/10, 2014/15 und 2019/20
- Case 02: Konzentration des RegPInvest auf die Jahre 2 und 3 der Regulierungsperioden 1 bis 3, d. h. 2010/11, 2015/16 und 2020/21
- Case 03: Konzentration des RegPInvest auf die Jahre 3 und 4 der Regulierungsperioden 1 bis 3, d. h. 2011/12, 2016/17 und 2021/22
- Case 04: Konzentration des RegPInvest auf die Jahre 4 und 5 der Regulierungsperioden 1 bis 3, d. h. 2012/13, 2017/18 und 2022/23

Da die Aufwendungen (Abschreibungen) der Jahre 1 bis 3 einer Regulierungsperiode jeweils vollständig in der unmittelbar folgenden Regulierungsperiode Berücksichtigung finden, sind die Cases 01 und 02 nicht vom Blindspot betroffen. Im Case 03 liegt das jeweils zweite Jahr im Blindspot, sodass die Hälfte der Investitionsbeträge (bzw. der daraus resultierenden Abschreibungen) erst in die Fotojahrbetrachtung der übernächsten Regulierungsperiode einfließen kann. Die Investitionen (Abschreibungen) des Case 04 hingegen fallen vollständig in das Zeitfenster zwischen dem Fotojahr und dem Startjahr der nächsten Regulierungsperiode und werden daher in gesamter Höhe erst in der übernächsten Regulierungsperiode berücksichtigt.

Tabelle 53 zeigt vor allem für die ersten 5 Regulierungsperioden zusätzliche Renditeausschläge durch die Verschiebung des Investitionszeitpunktes. In der Folge (ab etwa 2034) sind die Abweichungen kaum mehr wahrnehmbar, langfristig liegen die verschiedenen Szenarien in Bezug auf deren Ist-Rendite auf nahezu dem gleichen Niveau. Deutlich wird bereits anhand der grafischen Darstellung, dass die Szenarien 03 und 04 die höchsten Renditeschwankungen aufweisen und in der Regel unterhalb des Niveaus der anderen Cases liegen.

¹²³ Die paritätische Aufteilung bezieht sich auf die realen Investitionsbeträge vor Inflation und Effizienzsteigerungen. Das bedeutet, dass beispielsweise eine Aufteilung auf zwei Jahre im zweiten Jahr ein weiteres Jahr Geldwertentwicklung und technischen Fortschritt berücksichtigt.

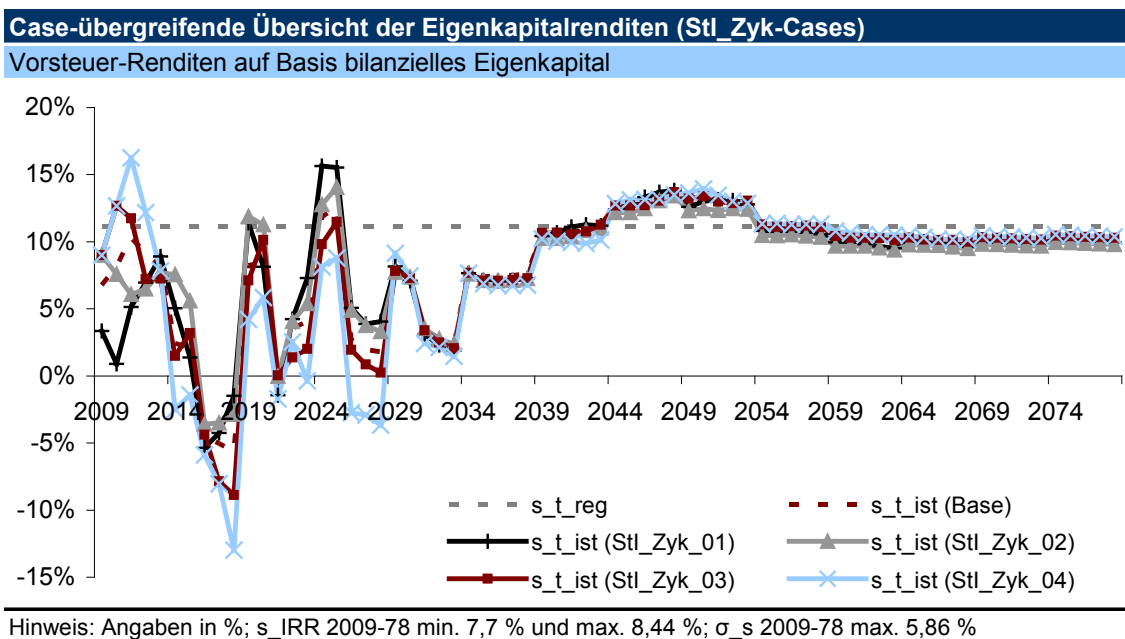


Tabelle 53: Sensitivierete Ist-Renditeverläufe (Stl_Zyk-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Anhand des Kenngrößenüberblicks in Tabelle 54 lässt sich erkennen, dass Case 02 die höchste durchschnittliche Verzinsung bei der vergleichsweise geringsten Standardabweichung aufweist. Die niedrigere Volatilität sieht sich dadurch bedingt, dass die Erlösobergrenze das unmittelbarste und somit realistischste Aufwandsniveau (ohne Blindspots) abbildet.

Phasenweiser Kenngrößenüberblick der Ist-Eigenkapitalrenditen (vor Steuern)							
Wert ab t=2009 bis T (→)	2018	2028	2038	2048	2058	2068	2078
s_IRR (Stl_Zyk_01)	1,96%	4,58%	5,00%	6,72%	7,72%	8,07%	8,34%
σ_s (Stl_Zyk_01)	4,71%	5,66%	4,81%	5,19%	5,07%	4,68%	4,37%
s_IRR (Stl_Zyk_02)	3,88%	5,45%	5,62%	7,09%	7,94%	8,22%	8,44%
σ_s (Stl_Zyk_02)	5,14%	5,14%	4,34%	4,58%	4,45%	4,10%	3,83%
s_IRR (Stl_Zyk_03)	2,87%	3,64%	4,39%	6,21%	7,37%	7,84%	8,19%
σ_s (Stl_Zyk_03)	7,87%	6,31%	5,36%	5,66%	5,58%	5,19%	4,87%
s_IRR (Stl_Zyk_04)	2,26%	1,99%	3,21%	5,25%	6,63%	7,26%	7,70%
σ_s (Stl_Zyk_04)	10,10%	7,69%	6,61%	6,79%	6,68%	6,24%	5,86%

Tabelle 54: Phasenweiser Kenngrößenüberblick (Stl_Zyk-Cases)

Eigene Berechnungen.

Einen schematischen Erklärungsansatz liefert Abbildung 28. Wesentlich ist in diesem Zusammenhang der Investitions- bzw. Aktivierungszeitpunkt. Aufgrund der anfänglichen Ergebnisschonung (und der zeitgewichteten Betrachtung der internen Verzinsung im Kenngrößenüberblick) ist eine Verschiebung von Standardinvestitionen in spätere Jahre grundsätzlich vorteilhaft (Barwerteffekt). Zudem berücksichtigen spätere

Investitionen einen größeren technischen Fortschritt, was sich bei gegebener Ausbringungsmenge in geringeren Kosten äußert.

Sobald der Aktivierungszeitpunkt nach dem für die folgende Regulierungsperiode relevanten Fotojahr liegt, verzögert sich die Berücksichtigung in der Erlösobergrenze bis in die übernächste Regulierungsperiode (Regulatory Lag). Ein optimaler Zeitpunkt für Investitionen ins Standardbudget ergibt sich somit aus einer maximalen zeitlichen Verlagerung, aufgrund des Barwerteffekts, und einer Minimierung der Anerkennungs-lücken, aufgrund der Blindspot-Problematik. Anhand Abbildung 28 wird deutlich, wie im Case 02 ein möglichst später Investitionszeitpunkt mit einer minimalen Jahresanzahl von Anerkennungs-lücken (in Summe 5 Jahre) verbunden wird und sich aus diesem Grund die langfristig höchste interne Verzinsung ergibt (vgl. Tabelle 54).

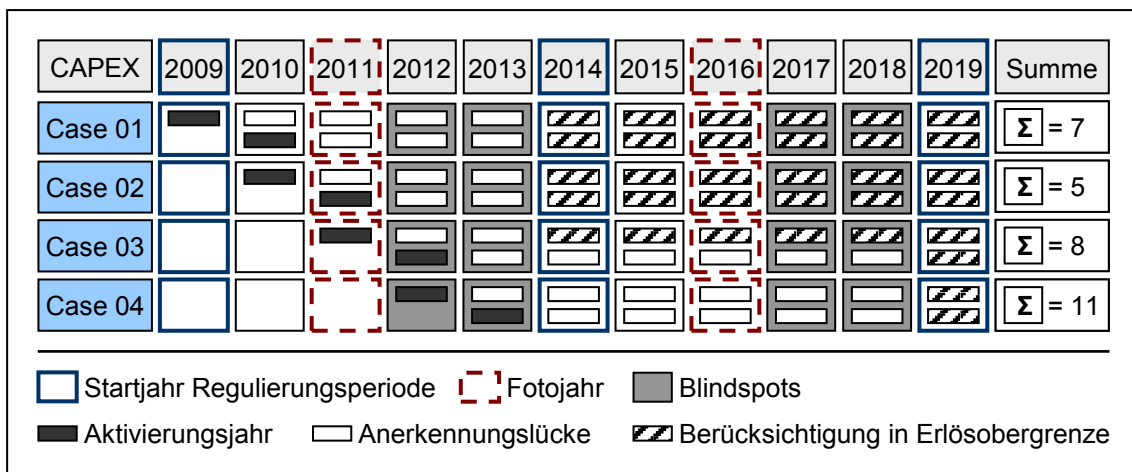


Abbildung 28: Blindspots des Standardbudgets (Stl_Zyk-Cases)

Quelle: Eigene Darstellung.

Durch die Verlagerung der Investitionen in die jeweils letzten beiden Jahre der Regulierungsperioden lässt sich in der Modellphase 1 im Case 04 zwar durch eine anfängliche Ergebnisschonung aufgrund vertagter Investitionstätigkeiten eine (im Vergleich zum Case 01) nicht auffallend schlechte Ist-Renditensituation beobachten. In der Folge zeigt sich jedoch, dass die Renditen im Zuge der Blindspot-Problematik im Vergleich zu den anderen Szenarien nachhängen, da es eine Regulierungsperiode mehr braucht, bis die damit verbundenen kalkulatorischen Aufwendungen in der Erlösobergrenze Berücksichtigung finden. Aufgrund der damit einhergehenden Abweichung zwischen kalkulatorischer Erlösvorgabe und tatsächlicher Aufwandssituation zeigt Tabelle 54 für den Case 04 (Anerkennungslücke von in Summe 11 Jahren) durchweg die höchste Standardabweichung.

b) Investitionszyklen des Investitionsbudgets (InB_Zyk)

Im Base-Case werden für die ersten drei Regulierungsperioden für das Investitionsbudget ebenfalls konstant 100 Mio. € real pro Jahr zwischen 2006 und 2023 angenommen.¹²⁴ Im Gegensatz zu den Standardinvestitionen unterliegen diese Beträge im Hinblick auf deren Kostenniveau aufgrund der Vorabgenehmigung keinen zusätzlichen Effizienzsteigerungen. Somit ergibt sich für jede Regulierungsperiode ein Gesamtvolumen für Investitionsbudgets in Höhe von real 500 Mio. € (RegPInvBud). Anders als bei den Investitionen ins Standardbudget werden die dem Investitionsbudget zurechenbaren Kapitalkosten vom Grundsatz her fotojahrabhängig im Zweijahresversatz über die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile in der Erlösbergrenze aufgezinstant berücksichtigt.

Die bei der Sensitivitätsanalyse betrachteten Investitionsszenarien umfassen die folgenden Parameterkonstellationen:

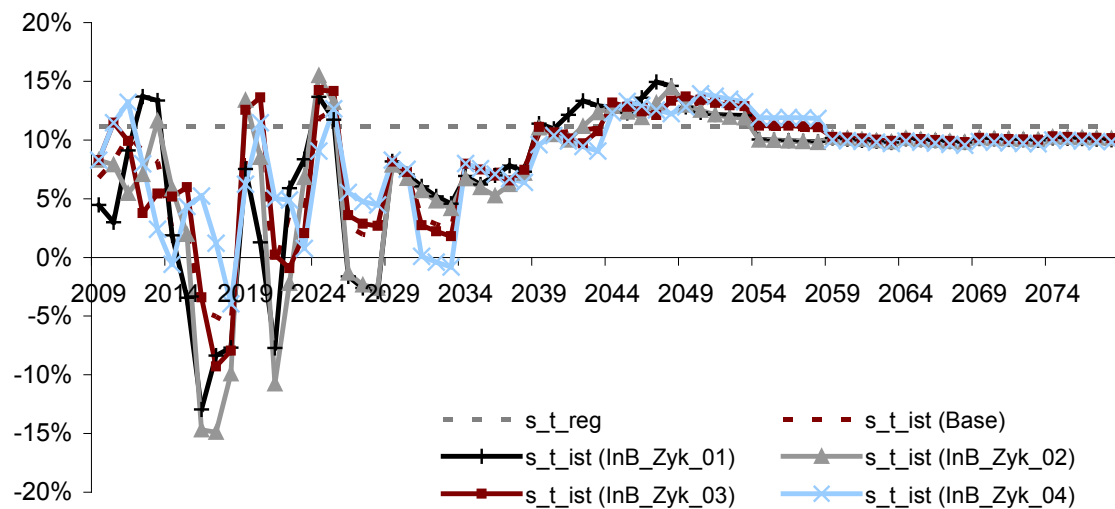
- Case 01: Konzentration des RegPInvBud auf die Jahre 1 und 2 der Regulierungsperioden 1 bis 3, d. h. 2009/10, 2014/15 und 2019/20
- Case 02: Konzentration des RegPInvBud auf die Jahre 2 und 3 der Regulierungsperioden 1 bis 3, d. h. 2010/11, 2015/16 und 2020/21
- Case 03: Konzentration des RegPInvBud auf die Jahre 3 und 4 der Regulierungsperioden 1 bis 3, d. h. 2011/12, 2016/17 und 2021/22
- Case 04: Konzentration des RegPInvBud auf die Jahre 4 und 5 der Regulierungsperioden 1 bis 3, d. h. 2012/13, 2017/18 und 2022/23

Die Renditeverläufe zyklischer Investitionsbudgetbeträge zeigt Tabelle 55. Die beobachtbaren Ist-Renditen weisen aufgrund der laufenden Anerkennung in den Anfangsperioden keine einheitlichen Trends auf. Langfristig pendeln sich alle vier Cases auf ein identisches Renditeniveau ein. Aufgrund des ausbleibenden Blindspot-Effekts durch die gesonderte Anerkennungsmethodik stellen sich die bis 2059 erkennbaren Ist-Renditeabweichungen insbesondere durch den Zeitpunkt der Aktivierung des Investitionsbudgets in Verbindung mit der daraus abgeleiteten gesonderten Anerkennungsfrist ein (vgl. Tabelle 13).

¹²⁴ Die ab 2024 angenommene Reinvestitionsquote (vgl. Kapitel 5.2.2) umfasst auch Ersatzinvestitionen der Investitionsbudget-Anlagegüter.

Case-übergreifende Übersicht der Eigenkapitalrenditen (InB_Zyk-Cases)

Vorsteuer-Renditen auf Basis bilanzielles Eigenkapital



Hinweis: Angaben in %; s_IRR 2009-78 min. 7,51 % und max. 8,49 %; σ_s 2009-78 max. 6,27 %

Tabelle 55: Sensitivierete Ist-Renditeverläufe (InB_Zyk-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

In Kapitel 5.1.2.2 wurde die Regulierungspraxis, dass ein Investitionsbudget, das erst nach dem Basisjahr für die folgende Regulierungsperiode geltend gemacht wird, bis zum Ende der nächsten Regulierungsperiode zu genehmigen ist, bereits dargelegt (BNetzA 2010d: 11). Durch dieses Vorgehen seitens der BNetzA wird unter den benannten Annahmen spätestens zur fünften Regulierungsperiode das letzte als solches anerkannte Investitionsbudget in das Standardbudget umgegliedert.

Sobald die Kapitalkosten des Investitionsbudgets Teil des Standardbudgets sind, treffen sämtliche diesbezüglich beobachtbaren Renditeeffekte auf den nicht mehr anerkennungsfähigen Investitionsbudgetanteil zu. Ein reiner Zeitversatz der Ist-Renditen kann in Tabelle 55 daher nur in der ersten Regulierungsperiode beobachtet werden. Da die erstmalige Aktivierung und die daraus resultierenden Kapitalkosten in der Folge bereits über das Investitionsbudget abgebildet wurden, besteht für den in das Standardbudget übergehenden Investitions- bzw. Anlagevermögensanteil nicht mehr die zuvor beschriebene Blindspot-Problematik.

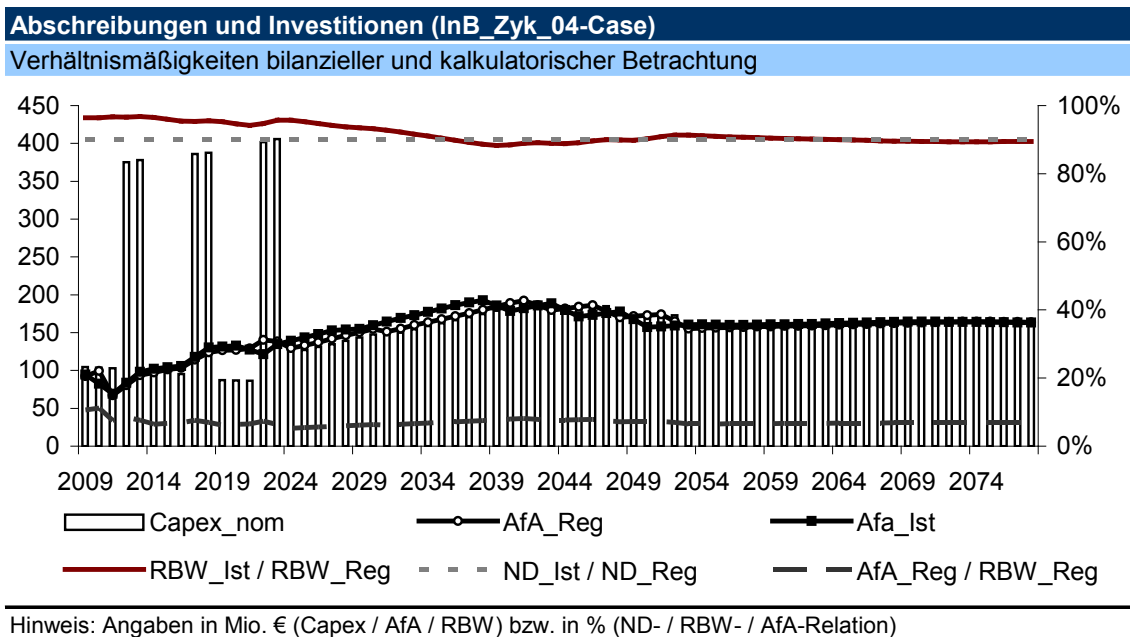


Tabelle 56: Investitions- und Abschreibungsverläufe (InB-Zyk_04-Case)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 56 verdeutlicht beispielhaft anhand des Case 04 das punktuelle Investitionsaufkommen in den ersten drei Regulierungsperioden. Bezieht man die Nutzungsdauerannahmen in die Betrachtungen mit ein, lässt sich anhand der regulatorischen Abschreibungsverläufe deutlich erkennen, wie erst bilanziell, dann kalkulatorisch spätestens 30 Jahre darauf (Anfang der 2050er-Jahre) die letzten korrespondierenden Abschreibungen aus den Berechnungen fallen.

Zu diesem Zeitpunkt sind die originär dem Investitionsbudget zuzurechnenden Abschreibungen aber bereits Bestandteil des Standardbudgets und somit von den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten in die Netto-TOTEX umgliedert worden. Spiegelt man diesen Aspekt mit den Renditeverläufen in Tabelle 55, so zeigt sich, wie durch die Fotojahrbetrachtung der Standardbudgetaufwendungen die Szenarien 03 und 04 (mit ursprünglichen Investitionsanteilen nach dem jeweiligen Basisjahr) nachhängend positivere Ist-Renditen bis 2059 aufzeigen.

Phasenweiser Kenngrößenüberblick der Ist-Eigenkapitalrenditen (vor Steuern)							
Wert ab t=2009 bis T (→)	2018	2028	2038	2048	2058	2068	2078
s_IRR (InB_Zyk_01)	0,92%	2,02%	3,54%	5,80%	6,84%	7,35%	7,74%
σ_s (InB_Zyk_01)	9,27%	8,10%	6,90%	7,20%	6,76%	6,26%	5,86%
s_IRR (InB_Zyk_02)	0,39%	1,92%	3,28%	5,38%	6,50%	7,08%	7,51%
σ_s (InB_Zyk_02)	10,07%	9,34%	7,79%	7,69%	7,22%	6,70%	6,27%
s_IRR (InB_Zyk_03)	2,69%	4,50%	4,94%	6,57%	7,67%	8,07%	8,36%
σ_s (InB_Zyk_03)	7,30%	6,88%	5,77%	5,78%	5,63%	5,20%	4,85%
s_IRR (InB_Zyk_04)	4,83%	5,63%	5,41%	6,82%	7,96%	8,27%	8,49%
σ_s (InB_Zyk_04)	5,40%	4,52%	4,24%	4,49%	4,65%	4,28%	4,00%

Tabelle 57: Phasenweiser Kenngrößenüberblick (InB_Zyk-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Der Kenngrößenüberblick in Tabelle 57 identifiziert Case 02 (Investitionen in den Jahren 2 und 3 der jeweiligen Regulierungsperiode) als das Szenario mit der durchweg geringsten internen Verzinsung. Zur Vergegenwärtigung: Im Gegensatz hierzu führte im Fall der Standardinvestitionen eine Konzentration des zu investierenden Betrags auf die Jahre 2 und 3 der Regulierungsperioden aufgrund der optimalen Ausnutzung des Barwert- und Blindspot-Effekts zu den vergleichsweise höchsten Renditen.

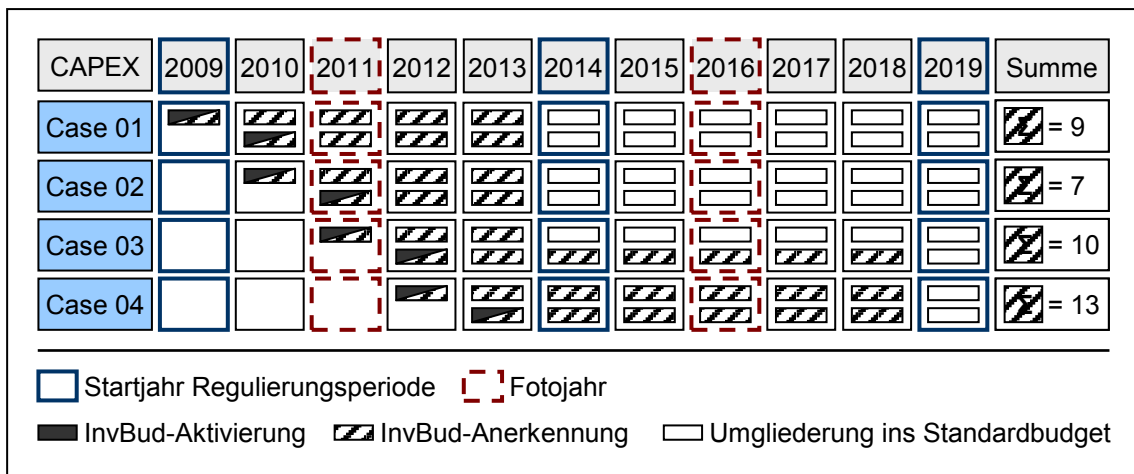


Abbildung 29: Anerkennungszeitpunkte Investitionsbudget (InB_Zyk-Cases)

Quelle: Eigene Darstellung.

Auslöser dieses Phänomens ist – trotz der gegensätzlichen Wirkweise – in beiden Fällen das Fotojahr. Während die Fotojahrbetrachtung im Standardbudget der Grund für die Blindspot-Problematik ist, dient das Fotojahr im Rahmen der Anerkennung von Investitionsbudget-Kapitalkosten der Bestimmung der Anerkennungsdauer als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil. Da Kapitalkosten des Investitionsbudgets, die nach dem Basisjahr für die folgende Regulierungsperiode geltend gemacht werden, bis zum Ende der nächsten Regulierungsperiode zu genehmigen sind, ergibt sich eine unterschiedliche Anzahl von Anerkennungsjahren (vgl. Abbildung 29).

Die Summe der Anerkennungszeitpunkte als Investitionsbudget in Abbildung 29 erklärt die Wertdifferenzen der internen Verzinsungen bis 2028 aufgrund der im Vergleich zum Standardbudget schnelleren und zudem aufgezinnten Einbeziehung des Investitionsbudgets in die Erlösobergrenze. Mit der geringsten Anzahl von Anerkennungszeitpunkten (7 Jahre) ergibt sich für Case 02 entsprechend die geringste Rendite. Spätestens ab 2029 sind sämtliche Investitionsbudgets ins Standardbudget umgegliedert und die Renditeeffekte verwässern sich auf lange Sicht.

Lässt man Case 02 außer Acht, kann bei der Betrachtung der internen Verzinsung auch ansonsten ein im Vergleich zu den Standardinvestitionszyklen gegenläufiger Effekt beobachtet werden, denn spätere Investitionen resultieren in eine höhere interne Verzinsung (vgl. Tabelle 57). Grundsätzlich wäre bei Vernachlässigung des Anerkennungsaspekts zu erwarten, dass die Renditeverläufe in Tabelle 55 zumindest anfänglich Szenarien übergreifend lediglich eine horizontale Verschiebung aufweisen und sich infolgedessen innerhalb des Kenngrößenüberblicks in Tabelle 57 ein annähernd vergleichbares Verzinsungsniveau einstellt. Dieser Effekt wird dadurch verwirkt, dass die Kapitalkosten des Investitionsbudgets im Normalfall bereits in der jeweils folgenden Regulierungsperiode in das Standardbudget umgegliedert werden. Verbleiben die Kapitalkosten des Investitionsbudgets in der gesonderten Anerkennung (außerhalb der regulären Fotojahr Betrachtung) sind die Renditeunterschiede in der Tat nur noch gering und die Standardabweichung bewegt sich über alle Sensitivitäten hinweg in einer vergleichbaren Bandbreite (vgl. Tabelle 58). Die Summe der Anerkennungsjahre (vgl. Abbildung 29) wäre im Fall einer fortwährenden Anerkennung im dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenblock für alle betrachteten Szenarien identisch.

Phasenweiser Kenngrößenüberblick der Ist-Eigenkapitalrenditen (vor Steuern)							
Wert ab t=2009 bis T (→)	2018	2028	2038	2048	2058	2068	2078
s_IRR (InB_Zyk_01)	4,75%	6,82%	6,96%	7,64%	8,01%	8,21%	8,37%
σ_s (InB_Zyk_01)	5,71%	5,12%	4,19%	3,84%	3,53%	3,25%	3,03%
s_IRR (InB_Zyk_02)	4,67%	7,08%	7,08%	7,69%	8,08%	8,26%	8,42%
σ_s (InB_Zyk_02)	4,58%	4,42%	3,64%	3,36%	3,13%	2,88%	2,69%
s_IRR (InB_Zyk_03)	4,63%	7,58%	7,36%	7,86%	8,22%	8,38%	8,51%
σ_s (InB_Zyk_03)	4,69%	4,55%	3,77%	3,42%	3,16%	2,90%	2,70%
s_IRR (InB_Zyk_04)	4,83%	7,50%	7,30%	7,77%	8,17%	8,35%	8,50%
σ_s (InB_Zyk_04)	5,40%	4,83%	4,01%	3,59%	3,32%	3,05%	2,84%

Tabelle 58: Phasenweiser Kenngrößenüberblick (modifizierte InB_Zyk-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Zwar werden die Kapitalkosten des Investitionsbudgets verhältnismäßig zeitnah in den Erlösen berücksichtigt, so ergeben sich dennoch durch den Zeitversatz des tatsächlichen Einbezugs kurzfristige Unterrenditen. Da die Betrachtungsweise der

internen Verzinsung den Zinseszinsseffekt beachtet, kommt frühzeitigen Negativrenditen eine höhere Gewichtung zu, als dies bei späteren Unterdeckungen der Fall ist. Der in Tabelle 58 beobachtbare nur noch geringfügige (aber über sämtliche Perioden hinweg konstante) Renditeunterschied kann auf diesen Barwerteffekt innerhalb der internen Verzinsung zurückgeführt werden.

c) Investitionsbudget-Anerkennungsfristen (InB_Rec)

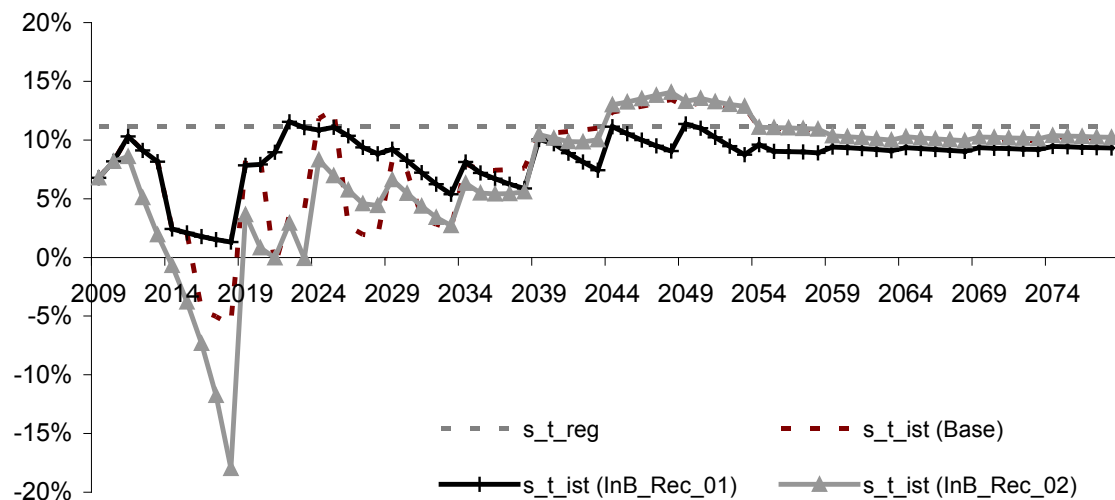
Im vorigen Abschnitt wurde bereits darauf eingegangen, dass die derzeitige Regulierungspraxis zwar grundsätzlich vorsieht, dass Investitionsbudgets jeweils nur bis zum Ende der aktuell laufenden Regulierungsperiode anererkennungsfähig sind, in Ausnahmen allerdings eine Genehmigung bis zum Ende der folgenden Regulierungsperiode erfolgt (BNetzA 2010d: 11). Dieser Aspekt geht mit der grundsätzlichen Fragestellung einher, ob – und inwieweit – die gesonderte Anerkennungsfähigkeit des Investitionsbudgets anzusetzen ist. Während der Base-Case die soeben geschilderten Fristen berücksichtigt, sollen die beiden folgenden Zusatzszenarien die beiden anderen Extreme abbilden:

- Case 01: unendliche Anerkennungsfähigkeit des Investitionsbudgets (keine Umgliederung ins Standardbudget)
- Case 02: keine Anerkennung des Investitionsbudgets (unmittelbare Einbeziehung ins Standardbudget)

Tabelle 59 zeigt die Ist-Renditeverläufe in Abhängigkeit von den Anerkennungsfristen des Investitionsbudgets.

Case-übergreifende Übersicht der Eigenkapitalrenditen (InB_Rec-Cases)

Vorsteuer-Renditen auf Basis bilanzielles Eigenkapital



Hinweis: Angaben in %; s_IRR 2009-78 min. 7,26 % und max. 8,49 %; σ_s 2009-78 max. 5,83 %

Tabelle 59: Sensitivierete Ist-Renditeverläufe (InB_Rec-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Anhand der grafischen Darstellung der Renditeverläufe in Tabelle 59 wird unmittelbar ersichtlich, was das auslösende Charakteristikum für die Einführung eines gesonderten Investitionsbudgets war: Die Renditen eines Regimes, das ausschließlich über die herkömmliche Basisjahrbeziehung Kosten in die Erlösobergrenze aufnimmt (Case 02), liegen in den investitionsintensiven Anfangsperioden bis 2023 ausnahmslos unterhalb der Szenarien mit (wenn auch zeitversetzter) laufender Erlösanpassung (Case 01).

Im Fall der permanenten Kostenanpassung (Case 01) bleiben die Überrenditen aus, die sich bei der basisjahrbezogenen Kostenfeststellung aufgrund der höheren im Fotojahr festgestellten kalkulatorischen Abschreibungen in der Zeit rückläufiger Abschreibungen (in den Jahren 2039 bis 2053) ergeben. Sobald die ursprünglichen und nicht optimierten Investitionsbudgetbeträge der Jahre 2009 bis 2023 schließlich 27 bzw. 30 Jahre später aus dem Anlagevermögen ausscheiden (vollständig abgeschrieben sind), stellt sich das Renditeniveau ab 2054 in beiden betrachteten Fällen auf ein annähernd einheitliches Niveau ein.

Phasenweiser Kenngrößenüberblick der Ist-Eigenkapitalrenditen (vor Steuern)

Wert ab t=2009 bis T (→)	2018	2028	2038	2048	2058	2068	2078
s_IRR (InB_Rec_01)	5,11%	7,41%	7,29%	7,82%	8,18%	8,35%	8,49%
σ_s (InB_Rec_01)	3,64%	3,58%	2,98%	2,78%	2,61%	2,41%	2,26%
s_IRR (InB_Rec_02)	-1,48%	1,07%	2,39%	4,66%	6,11%	6,77%	7,26%
σ_s (InB_Rec_02)	9,03%	6,97%	5,97%	6,61%	6,60%	6,18%	5,83%

Tabelle 60: Phasenweiser Kenngrößenüberblick (InB_Rec-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Insofern dreht sich der Renditeeffekt der Investitionsbudget-Anerkennungsfähigkeit im Zeitverlauf. Der zwischenzeitlich positive Ergebnisverlauf in den Regulierungsperioden 8 und 9 des Case 02 vermag die langfristige interne Verzinsung nicht mehr an das Niveau aus Case 01 heranzuführen (vgl. Tabelle 60).

d) Nutzungsdauerdifferenzen (AfA_Dif)

Bestandteil der in Kapitel 5.2.2 erläuterten Annahmen des Ausgangsszenarios sind u. a. die Abweichungen zwischen den kalkulatorischen (regulatorischen) und den bilanziellen Nutzungsdauern. Im Base-Case betragen die bilanziellen Größen 90 % der regulatorischen Vorgaben, es besteht also eine Nutzungsdauerdifferenz in Höhe von 10 %.

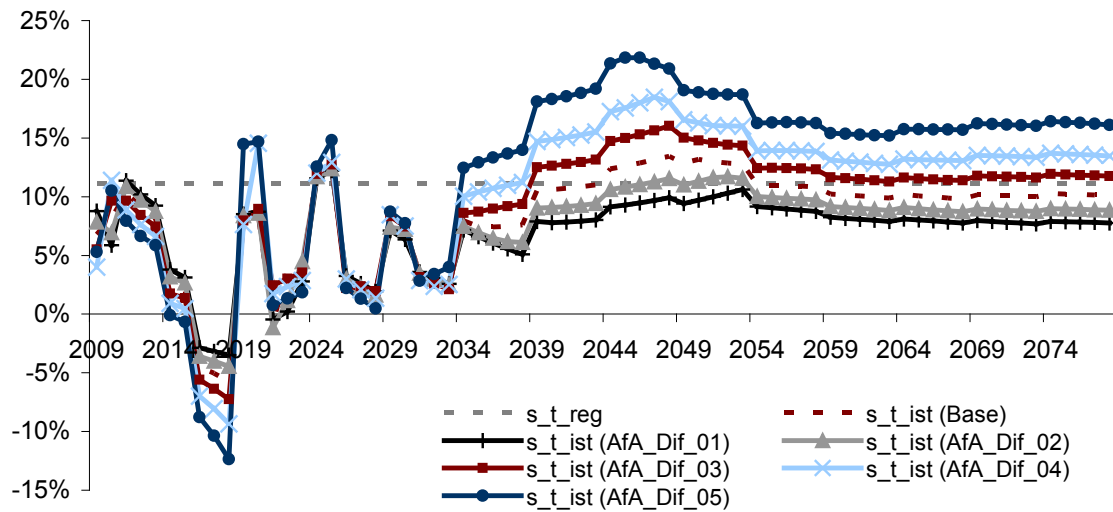
Die im Modell neben dem Base-Case analysierten Nutzungsdauerdifferenzen weisen in Bezug auf die Abweichung der bilanziellen von der kalkulatorischen Nutzungsdauer, $ND_t^{reg} \in \{5, 10, 35, 50, 30\}$, folgende Werte aus:

- Case 01: Nutzungsdauerdifferenz beträgt 0 %, d. h. $ND_t^{ist} = 100\% \cdot ND_t^{reg}$
- Case 02: Nutzungsdauerdifferenz beträgt 5 %, d. h. $ND_t^{ist} = 95\% \cdot ND_t^{reg}$
- Case 03: Nutzungsdauerdifferenz beträgt 15 %, d. h. $ND_t^{ist} = 85\% \cdot ND_t^{reg}$
- Case 04: Nutzungsdauerdifferenz beträgt 20 %, d. h. $ND_t^{ist} = 80\% \cdot ND_t^{reg}$
- Case 05: Nutzungsdauerdifferenz beträgt 25 %, d. h. $ND_t^{ist} = 75\% \cdot ND_t^{reg}$

Tabelle 61 verdeutlicht, dass die Renditeverläufe der Jahre bis 2034 davon geprägt sind, dass innerhalb der einzelnen Regulierungsperioden mit zunehmender bilanzieller Unterschreitung der kalkulatorischen Nutzungsdauern (Case 01 → Case 05) positive Renditeausschläge eher zu Beginn und verstärkt negativere Renditeverläufe gegen Ende der jeweiligen Regulierungsperioden entstehen. Im Folgezeitraum bewirkt eine höhere (negativere) Abweichung der bilanziellen von den kalkulatorischen Nutzungsdauern eine durchgehende (positive) Niveaushiftung der tatsächlich messbaren Ist-Renditen.

Case-übergreifende Übersicht der Eigenkapitalrenditen (AfA_Dif-Cases)

Vorsteuer-Renditen auf Basis bilanzielles Eigenkapital



Hinweis: Angaben in %; s_IRR 2009-78 min. 6,91 % und max. 11,92 %; σ_s 2009-78 max. 7,82 %

Tabelle 61: Sensitivierete Ist-Renditeverläufe (AfA_Dif-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die grundsätzliche Wirkung der Nutzungsdauerannahmen zielt freilich auf die Höhe der Abschreibungen und die Dauer der Ansatzbarkeit ab. Kurze (lange) Nutzungsdauern bewirken hohe (niedrige), aber schneller abgeschlossene (länger laufende) Abschreibungen. Besteht hierbei eine Differenz zwischen dem kalkulatorischen und dem tatsächlichen Ansatz, kommt es zwangsweise zu zeitweisen Über- oder Unterrenditen. Dieser Effekt lässt sich anhand Tabelle 62 näher erläutern.

Phasenweiser Kenngrößenüberblick der Ist-Eigenkapitalrenditen (vor Steuern)

Wert ab t=2009 bis T (→)	2018	2028	2038	2048	2058	2068	2078
s_IRR (AfA_Dif_01)	4,14%	4,59%	4,82%	5,78%	6,51%	6,75%	6,91%
σ_s (AfA_Dif_01)	5,78%	5,14%	4,27%	4,06%	3,92%	3,61%	3,36%
s_IRR (AfA_Dif_02)	3,63%	4,39%	4,81%	6,11%	7,00%	7,33%	7,55%
σ_s (AfA_Dif_02)	5,97%	5,28%	4,45%	4,49%	4,41%	4,08%	3,81%
s_IRR (AfA_Dif_03)	2,26%	3,93%	4,89%	7,11%	8,36%	8,87%	9,28%
σ_s (AfA_Dif_03)	6,77%	5,75%	5,12%	5,98%	5,92%	5,51%	5,19%
s_IRR (AfA_Dif_04)	1,30%	3,59%	4,93%	7,70%	9,13%	9,77%	10,30%
σ_s (AfA_Dif_04)	7,49%	6,70%	6,10%	7,29%	7,12%	6,64%	6,26%
s_IRR (AfA_Dif_05)	0,09%	3,13%	5,12%	8,66%	10,38%	11,22%	11,92%
σ_s (AfA_Dif_05)	8,27%	7,94%	7,46%	9,12%	8,85%	8,26%	7,82%

Tabelle 62: Phasenweiser Kenngrößenüberblick (AfA_Dif-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Bei einem Vergleich der durchschnittlichen internen Verzinsung im Case 01 und Case 05 in der Modellphase 1 (2009 bis 2018) wird ersichtlich, wie die bilanziell niedrigeren Nutzungsdauern (höhere Abschreibungsbeträge) im Case 05 negativ auf die kurz-

fristige Ist-Rendite wirken. Dies ist insofern schlüssig, als dass die bilanziellen Abschreibungen die kalkulatorischen Abschreibungen in diesem Zeitraum übersteigen und ein entsprechend schlechteres Ist-Vorsteuer-Ergebnis realisiert wird.

Langfristig hingegen kann entgegengesetzt beobachtet werden, dass aufgrund der Nutzungsdauerunterschiede höhere in der Erlösbergrenzenkalkulation berücksichtigte regulatorische Abschreibungen zu Überrenditen führen, da das tatsächliche (bilanzielle) Abschreibungsniveau wertmäßig deutlich niedriger liegt. Im Grunde kann bei steigenden Nutzungsdauerdifferenzen auf lange Sicht mit einem *de facto* weitgehend abgedeckten Anlagevermögen eine nachhängend positive Eigenkapitalverzinsung erzielt werden. Die im Case 05 bis 2078 in Summe erzielbaren Überrenditen sind infolge der grundlegenden kalkulatorischen und bilanziellen Annahmendisparität durchweg mit wesentlich höheren Standardabweichungen behaftet (vgl. Tabelle 62).

5.3.2.3 Zeitversatz-Parameter

Es liegt in der Natur von Regulierungseingriffen, dass derartige Maßnahmen nicht in Echtzeit die Struktur bzw. (im vorliegenden Fall) das Verhalten am Markt beeinflussen können. Zu berücksichtigen sind in der Funktionsweise von Regulierungsmechanismen auch die erforderlichen administrativen Prozesse. Zwar versucht die Anreizregulierung, durch Anwendung von mehrjährigen Regulierungsperioden den Aufwand fortwährender Kostenprüfungen (Regulatory Review, vgl. Kapitel 3.5) zu reduzieren, dennoch entstehen bei der Umsetzung des aktuellen Regulierungsregimes verschiedene Zeitversätze.

a) Basisjahr-Zeitversatz (BJ_Zv)

Von besonderer Bedeutung für die Projektion des Erlöspfades ist der Aufsetzpunkt durch die Aufnahme des Basis- bzw. Fotojahres. Die Regulierungsverordnung sieht vor, dass zwecks Festlegung des Erlös- bzw. Kostenausgangsniveaus auf die nach Maßgabe der Netzentgeltverordnung erhobenen Kosten „im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode $[t-2]$ auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres $[t-1]$ “ Bezug genommen wird (§ 6 Satz 1 ARegV, vgl. Kapitel 4.3.2.4). Der daraus resultierende $t-2-1$ -Zeitversatz ($t-3$) bildet gleichzeitig die zugrunde gelegte Annahme im Basisszenario. Die zusätzlich betrachteten Szenarien weisen folgende Parametereinstellungen des Basisjahr-Zeitversatzes auf:

- Case 01: Basisjahr-Aufnahme im $t - 4$ -Versatz¹²⁵
- Case 02: Basisjahr-Aufnahme im $t - 2$ -Versatz

Zur Auswahl der Parametereinstellungen sei darüber hinaus gesagt, dass weitergehende Szenarien bewusst ausgelassen wurden, da

- eine Erhöhung des Zeitversatzes auf $t - 5$ einer Überbrückung der gesamten Regulierungsperiode gleichkäme,
- eine Reduktion des Versatzes auf $t - 1$ erfordern würde, dass die BNetzA am 31. Dezember alle Kostenanträge innerhalb eines Tages bearbeitet, und
- eine Absenkung des Versatzes auf $t - 0$ einen technisch nicht realisierbaren Fall darstellt, da die Erlöse der laufenden Periode von den gleichzeitig entstehenden Kosten abhängen (zeitliche Iteration).

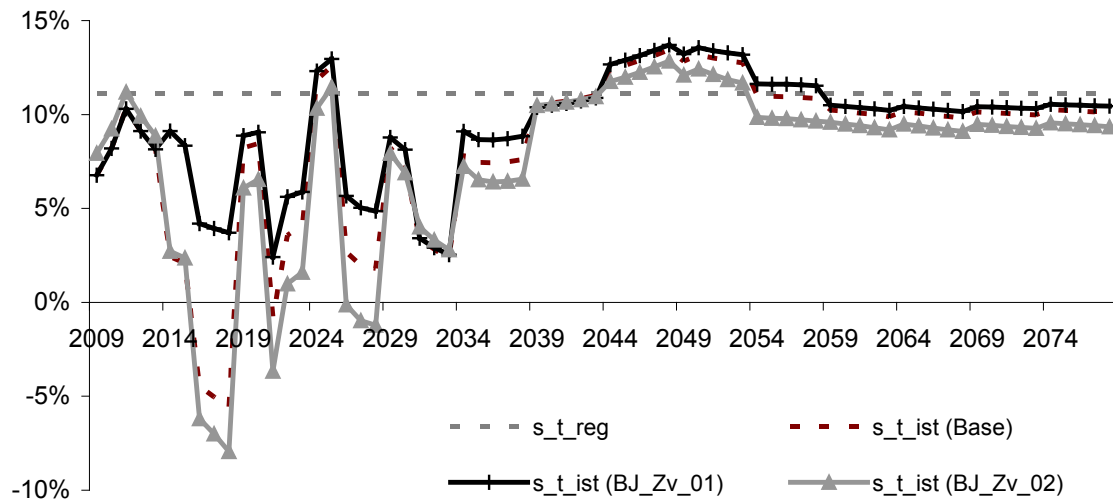
In diesem Zusammenhang ist der Ausschluss weiterer Initialkürzungen der Kostenbasis im Fotojahr durch den Regulierer von besonderer Bedeutung (vgl. Kapitel 5.2.1), da nur die bis zum Zeitpunkt der Kostenaufnahme umgesetzten Effizienzsteigerungen im Rahmen der vorgenommenen Analysen als realisierbar angesehen werden.

Anhand der Verläufe der Ist-Renditen in Tabelle 63 wird ersichtlich, dass ein höherer Zeitversatz (Case 01) über den Zeitverlauf einen glättenden Effekt aufweist und zudem in der Vielzahl der Fälle oberhalb der Renditen liegt, die sich aus Szenarien geringerer Zeitversätze (Base-Case, Case 02) ableiten lassen. Geringere Zeitversätze hingegen rufen auffallende Renditeschwankungen hervor.

¹²⁵ Aufgrund der Tatsache, dass das Modell eine erstmalige kalkulatorische Kostenfeststellung für das Jahr 2006 vorsieht, findet der $t - 4$ -Versatz erst ab der zweiten Regulierungsperiode Anwendung.

Case-übergreifende Übersicht der Eigenkapitalrenditen (BJ_Zv-Cases)

Vorsteuer-Renditen auf Basis bilanzielles Eigenkapital



Hinweis: Angaben in %; s_IRR 2009-78 min. 7,49 % und max. 9,47 %; σ_s 2009-78 max. 4,76 %

Tabelle 63: Sensitivierete Ist-Renditeverläufe (BJ_Zv-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Auswirkungen geringerer Zeitversätze auf Niveau und Verläufe der Ist-Renditen, die sich auch in den Standardabweichungen in Tabelle 64 widerspiegeln, mögen zunächst unerwartet sein, da kurze Zeitversätze erwartungsgemäß das realistischste Bild der Kostensituation abbilden müssten und vermeintlich am ehesten ermöglichen sollten, den Zielvorgaben am nächsten kommende Renditen zu realisieren.

Phasenweiser Kenngrößenüberblick der Ist-Eigenkapitalrenditen (vor Steuern)

Wert ab t=2009 bis T (→)	2018	2028	2038	2048	2058	2068	2078
s_IRR (BJ_Zv_01)	7,16%	7,19%	7,11%	8,28%	9,10%	9,31%	9,47%
σ_s (BJ_Zv_01)	2,41%	2,88%	2,80%	3,26%	3,38%	3,11%	2,90%
s_IRR (BJ_Zv_02)	2,85%	2,92%	3,87%	5,72%	6,74%	7,17%	7,49%
σ_s (BJ_Zv_02)	7,58%	6,32%	5,37%	5,69%	5,49%	5,09%	4,76%

Tabelle 64: Phasenweiser Kenngrößenüberblick (BJ_Zv-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Hintergrund dieses Renditeverlaufs ist zunächst die Annahme, dass die Netzbetreiber dazu angehalten sind, jährliche Kostenreduktionen (Effizienzsteigerungen) umzusetzen. Mit jedem weiteren Jahr reduziert sich dadurch die Gesamtkostenbasis (steigt die Effizienz). Je weiter ein Fotojahr also in die Vergangenheit reicht, umso höher ist das Kostenniveau, das als Basis für die nächste Regulierungsperiode herangezogen wird. Im Extremfall ist der Zeitversatz zum Basisjahr so groß, dass sämtliche in einer Periode realisierten Kostensteigerungen hinsichtlich der berücksichtigten Effizienz-

gewinne überbrückt werden und das Startniveau der Folgeperiode der Ausgangsbasis der Vorperiode entspricht.¹²⁶

Abbildung 30 verdeutlicht dieses Phänomen exemplarisch für einen $t-4$ - und $t-1$ -Versatz. Anhand dieser Abbildung lässt sich erkennen, wie ein größerer Zeitversatz das Gesamtkostenniveau und damit die kalkulatorische Bemessungsgrundlage des Basisjahres auf einem in Summe höheren Niveau halten kann.

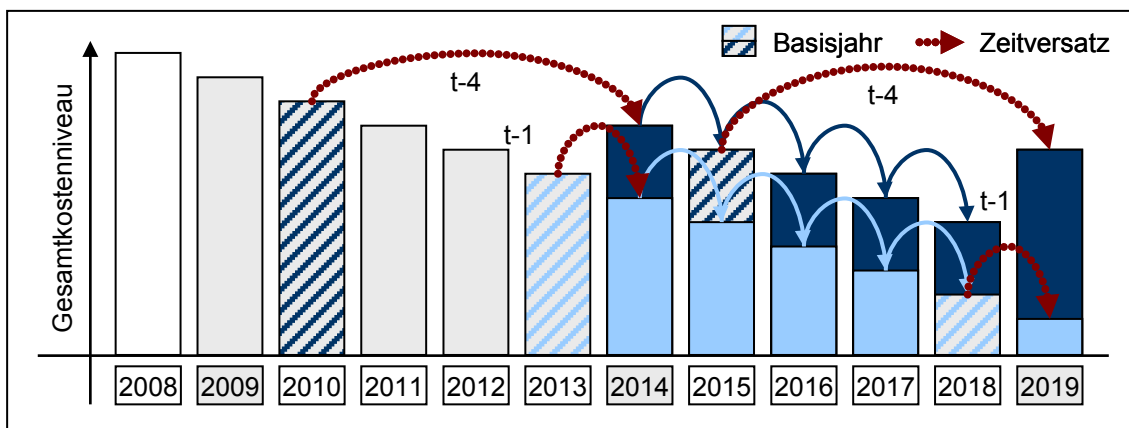


Abbildung 30: Exemplarischer Effekt des Basisjahr-Zeitversatzes

Quelle: Eigene Darstellung.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass neben den bewussten und beabsichtigten Effizienzsteigerungen auch sonstige Effekte in den Kostenverläufen (und somit gleichermaßen in den Fotojahraufnahmen) beinhaltet sein können, die den erläuterten Effekt verstärken bzw. abschwächen. Derartige außerordentliche Effekte sind im Modell nicht abgebildet und werden spätestens seit den jüngsten ARegV-Änderungen auch in der Praxis (sofern identifizier- bzw. abgrenzbar) vom Regulierer nicht berücksichtigt (BGBl. I 2010: 1282).

b) Zeitversatz der Einbeziehung des Verbraucherpreisindex (VPI_Zv)

Auch der zur Berücksichtigung der allgemeinen Geldwertentwicklung in der EO-Formel angewendete Verbraucherpreisindex (in Form eines Laspeyres-Preisindex) wird gemäß Verordnungstext auf das vorletzte Kalenderjahr [$t-2$] vor dem Jahr, für das die Erlösobergrenze gilt, bezogen (§ 8 Satz 2 ARegV, vgl. Kapitel 4.3.2.4). In Anlehnung an Formel [27] sei die Anwendung am Beispiel der ersten Regulierungsperiode an dieser Stelle nochmals aufgeführt:

¹²⁶ Die Wechselwirkung mit den Effizienzwerten wird hierbei vernachlässigt.

$$[183] \quad \frac{VPI_t}{VPI_0} := \frac{VPI_{t-2}}{VPI_{BJ=2006}}$$

Der Base-Case legt diesen Ansatz den Berechnungen zugrunde. Die zusätzlich betrachteten Parameterkonstellationen stellen sich wie folgt dar:

- Case 01: VPI-Zähler im $t - 3$ -Versatz
- Case 02: VPI-Zähler im $t - 1$ -Versatz

Analog zu den Ausführungen in Bezug auf den Basisjahr-Zeitversatz ist hinsichtlich des $t - 0$ -Versatzes ebenfalls zu vermerken, dass dieser Fall grundsätzlich mit technischen Umsetzungsschwierigkeiten verbunden ist. Ein $t - 1$ -Versatz ist hinsichtlich der VPI-Einbeziehung nicht gänzlich auszuschließen, da keine individuellen Kostenprüfungen erforderlich sind und der Verbraucherpreisindex auf den aktuellsten vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Informationen (z. B. Dezemberwerte) basieren könnte.

Tabelle 65 zeigt die Ist-Renditeverläufe in Abhängigkeit vom VPI-Zeitversatz.

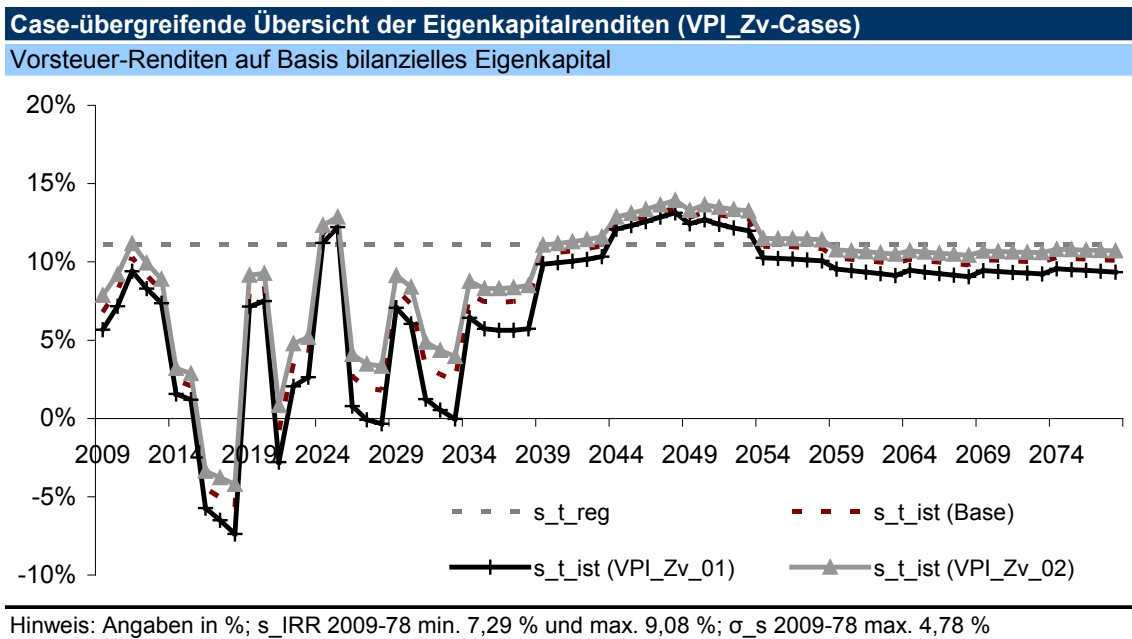


Tabelle 65: Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (VPI_Zv-Cases)
 Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Sensitivierung des Verbraucherpreisindex resultiert in einer reinen Niveaushiftung der beobachtbaren Renditen. Durch das weitestgehend gleichbleibende Profil der Renditeverläufe ist das Niveau der verschiedenen Standardabweichungen nur geringfügig verändert (vgl. Tabelle 66). Auf Basis des Kenngrößenüberblicks kann ein durch-

weg einheitliches Verhältnis von (niedrigeren) Zeitversätzen zu (höheren) Ist-Renditen belegt werden.

Phasenweiser Kenngrößenüberblick der Ist-Eigenkapitalrenditen (vor Steuern)							
Wert ab t=2009 bis T (→)	2018	2028	2038	2048	2058	2068	2078
s_IRR (VPI_Zv_01)	1,92%	2,91%	3,40%	5,33%	6,48%	6,95%	7,29%
σ_s (VPI_Zv_01)	6,53%	5,81%	4,98%	5,53%	5,48%	5,10%	4,78%
s_IRR (VPI_Zv_02)	4,01%	5,23%	5,91%	7,48%	8,45%	8,81%	9,08%
σ_s (VPI_Zv_02)	6,11%	5,21%	4,46%	4,78%	4,71%	4,36%	4,08%

Tabelle 66: Phasenweiser Kenngrößenüberblick (VPI_Zv-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Der positive Renditeeffekt kürzerer Zeitversätze lässt sich am eingängigsten mittels der Ursprungsformel (Formel [25]) nachvollziehen. Verkürzt man die Betrachtung auf die wesentlichen Parameter, wird anhand von Formel [184] deutlich, dass der Verbraucherpreisindex ein Gegengewicht zur allgemeinen sektoralen Produktivitätsfaktoraufgabe darstellt.

$$[184] \quad EO_t = \dots + \left(KA_{vnb,BJ} + (\dots) \cdot KA_{b,BJ} \right) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_{BJ}} - \prod_{t=1}^n (1 + PF_t) \right)$$

Je niedriger also der Zeitversatz der VPI-Berücksichtigung ist, umso größer wird der Wert des Zählers und (bei konstantem Nenner) damit des gesamten VPI-Quotienten. Da auf diese Weise die Einwirkung des Produktivitätsfaktors sinkt, stellt sich bei der Erlösbergrenzenberechnung ein höherer Wert für die gesamten vorübergehend nicht beeinflussbaren $[KA_{vnb}]$ und beeinflussbaren $[KA_b]$ Kostenanteile ein.

c) Zeitversatz der Einbeziehung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten (Dnb_Zv)

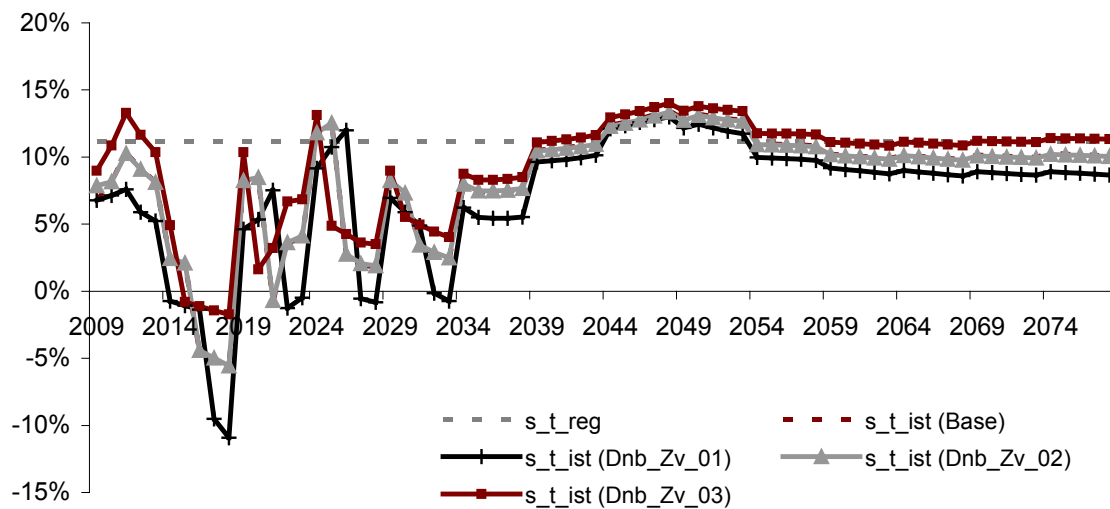
Neben dem versetzten Einbezug des Basisjahres und des Verbraucherpreisindex werden auch die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten nicht unmittelbar aus dem Vorjahr übernommen. Die Verordnung schreibt in § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV vor, dass die Einbeziehung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (bis auf einzelne Ausnahmen) auf die jeweils im vorletzten Kalenderjahr $[t-2]$ entstandenen Kosten abzustellen ist (vgl. Kapitel 4.3.2.4). Dieser Maßgabe kommt die Parametereinstellung im Base-Case nach, allerdings sieht das Ausgangsszenario zudem die ursprüngliche Sonderregelung vor, nach der im Jahr der Einführung der Anreizregulierung (2009) noch keine veränderten Kosten Berücksichtigung finden sollten, sondern hierbei auch auf das Basisjahr 2006 $[t-3]$ zurückzugreifen war (vgl. Tabelle 21).

Die Sensitivitätsanalysen basieren auf den folgenden Zeitversatz-Einstellungen in Bezug auf die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Um ein einheitliches Bild zu geben, wird ein base-case-verbundener $t-2$ -Case aufgenommen, der auch in der ersten Regulierungsperiode eine durchgehende Handhabung dieses Zeitversatzes vorsieht. Im Rahmen dieser Zeitversatzbetrachtung scheint eine $t-1$ -Anerkennung insofern nicht gänzlich unrealistisch, als zumindest zuvor genehmigte Investitionsbudget-Kapitalkosten nicht kurzfristig zum Jahreswechsel durch die BNetzA geprüft werden müssen, sondern aufgrund deren Genehmigung im Vorfeld schon längere Zeit bekannt sind.

- Case 01: Berücksichtigung KA_{dnb} mit $t-3$ -Versatz
- Case 02: Berücksichtigung KA_{dnb} mit $t-2$ -Versatz
- Case 03: Berücksichtigung KA_{dnb} mit $t-1$ -Versatz

Tabelle 67 zeigt die KA_{dnb} -zeitversatzabhängigen Ist-Renditeverläufe.

Case-übergreifende Übersicht der Eigenkapitalrenditen (Dnb_Zv-Cases)
 Vorsteuer-Renditen auf Basis bilanzielles Eigenkapital



Hinweis: Angaben in %; s_{IRR} 2009-78 min. 7,01 % und max. 9,3 %; σ_s 2009-78 max. 4,89 %

Tabelle 67: Sensitivierete Ist-Renditeverläufe (Dnb_Zv-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Anders als im Fall der Basisjahr-Zeitversätze lässt sich anhand der abgebildeten Renditeverläufe erkennen, dass ein kürzerer Zeitversatz (Case 03) einen positiven, glättenden Effekt auf die tatsächlich erzielbare Eigenkapitalverzinsung bewirkt. Die deutlichsten Renditeunterschiede ergeben sich insbesondere in den Regulierungsperioden bis 2034. Entsprechend zeigen die phasenweisen Kenngrößen in Tabelle 68 im Zeitraum bis 2028 die größten Unterschiede bei der internen Verzinsung. Die

Standardabweichung der Ist-Renditen ist im Fall größerer Zeitversätze durchweg höher als in den Szenarien niedrigerer Zeitversätze.

Phasenweiser Kenngrößenüberblick der Ist-Eigenkapitalrenditen (vor Steuern)							
Wert ab t=2009 bis T (→)	2018	2028	2038	2048	2058	2068	2078
s_IRR (Dnb_Zv_01)	0,68%	2,58%	3,21%	5,15%	6,29%	6,72%	7,01%
σ_s (Dnb_Zv_01)	6,85%	6,20%	5,30%	5,76%	5,65%	5,23%	4,89%
s_IRR (Dnb_Zv_02)	3,13%	4,26%	4,91%	6,58%	7,61%	8,00%	8,29%
σ_s (Dnb_Zv_02)	6,31%	5,45%	4,68%	5,03%	4,97%	4,60%	4,31%
s_IRR (Dnb_Zv_03)	5,33%	5,54%	6,03%	7,58%	8,58%	8,97%	9,30%
σ_s (Dnb_Zv_03)	6,21%	4,93%	4,19%	4,58%	4,57%	4,26%	4,01%

Tabelle 68: Phasenweiser Kenngrößenüberblick (Dnb_Zv-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

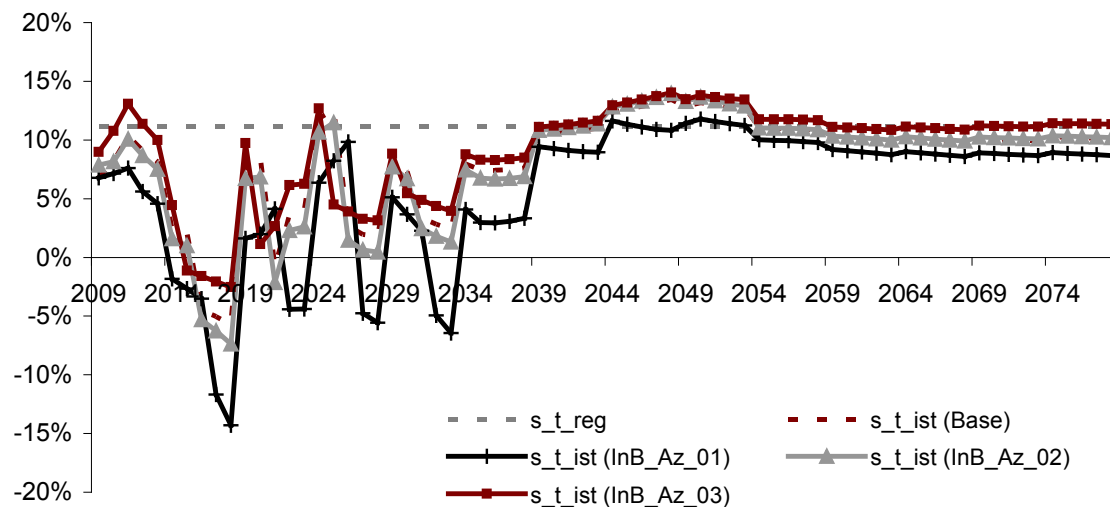
Ausschlaggebend für die anfänglich besonders deutlichen Renditeunterschiede sind die Kapitalkosten der Investitionsbudgets, die – nach derzeitiger Anerkennungspraxis – bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode Bestandteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile sind. Da eine laufende Berücksichtigung mit besonders niedrigem Zeitversatz die in investitionsintensiven *de facto* stark gestiegenen Fremdkapitalkosten und Abschreibungen schneller in den regulatorisch vorgegebenen Erlösen abbildet, kommt es in der Ist-Betrachtung zu wesentlich geringeren (selteneren) Unterdeckungen.

Auch langfristig ist zu beobachten, dass ein geringerer Zeitversatz positiv auf die erzielbaren Renditen wirkt. Dies liegt insbesondere daran, dass trotz Zeitversatz kein Inflationsausgleich vorgenommen wird. Je „älter“ also die Kostenbasis, desto größer ist die nominale Unterdeckung zum Zeitpunkt der Gegenüberstellung mit den tatsächlich anfallenden Kosten.

In Teilen wird der allgemeinen Zeitversatzproblematik mit der Aufzinsung der Kapitalkosten des Investitionsbudgets entgegengewirkt (vgl. Formel [103] bzw. Kapitel 5.1.4). Die Aufzinsung der Kapitalkosten des Investitionsbudgets wird jedoch nur in der aktiven Anerkennungsphase vorgenommen, und zwar jeweils mit der Potenz des Zeitversatzes.

Case-übergreifende Übersicht der Eigenkapitalrenditen (InB_Az-Cases)

Vorsteuer-Renditen auf Basis bilanzielles Eigenkapital



Hinweis: Angaben in %; s_{IRR} 2009-78 min. 5,72 % und max. 9,17 %; σ_s 2009-78 max. 5,88 %

Tabelle 69: Sensitivierete Ist-Renditeverläufe (InB_Az-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Bei der Betrachtung eines Szenarios, das auf diesen Hilfsmechanismus verzichtet, der sich ausschließlich auf den Investitionsbudget-Bestandteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile bezieht (vgl. Tabelle 69), zeigen sich bei steigenden Zeitversätzen noch wesentlich deutlichere (negativere) Renditeausschläge. Die Zeitversatzannahmen der drei zusätzlichen Aufzinsungs-Cases sind ansonsten identisch zu den beschriebenen Annahmen der KA_{anb} -Szenarien.

Der bezüglich der Investitionsbudget-Kapitalkosten dem Zeitversatz entgegenstehende Aufzinsungsmechanismus führt case-übergreifend zu nicht-linearen Renditeunterschieden, da die Aufzinsung zum einen auf Kapitalkosten (nicht Inflationsgrößen) beruht und zum anderen der Zeitversatz als Exponent wirkt.

5.3.2.4 Sonstige regulierte Parameter

a) Eigenkapitaldeckelung (EQI_Cap/EQII_Cap)

Die vom Regulierer angesetzte Eigenkapitaldeckelung wirkt an zwei Stellen: erstens der (maximalen) Gewichtung des eigenkapitalfinanzierten, tagesneuwertbasierten Altanlagevermögens [$EKQ I$] und zweitens der (maximalen) Höhe des eigenkapitalsatzverzinslichen betriebsnotwendigen Eigenkapitals [$EKQ II$]. Beide Begrenzungen werden in der Regulierungspraxis bei 40 % gezogen (vgl. Kapitel 4.3.2.3). Gleichermaßen stellt diese Höhe der doppelten Eigenkapitaldeckelung die Annahme des Base-Case dar.

Die Analyse der Effekte aus der Eigenkapitaldeckelung wird gemäß der zwei Ansatzpunkte getrennt voneinander durchgeführt. Die Sensitivitäten bezüglich der Begrenzung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals I [\overline{EKQI}] stellen sich folgendermaßen dar:

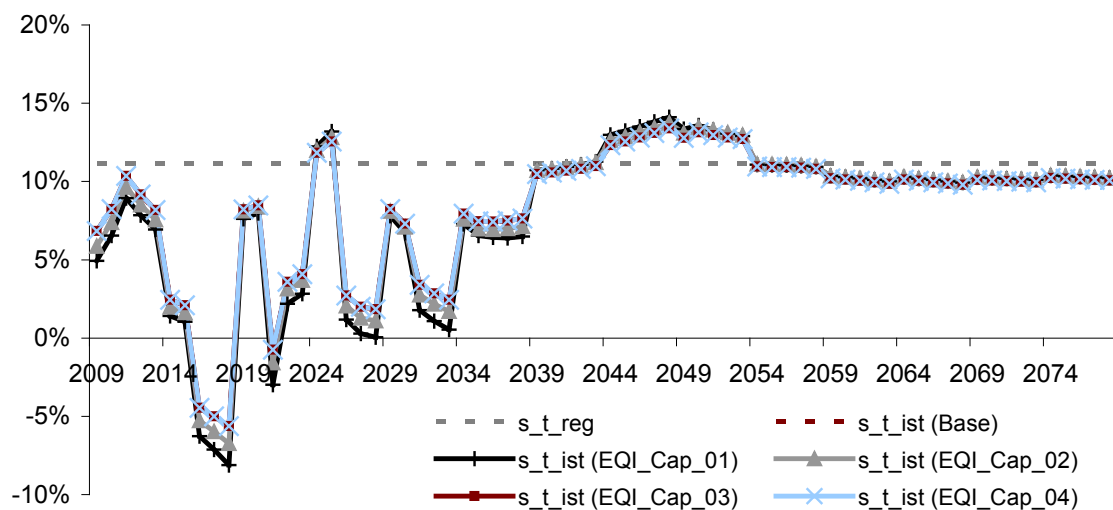
- Case EQI_Cap_01: Deckelung der \overline{EKQI} bei 20 %
- Case EQI_Cap_02: Deckelung der \overline{EKQI} bei 30 %
- Case EQI_Cap_03: Deckelung der \overline{EKQI} bei 50 %
- Case EQI_Cap_04: Deckelung der \overline{EKQI} bei 60 %

In Kapitel 5.3.1 wurde im Zuge der Analyse des Anlagevermögens bereits darauf hingewiesen, dass der Anteil des sogenannten Altanlagevermögens sowohl absolut (durch Abschreibungen) als auch prozentual (durch starke Wachstumsinvestitionen) sinkt und letztlich 2030 aus dem kalkulatorischen Gesamtanlagevermögen vollständig herausfällt (vgl. Tabelle 26). Da der Anteil des Altanlagevermögens schon in der zweiten Regulierungsperiode deutlich unterhalb der 20%-Marke fällt, ist die Wirkungsfläche der \overline{EKQI} -Deckelung auch zu Beginn der Modelllaufzeit nur minimal.

Tabelle 70 verdeutlicht den kaum merklichen Renditeeffekt, der sich ab der fünften Regulierungsperiode vollständig verliert.

Case-übergreifende Übersicht der Eigenkapitalrenditen (EQI_Cap-Cases)

Vorsteuer-Renditen auf Basis bilanzielles Eigenkapital



Hinweis: Angaben in %; s_IRR 2009-78 min. 7,87 % und max. 8,29 %; σ_s 2009-78 max. 5,14 %

Tabelle 70: Sensitivierete Ist-Renditeverläufe (EQI_Cap-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

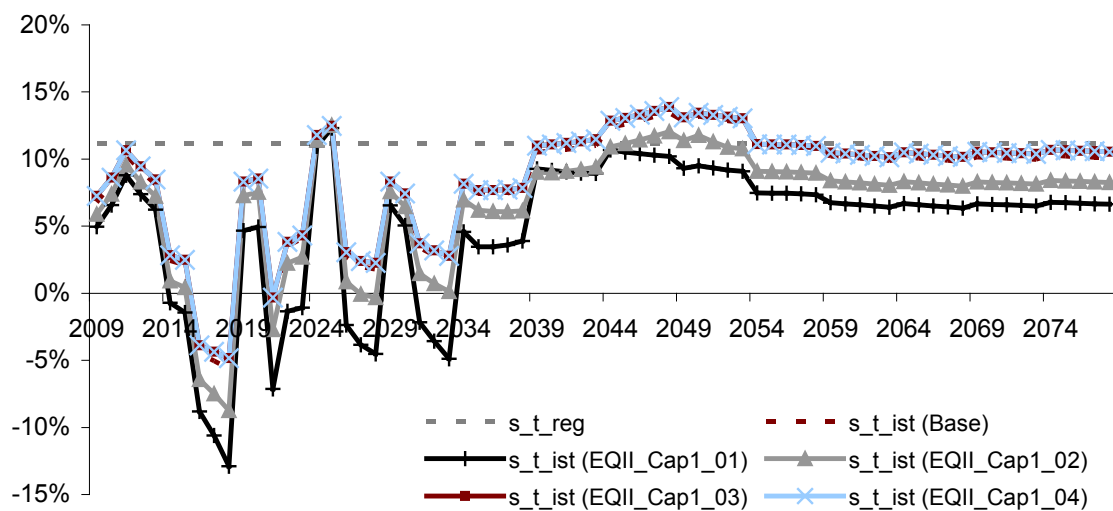
Von bleibender Relevanz hingegen ist die Begrenzung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals II [$\overline{EKQ II}$]. Die diesbezüglichen Sensitivitäten zeigen folgende zusätzliche Parameterkonstellationen (Base-Case $\overline{EKQ II}$ bei 40 %):

- Case EQII Cap 01: Deckelung der $\overline{EKQ II}$ bei 20 %
- Case EQII Cap 02: Deckelung der $\overline{EKQ II}$ bei 30 %
- Case EQII Cap 03: Deckelung der $\overline{EKQ II}$ bei 50 %
- Case EQII Cap 04: Deckelung der $\overline{EKQ II}$ bei 60 %

Wesentlichen Einfluss auf die Auswirkungen der $\overline{EKQ II}$ -Deckelung haben selbstverständlich die angenommene Ausgangseigenkapitalausstattung im Basisjahr 2006, die Finanzierungs- und Tilgungsstruktur von laufenden Neuinvestitionen sowie die Ausschüttungspolitik der Unternehmen (bzw. der Eigenkapitalgeber).¹²⁷ Verbleiben diese Prämissen auf dem Niveau der Base-Case-Einstellungen mit dem zugrunde gelegten $\overline{EKQ II}$ -Fokus in Höhe von 40 %, ergeben sich bei ausschließlicher Veränderung der Deckelungssätze die in Tabelle 71 abgebildeten Renditeverläufe.

Case-übergreifende Übersicht der Eigenkapitalrenditen (EQII_Cap1-Cases)

Vorsteuer-Renditen auf Basis bilanzielles Eigenkapital



Hinweis: Angaben in %; s_{IRR} 2009-78 min. 4,79 % und max. 8,63 %; σ_s 2009-78 max. 5,42 %

Tabelle 71: Sensitivierete Ist-Renditeverläufe (EQII_Cap1-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

¹²⁷ Der im Base-Case angenommene Insolvenzsicherungsmechanismus ($ISQ_t = 20\%$, vgl. Kapitel 5.2.2) wird im Rahmen der Sensitivierung der Kapitalstruktur außer Kraft gesetzt, um hierdurch keine Ergebnisverzerrungen hervorzurufen.

Tabelle 71 verdeutlicht, dass bei unveränderten Finanzierungs- und Ausschüttungsprämissen nur diejenigen Szenarioeinstellungen eine erkennbare Abweichung vom Base-Case ergeben, die eine Eigenkapitaldeckung unterhalb des in Bezug auf die anderen benannten Prämissen verfolgten *EKQ II*-Fokus in Höhe von 40 % vorsehen (vgl. Tabelle 71). Die Szenarien 03 und 04 weisen durch die oberhalb des *EKQ II*-Fokus liegenden Deckelungen keine Abweichungen voneinander auf, da die kalkulatorischen Beträge unterhalb des kritischen Niveaus zurückbleiben (vgl. Tabelle 72). Die Szenarien 03 und 04 bieten also keine „Angriffsfläche“ für die vorgenommenen Sensitivierungen der *EKQ II*.

Phasenweiser Kenngrößenüberblick der Ist-Eigenkapitalrenditen (vor Steuern)							
Wert ab t=2009 bis T (→)	2018	2028	2038	2048	2058	2068	2078
s_IRR (EQII_Cap1_01)	-0,36%	0,35%	0,88%	3,02%	4,07%	4,48%	4,79%
σ_s (EQII_Cap1_01)	8,14%	7,26%	6,32%	6,65%	6,30%	5,81%	5,42%
s_IRR (EQII_Cap1_02)	1,48%	2,74%	3,41%	5,09%	6,07%	6,42%	6,68%
σ_s (EQII_Cap1_02)	7,05%	6,17%	5,31%	5,49%	5,30%	4,89%	4,56%
s_IRR (EQII_Cap1_03)	3,51%	4,54%	5,17%	6,90%	7,93%	8,32%	8,63%
σ_s (EQII_Cap1_03)	6,14%	5,27%	4,53%	5,00%	4,94%	4,58%	4,30%
s_IRR (EQII_Cap1_04)	3,51%	4,54%	5,17%	6,90%	7,93%	8,32%	8,63%
σ_s (EQII_Cap1_04)	6,14%	5,27%	4,53%	5,00%	4,94%	4,58%	4,30%

Tabelle 72: Phasenweiser Kenngrößenüberblick (EQII_Cap1-Cases)

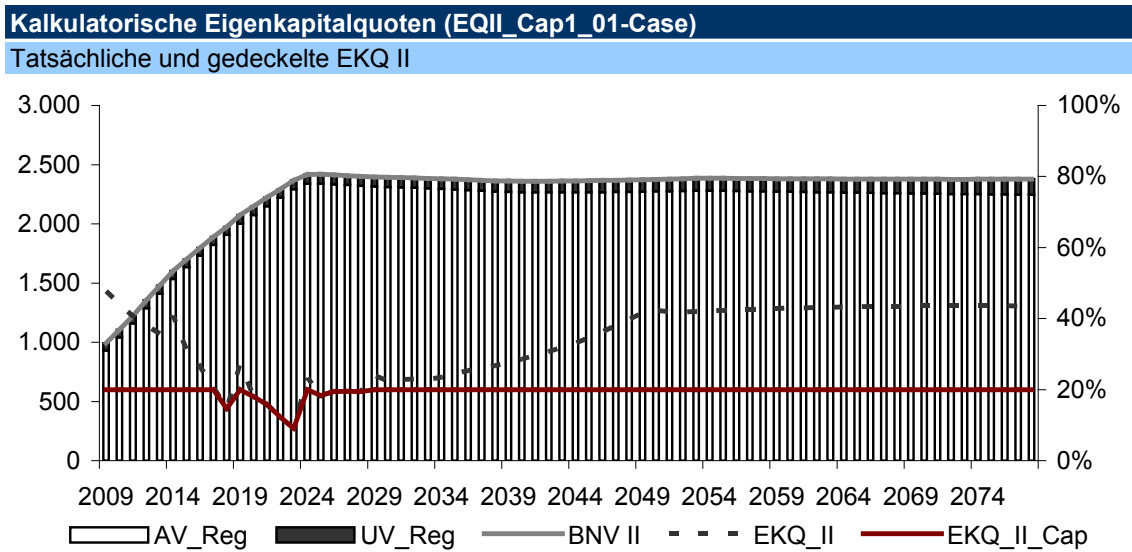
Quelle: Eigene Berechnungen.

Die reduzierten Ist-Renditen der Cases 01 und 02, die besonders in der zweiten Modellhälfte sichtbar werden, entstehen dadurch, dass der Eigenkapitalanteil, der die gedeckelte Quoten übersteigt, nominal wie Fremdkapital zu verzinsen ist (§ 7 Abs. 1 Satz 5 StromNEV, vgl. Kapitel 4.3.2.3). Als Referenzzinssatz wird der auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogene Durchschnitt der Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten herangezogen, der im Rahmen der Modellierung (und Regulierungspraxis) derzeit bei 4,23 % liegt. Dieser Zinssatz muss aufgrund der eigenkapitalähnlichen Behandlung analog zur Formel [170] bzw. [171] in einen Vorsteuer-Zinssatz umgewandelt werden, der mit den bekannten 11,14 % vergleichbar ist:

$$[185] \quad s_t^{FK,EBT,reg} = \frac{4,23\% \cdot (1 - 15,825\%)}{1 - 15,825\% - 3,5\% \cdot 400\%} = 5,07\%$$

Zieht man nun in Betracht, dass die sonstigen Annahmen zur Finanzierungs- und Tilgungsstruktur sowie der Ausschüttungspolitik weiterhin auf die 40%-Marke abzielen, wird in Case 01 (Deckelung der *EKQ II* bei 20 %) über einen längeren Zeitraum nur rund die Hälfte des betriebsnotwendigen Eigenkapitals mit dem Eigenkapitalsatz

(11,14 %) und die andere Hälfte mit dem Fremdkapitalsatz (5,07 %) verzinst (vgl. Tabelle 73).



Hinweis: Angaben in Mio. € (AV / UV / BNV) und in % (EKQ)

Tabelle 73: Kalkulatorische Eigenkapitalquoten (EQII_Cap1_01-Case)

Quelle: Eigene Berechnungen.

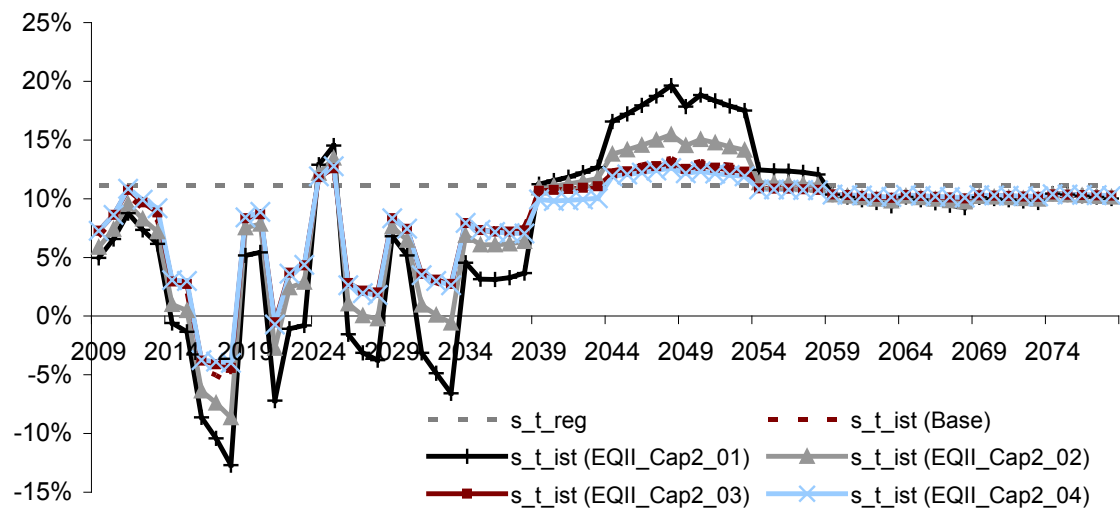
Gewichtet man die beiden Eigenkapitalzinssätze entsprechend deren Anwendungsbasis (vgl. Tabelle 73), so erklärt sich – bei auch im Base-Case allgemein festgestellten Unterschreitung der regulatorischen Zielgröße – die Höhe der internen Verzinsung zwischen 2009 und 2078 im Case 01 (vgl. Tabelle 72). Dieser Erklärungsansatz ist gleichermaßen für den Case 02 anwendbar.

Ein verändertes Bild stellt sich ein, sobald die zusätzlichen Annahmen zur Finanzierungs- und Tilgungsstruktur sowie der Ausschüttungspolitik ebenfalls die veränderten *EKQ II*-Deckelungen berücksichtigen (vgl. Tabelle 74).¹²⁸

¹²⁸ Die Annahme zur Ausgangs-Eigenkapitalquote im Basisjahr 2006 wird gemäß Base-Case bei 40 % belassen.

Case-übergreifende Übersicht der Eigenkapitalrenditen (EQII_Cap2-Cases)

Vorsteuer-Renditen auf Basis bilanzielles Eigenkapital



Hinweis: Angaben in %; s_IRR 2009-78 min. 7,39 % und max. 8,41 %; σ_s 2009-78 max. 7,53 %

Tabelle 74: Sensitivierete Ist-Renditeverläufe (EQII_Cap2-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Wesentlichste Aussage der modifizierten Sensitivierung der zweiten Eigenkapitaldeckelung ist die Tatsache, dass langfristig (im letzten Modelldrittel) im Verhältnis zur unterlegten Eigenkapitalbasis ein nahezu vollständig identisches Ist-Renditeniveau erreicht werden kann. Bis hin zum eingeschwungenen Zustand lassen sich jedoch mit abnehmender Prozenzhöhe der *EKQ II*-Deckelungen, der Fremdfinanzierungsanteile, der Tilgungsstruktur sowie der Ausschüttungsmindestquote stärkere Ausschläge positiver wie negativer Ist-Renditenabweichungen beobachten.

Grundsätzlich ist im Zusammenhang mit der steigenden Reagibilität der Renditen bei sinkendem *EKQ II*-Fokus anzumerken, dass Über- und Unterrenditen in vielen Fällen nicht unmittelbar operativ, sondern beispielsweise durch in der Vergangenheit veranlagte Abschreibungsbeträge bedingt (prädeterminiert) sind. Kommt nun hinzu, dass ein reduzierter *EKQ II*-Fokus – bei ansonsten gleichbleibendem Geschäftsumfang – erstens eine geringere absolute Eigenkapitalbezugsgröße und zweitens einen niedrigeren kalkulatorischen Eigenkapitalzins-Ergebnispuffer zur Folge hat, ergeben sich durch nicht-operative (prädeterminierte) Effekte absolut und relativ stärkere Ergebnisschwankungen.

b) Fremdkapitalkostendeckelung (FKZ_Cap)

Nach geltendem Recht werden im Rahmen der Regulatory Reviews den Netzbetreibern im Hinblick auf die Finanzierung des Standardgeschäfts maximal Fremdkapital-

kosten in „Höhe kapitalmarktüblicher Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen“ genehmigt (§ 5 Abs. 2 StromNEV). Das Gesetz weißt zwar keine genauere Definition dafür aus, was „kapitalmarktüblich“ ist, in der Praxis wird zu diesem Zweck jedoch auf „den Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten“ in Höhe von derzeit 4,23 % zurückgegriffen (vgl. Kapitel 4.3.2.3). Diese Obergrenze für anererkennungsfähige Fremdkapitalkosten ist Teil der Annahmen des Base-Case, in dem gleichzeitig davon ausgegangen wird, dass sich die Unternehmen zu diesem Zinssatz am Fremdkapitalmarkt refinanzieren können.

In Abweichung von der Base-Case-Annahme [$r_t^{FK,ist} = \bar{r}_t^{FK,reg} = 4,23\%$] wurden bei konstant gehaltener Zins-Cap [$\bar{r}_t^{FK,reg} = 4,23\%$] folgende Sensitivitäten betrachtet.

- Case 01: Ist-Zins liegt 100 Basispunkte über der Zins-Cap, d. h. $r_t^{FK,ist} = 5,23\%$
- Case 02: Ist-Zins liegt 50 Basispunkte über der Zins-Cap, d. h. $r_t^{FK,ist} = 4,73\%$
- Case 03: Ist-Zins liegt 50 Basispunkte unter der Zins-Cap, d. h. $r_t^{FK,ist} = 3,73\%$
- Case 04: Ist-Zins liegt 100 Basispunkte unter der Zins-Cap, d. h. $r_t^{FK,ist} = 3,23\%$

Daraus ergibt sich folgendes Renditebild (vgl. Tabelle 75).

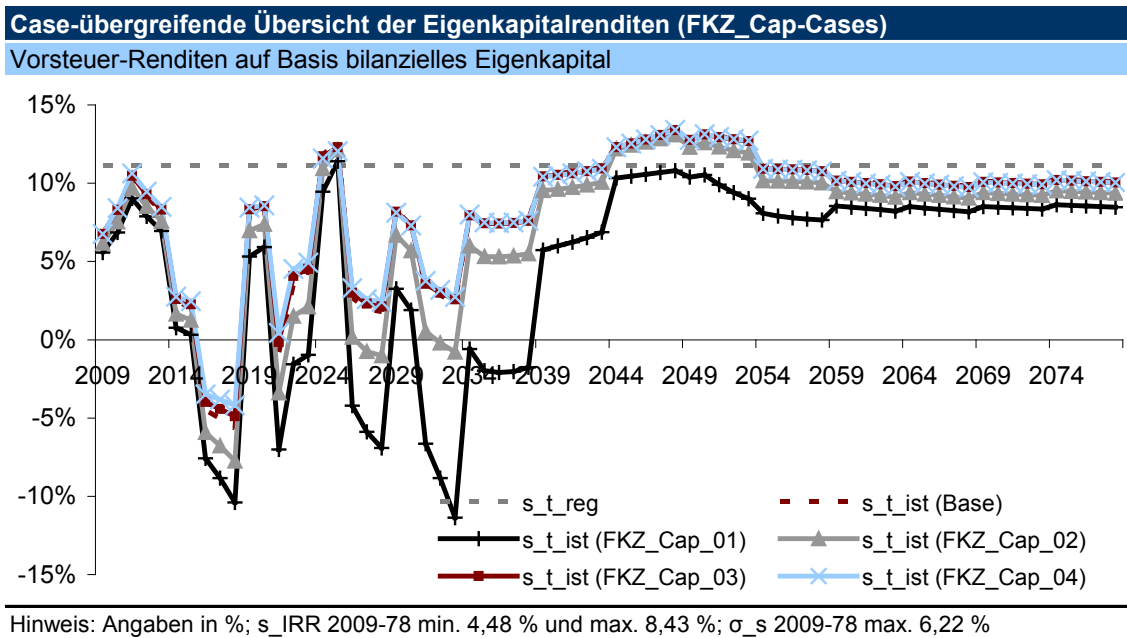


Tabelle 75: Sensitivierte Ist-Renditeverläufe (FKZ_Cap-Cases)
 Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Verläufe in Tabelle 75 zeigen signifikante Renditeeffekte erwartungsgemäß nur für die Szenarien, in denen der Ist-Fremdkapitalzins über der Anerkennungsobergrenze liegt. Deutliche und auch langfristig beobachtbare Renditeabschläge ergeben sich in

den Cases 01 und 02 durch die Ist-Überschreitung der regulatorischen Fremdkapitalzinsdeckelung.

Liegen die tatsächlich erreichbaren Fremdkapitalkosten über den gesamten Betrachtungshorizont hinweg einen Prozentpunkt oberhalb der Anerkennungsgrenze (Case 01), ergibt sich für den Zeitraum von 2009 bis 2078 auf Basis des beschriebenen Annahmensets eine interne Verzinsung, die nur knapp viereinhalb Prozentpunkte beträgt (vgl. Tabelle 76) und damit deutlich unterhalb der Szenarien verbleibt, die Fremdkapitalkonditionen auf oder unterhalb der regulierten Obergrenze vorsehen (Base-Case bzw. Case 03 und 04).

Phasenweiser Kenngrößenüberblick der Ist-Eigenkapitalrenditen (vor Steuern)							
Wert ab t=2009 bis T (→)	2018	2028	2038	2048	2058	2068	2078
s_IRR (FKZ_Cap_01)	0,80%	0,57%	-0,67%	1,52%	2,94%	3,83%	4,48%
σ_s (FKZ_Cap_01)	7,48%	7,02%	6,50%	6,91%	6,82%	6,51%	6,22%
s_IRR (FKZ_Cap_02)	1,99%	2,73%	3,12%	5,08%	6,27%	6,77%	7,13%
σ_s (FKZ_Cap_02)	6,80%	6,01%	5,15%	5,69%	5,64%	5,25%	4,93%
s_IRR (FKZ_Cap_03)	3,31%	4,45%	5,04%	6,67%	7,69%	8,06%	8,35%
σ_s (FKZ_Cap_03)	6,06%	5,23%	4,48%	4,86%	4,82%	4,47%	4,19%
s_IRR (FKZ_Cap_04)	3,60%	4,70%	5,23%	6,82%	7,81%	8,16%	8,43%
σ_s (FKZ_Cap_04)	5,85%	5,01%	4,29%	4,68%	4,66%	4,31%	4,04%

Tabelle 76: Phasenweiser Kenngrößenüberblick (FKZ_Cap-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Da die Regulierungssystematik eine „bis-zu“-Regel vorsieht und tatsächliche Refinanzierungskosten, die unterhalb des Caps liegen, nur in Höhe des Ist-Aufwands kalkulatorisch berücksichtigt werden, liegen die Szenarien 03 und 04 auf dem Niveau des Base-Case. Tabelle 76 zeigt für diese beiden Cases auch langfristig (bis 2078) einen nur marginalen Unterschied zwischen den internen Verzinsungen. Die Szenarien unterhalb der Anerkennungsgrenze verbleibender Fremdkapitalkonditionen (Case 03 und 04) sind zudem mit den geringsten Standardabweichungen behaftet.

c) **Gewerbsteuerberechnung (GewSt)**

Grundsätzlich sei vorab nochmals darauf hingewiesen, dass steuerliche Aspekte bei der Systemanalyse eigentlich weitestgehend ausgeklammert werden. Jedoch ergeben sich aufgrund der Einbeziehung eines Gewerbesteuer-Kostenblocks in die Erlösobergrenze messbare Vorsteuereffekte. Gegenstand der Betrachtung ist hierbei zum einen die Bemessungsgrundlage und zum anderen die Anwendung des Gewerbesteuer-satzes.

In Kapitel 5.2.2 wurde bereits auf die genaue Berechnungsweise des Gewerbesteuer-Kostenblocks eingegangen. Gemäß BNetzA-Leitfaden (BNetzA 2010d: 11) wird die Bemessungsgrundlage im ersten Schritt durch die zuvor ermittelte Eigenkapitalverzinsung gegeben. Diese Bemessungsgrundlage wird in einem zweiten Schritt um den Körperschaftsteueranteil reduziert. Zuletzt wird der sodann ermittelte Betrag mit dem Gewerbesteuer-„Vom-Hundert-Satz“ multipliziert (vgl. Formel [166]). Dieser Arithmetik folgt auch das Annahmenset des Basisszenarios.

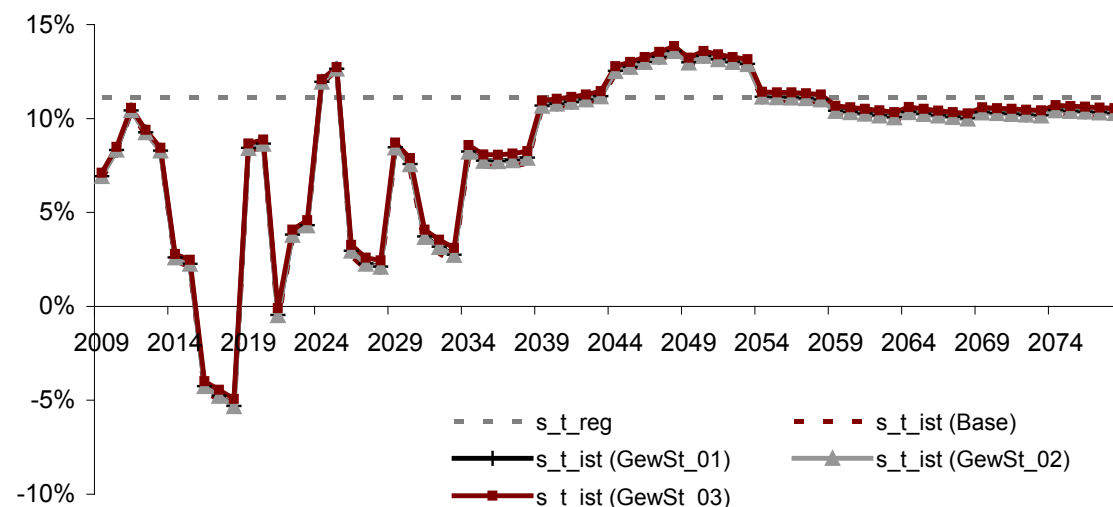
Die zusätzlich berechneten Szenarien variieren sowohl die Abzugsfähigkeit der Körperschaftsteuer von der Bemessungsgrundlage als auch den Anwendung findenden Gewerbesteuersatz. Letzteres bietet die Alternative, anstatt eines „Vom-Hundert-Satzes“ [$x\%$] einen „Im-Hundert-Satz“ [$x\% \div (1 - x\%)$] bei der Rückrechnung auf eine Vorsteuergröße heranzuziehen. Die dargestellten Berechnungsweisen beziehen sich dabei ausschließlich auf den Eigenkapitalanteil unterhalb der maximalen Anerkennungsquote von im Base-Case 40 %.

- Case 01: $GewSt_t^{reg} = S_t^{reg} \cdot taxrate_t^{GewSt}$
- Case 02: $GewSt_t^{reg} = S_t^{reg} \cdot (1 - taxrate_t^{KSt}) \cdot taxrate_t^{GewSt} \div (1 - taxrate_t^{GewSt})$
- Case 03: $GewSt_t^{reg} = S_t^{reg} \cdot taxrate_t^{GewSt} \div (1 - taxrate_t^{GewSt})$

Die grafische Betrachtungsweise offenbart zwar keine verstärkten Renditeausschläge (vgl. Tabelle 77). Erkennbar wird am abgebildeten Verlauf der Ist-Renditen, dass die kombinierte Gewerbesteuerberechnungsweise in Case 03 die durchweg höchsten Eigenkapitalrenditen ergibt.

Case-übergreifende Übersicht der Eigenkapitalrenditen (GewSt-Cases)

Vorsteuer-Renditen auf Basis bilanzielles Eigenkapital



Hinweis: Angaben in %; s_IRR 2009-78 min. 8,48 % und max. 8,76 %; σ_s 2009-78 max. 4,32 %

Tabelle 77: Sensitivierete Ist-Renditeverläufe (GewSt-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Mit Blick auf die internen Verzinsungen bis 2078 (vgl. Tabelle 78) wird deutlich, dass die Modifikation der Bemessungsgrundlage (Case 01) und des Anwendung findenden Gewerbesteuersatzes (Case 02) im Vergleich zum Base-Case (8,3 %) jeweils einen in etwa auf gleicher Höhe liegenden Renditeeffekt von rund 20 Basispunkten ergibt. In Kombination der beiden Sensitivitäten (Case 03) addieren sich diese Effekte und die durchschnittliche Gesamtrendite zwischen 2009 und 2078 steigt weiter in Richtung der regulatorischen Zielvorgabe.

Phasenweiser Kenngrößenüberblick der Ist-Eigenkapitalrenditen (vor Steuern)

Wert ab t=2009 bis T (→)	2018	2028	2038	2048	2058	2068	2078
s_IRR (GewSt_01)	3,21%	4,39%	5,09%	6,77%	7,81%	8,21%	8,51%
σ_s (GewSt_01)	6,21%	5,39%	4,65%	5,02%	4,97%	4,61%	4,32%
s_IRR (GewSt_02)	3,20%	4,37%	5,06%	6,74%	7,79%	8,18%	8,48%
σ_s (GewSt_02)	6,22%	5,40%	4,65%	5,03%	4,97%	4,61%	4,32%
s_IRR (GewSt_03)	3,42%	4,62%	5,35%	7,03%	8,07%	8,47%	8,76%
σ_s (GewSt_03)	6,14%	5,32%	4,60%	4,99%	4,94%	4,59%	4,30%

Tabelle 78: Phasenweiser Kenngrößenüberblick (GewSt-Cases)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 79 zeigt die in Kapitel 5.3.2 gewonnenen Erkenntnisse bezüglich der Wirkweise einzelner Einflussfaktoren auf die erzielbaren Renditen und deren Standardabweichungen im Überblick. Die nachgewiesenen Steuerungswirkungen sind teilweise bereits auf den ersten Blick mit den zuvor benannten Regulierungszielen vereinbar. Verschiedene Effekte können in diesem Zusammenhang jedoch durchaus kritisch

gesehen werden. Die Würdigung der Einflussnahme der aufgeführten Parameter auf die Bestimmung der Erlösobergrenzen sowie der damit erzielbaren Renditen ist Gegenstand des Kapitels 6.

Auswertungsübersicht Sensitivitätsanalysen				
Auswirkung steigender Parameter (x)		x	s (x↑)	σ (x↑)
<i>Effizienz- bezogene Parameter</i>	a) Allgemeiner sektoraler Produktivitätsfaktor (PF)	PF	↓	↑
	b) Individuelle Effizienzwerte (EW)	EW	↑	(↓)
	c) Tatsächliche Effizienzsteigerungen (ES)	ES	↑	↓
<i>Investive Parameter</i>	a) Zyklische Standardinvestitionen (StI_Zyk)	t	(↓)	(↑)
	b) Zyklische InvBud-Investitionen (InB_Zyk)	t	(↑)	(↓)
	c) InvBud-Anerkennungsfristigkeit (InB_Rec)	Rec.	(↑)	↓
	d) Nutzungsdauer-Unterschiede (AfA_Dif)	Dif	↑	↑
<i>Zeitversatz- Parameter</i>	a) Basisjahr-Zeitversatz (BJ_Zv)	Zv	↑	↓
	b) VPI-Zeitversatz (VPI_Zv)	Zv	↓	↑
	c) KA_dnb-Zeitversatz (Dnb_Zv)	Zv	↓	↑
	d) InvBud-Aufzinsung (InB_Az)	Az	↑	(↓)
<i>Sonstige regulierte Parameter</i>	a) EKQ I-Deckelung TNW/AHK-Berechnung (EQI_Cap)	Cap	↑	(↓)
	b) EKQ II-Deckelung EK/FK-Gewichtung (EQII_Cap)	Cap	↑	↓
	c) Realisierbare Fremdkapitalkosten (FKZ_Cap)	FKZ	↓	↑
	d) Gewerbesteuer-Berechnung (GewSt)	Meth.	(↑)	(↓)

Hinweis: x = sensitivierter Parameter, s = Ist-Rendite, σ = Standardabweichung
 ↑ = steigt, ↓ = sinkt, (.) = uneindeutige Ergebnisse / lokale Maxima / mittelbare Einflüsse

Tabelle 79: Auswertungsübersicht sensitivierter Parameter

Quelle: Eigene Darstellung.

6 Würdigung und Konsequenz der Systemanalyse

Das in Deutschland bestehende Anreizregulierungsregime basiert bezüglich der umgesetzten Grundgedanken auf einer bekannten und grundsätzlich bewährten Regulierungsmethodik (vgl. Kapitel 3.5.3), die als eine Art Wettbewerbssurrogat ökonomische Anreizsetzung und gleichzeitige Kostensenkungen miteinander zu verbinden versucht (Fritz 2005: 117/135, vgl. Kapitel 4.3.2.2).

Ausschlaggebend für eine von Unternehmensseite unterstützte nachhaltige Verfolgung des energiepolitischen Zieldreiecks sind adäquate Ertragsmöglichkeiten für Netzbetreiber sowie eine langfristig verlässliche Geschäftsgrundlage (vgl. Kapitel 4.3.1). Analysegegenstand dieser Arbeit sind zwar die quantitativ messbaren Renditeeffekte einzelner Regulierungsparameter, allerdings musste während der Erstellung dieser Arbeit immer wieder festgestellt werden, dass die regulatorischen Vorgaben nach wie vor einem stetigen Wandel unterliegen.¹²⁹ Somit sieht sich das aktuelle Regulierungsregime unter Maßgabe der ordnungspolitischen Vorgaben zumindest dem Vorwurf ausgesetzt, die langfristige Verlässlichkeit und damit auch die Planbarkeit von Investitionsvorhaben einzuschränken (Franz/Schäffner/Trage 2005a: 92–93). Derartige Unsicherheiten, die von potenziellen Änderungen der Regeln oder deren Auslegung ausgehen können, werden an dieser Stelle nicht weiter betrachtet, sind aber dennoch ein nicht zu vernachlässigender Bestandteil der allgemeinen Systemkritik (Pedell 2007: 32).

Die Würdigung der Modellierungsergebnisse bezieht sich auf Renditeeffekte, die von einzelnen Bestandteilen des aktuellen Regulierungsregimes ausgehen. Grundsätzlich soll den Betreibern von Energienetzen eine Vorsteuer-Eigenkapitalverzinsung in Höhe von 11,14 % zugestanden werden (Sendner/Kindler 2010: 2). Die tatsächlich erzielbare Verzinsung entspricht jedoch keineswegs selbstverständlich der regulatorischen Vorgabe, sondern sieht sich der Einwirkung verschiedener Regulierungsparameter ausgesetzt. In Kapitel 6.1 wird auf die jeweilige Steuerungswirkung dieser Parameter eingegangen, in Kapitel 6.2 soll schließlich auf einzelne Implikationen bzw. mögliche Verbesserungsansätze hingewiesen werden.

¹²⁹ Beispielsweise Änderung des EnWG am 04.11.2010 sowie Ankündigung einer weiteren Novellierung in 2011, Änderung der ARegV am 03.09.2010, Ungewissheit über Einführung der Qualitätsregulierung ab (spätestens) der zweiten Regulierungsperiode (2014) u. v. m.

6.1 Kritische Würdigung der Analyseergebnisse

Im Zuge der Differenzierung grundlegender Regulierungskonzepte (vgl. Kapitel 3.5) wurden als zentrale Kriterien bei der Analyse der verschiedenen Ansätze die Möglichkeit der Gesamtkostendeckung, die Anreizsetzung zur effizienten Faktornutzung, die Schaffung von Investitionsanreizen, die Praktikabilität und Transparenz sowie die marktorganisatorische Kompatibilität bzw. Neutralität herangezogen (Felbert 2004: 83).

Die in Kapitel 4.3.1 vor dem Hintergrund des energiepolitischen Zieldreiecks (vgl. Abbildung 13) herausgearbeiteten Zielkatalysatoren umfassen im Wesentlichen die Verhinderung von Monopolrenten bzw. Wohlfahrtsverlusten, die Förderung einer effizienten Leistungserbringung, die Gewährleistung ausreichender Investitionsanreize, die Sicherstellung der finanziellen Überlebensfähigkeit der Leistungserbringer und die Optimierung des institutionellen Prozesses der Implementierung.

Die benannten Zielbereiche aus dem Theoriekapitel (vgl. Kapitel 3.5) und dem ordnungspolitischen Marktteil (vgl. Kapitel 4.3.1) weisen erkennbare Überschneidungen auf. Bildet man die Schnittmenge und begrenzt die Kriterien auf solche, die sich im Kontext der quantitativen Analyseergebnisse beurteilen lassen, so ergeben sich folgende zu würdigende Aspekte:

- Anreizsetzung zur effizienten Leistungserbringung
- Gewährleistung finanzieller Überlebensfähigkeit durch Gesamtkostendeckung
- Schaffung von Investitionsanreizen
- Praktikabilität (und Transparenz) in der Umsetzung

Die Betrachtung der Wirkweisen der sensitivierten Parameter orientiert sich strukturell an den vier Analysekatégorien effizienzbezogener, investiver, zeitversatzbezogener und sonstiger Parameter, die bei der Szenarienanalyse (vgl. Kapitel 5.3) bereits Anwendung gefunden haben.

6.1.1 Effizienzbezogene Parameter

Eine beträchtliche Renditebandbreite bei vergleichsweise hoher Standardabweichung erzeugen die Sensitivierungen der Effizienzsteigerungsaufgaben sowie die diesen Faktoren entgegenwirkenden tatsächlichen Effizienzsteigerungen. Diese beiden Perspektiven stehen für den Grundsatz der performancebasierten Regulierungsregime, in denen die Erlöse von den Kosten entkoppelt werden. Die beobachteten Effekte liegen daher in der Natur des anreizbasierten Regulierungsregimes und sind in Teilen ein

beabsichtigtes Ergebnis, um einen wettbewerbsähnlichen Produktivitätsfortschritt innerhalb des monopolistisch geprägten Netzsektors zu forcieren.

Auswertungsübersicht Sensitivitätsanalysen				
Auswirkung steigender Parameter (effizienzbezogene Parameter)		x	s (x↑)	σ (x↑)
<i>Effizienz- bezogene Parameter</i>	a) Allgemeiner sektoraler Produktivitätsfaktor (PF)	PF	↓	↑
	b) Individuelle Effizienzwerte (EW)	EW	↑	(↓)
	c) Tatsächliche Effizienzsteigerungen (ES)	ES	↑	↓

Hinweis: x = sensitivierter Parameter, s = Ist-Rendite, σ = Standardabweichung
 ↑ = steigt, ↓ = sinkt, (.) = uneindeutige Ergebnisse / lokale Maxima / mittelbare Einflüsse

Tabelle 80: Auswertungsübersicht effizienzbezogener Parameter

Quelle: Eigene Darstellung.

Tabelle 80 fasst die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen effizienzbezogener Parameter überblicksartig zusammen. Die ausgewiesenen Reagibilitäten sind jeweils auf den Fall steigender Produktivitätsfaktoren, Effizienzwerte und Effizienzsteigerungen bezogen.

a) Produktivitätsfaktor (PF)

Im Hinblick auf die empirische Herleitung der „richtigen“ Höhe des Produktivitätsfaktors ist mit Bekanntwerden der Einführung der Anreizregulierung seinerzeit vielerorts geforscht worden; der wohl einzige Konsens lag darin, dass ein unbestreitbares Ergebnis mangels geeigneter (netzspezifisch abgrenzbarer) Daten sowie nicht einheitlicher Berechnungsweisen der seltenere Fall ist (Stronzik 2006: 221). Studien zur empirischen Bestimmung des Produktivitätsfaktors nennen Werte, die sich – je nach Methodik und Abgrenzung – in ihren Ergebnissen teilweise um ein Vielfaches unterscheiden (BNetzA 2006b: 5, s. a. Brunekreeft/Müller 2006, Hense/Stronzik 2005, Proettel/Streb/Streb 2009).

Im Rahmen der Abbildung der von der BNetzA für die ersten beiden Regulierungsperioden festgelegten Produktivitätsfaktoren kann auch bei entsprechender Sensitivierung kein den Erwartungen widersprechender Effekt beobachtet werden. Die einzige Auffälligkeit geht von den nur teilweise produktivitätsfaktorgetriebenen (gekoppelten) tatsächlichen Effizienzsteigerungsraten aus, die mittelbar in Konflikt mit verschiedenen Limitierungen einzelner Positionen des betriebsnotwendigen Vermögens geraten.

Bei einer Entkopplung der Ist-Effizienzsteigerungen von den Produktivitätsfaktoren ergibt sich ein einheitliches Verhältnis von höheren Produktivitätsfaktoren zu niedrigeren Renditen (vgl. Tabelle 80). Das ursprüngliche Ziel der Produktivitätsfaktoren besteht zwar nicht darin, die Renditen der Netzbetreiber zu schmälern, sondern es

geht vielmehr darum, die sich in funktionsfähigen Wettbewerbsmärkten einstellenden Produktivitätsgewinne in Form von niedrigeren Preisen an die Kunden weiterzugeben (BNetzA 2006a: 63). Gelingt es einem Netzbetreiber nicht, die allgemeinen sektoralen Produktivitätsfortschritte in der eigenen Kostenstruktur abzubilden, so schmälert sich durch die Regulierungsaufgabe der verbleibende Gewinn bzw. die Ist-Verzinsung des eingesetzten Kapitals.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht stellt der Produktivitätsfaktor daher wohl eine der bedeutsamsten Komponenten eines anreizorientierten Regulierungsmodells dar (Hense/Stronzik 2005: 6). Der Produktivitätsfaktor verleiht dem Ziel der allokativen und produktiven Effizienz Ausdruck (Kühn 2005: 125) und wird damit dem Kriterium der Anreizsetzung zur effizienten Faktornutzung gerecht. In Abhängigkeit vom Erfolg des Netzbetreibers, (mindestens) den auferlegten Produktivitätsfaktor in den Ist-Kostenstrukturen widerzuspiegeln, ist die Möglichkeit zur Gesamtkostendeckung zu beurteilen. Diese Reagibilität ist gewollt, um ein wettbewerbsähnliches Ergebnis zu erzielen.

Die Ergebniswirksamkeit sowie die erhöhten Standardabweichungen steigender Produktivitätsfaktoren (vgl. Tabelle 80) wirken sich zwar prinzipiell auf die Investitionsbereitschaft der Netzbetreiber aus, eine unmittelbare Steuerungswirkung oder vielmehr eine widersprüchliche Wirkweise kann innerhalb der Sensitivitätsanalysen jedoch nicht nachgewiesen werden.

In Bezug auf die Umsetzbarkeit stellt der Produktivitätsfaktor aufgrund der nicht erforderlichen individuellen Kostenprüfungen einen durchaus praktikablen Ansatz dar. Eine empirische Herleitung der Höhe des Produktivitätsfaktors auf Basis historischer, branchenspezifischer Daten hat die BNetzA bislang nicht erbracht (vgl. Kapitel 4.3.2.4, Schultz/Westermann 2007: 50), was aus der Perspektive des Transparenzkriteriums ein klares Defizit offenbart.

b) Effizienzwerte (EW)

Von der Tendenz her ähnliche Beobachtungen können hinsichtlich der Auswahl und Sensitivierung des individuellen Effizienzwertes gemacht werden. Ob die diesbezüglich ermittelten Werte je Netzbetreiber die tatsächlich vorherrschenden Ineffizienzen korrekt abbilden, steht allerdings nicht im Vordergrund der Analysen. Die Bandbreite der Betrachtungsweisen zur adäquaten Feststellung der individuellen Effizienzwerte geht von rein statistisch geprägten Abhandlungen bezüglich geeigneter Analyseverfahren (Köhler/Bachmann 2009: 40–43, Heilemann/Stephan/Badunenko 2009: 66–71) bis hin zu empirischeren Studien (Kutschke et. al 2009: 79–83, Ajodhia/Petrov/Scarsi

2003: 267–270), die in ihrer Einschätzung zwischen „faire[m] Effizienzvergleich oder Milchmädchenrechnung“ (Jensen et al. 2008: 28) schwanken.

Bezüglich der Wirkweise der Effizienzwerte innerhalb der Regulierungsarithmetik kann ebenfalls kein unerwartetes Ergebnis abgeleitet werden. Höhere Effizienzwerte ergeben höhere Renditen und in der Regel niedrigere Standardabweichungen (vgl. Tabelle 80). Wie auch bei den Sensitivierungen der Produktivitätsfaktoren wird ein unerwarteter Renditeeffekt nur implizit durch die effizienzwertgetriebenen (gekoppelten) tatsächlichen Effizienzsteigerungsraten verursacht, da teilweise kostenregulatorische Begrenzungsmechanismen bei der Herleitung des betriebsnotwendigen Vermögens ausgelöst werden.

Im Gegensatz zum Produktivitätsfaktor – der Unternehmen dazu drängt, das allgemeine sektorale Produktivitätsdifferenzial in den Netzkosten abzubilden – wird durch den individuellen Effizienzwert verlangt, die jeweiligen Kosten des einzelnen Unternehmens auf das Niveau vergleichbarer Netzbetreiber zu bringen. Ob dies grundsätzlich möglich ist, hängt davon ab, ob bei der Ermittlung der Effizienzwerte neben den Aufwands- auch die Vergleichsparameter angemessen berücksichtigt wurden (vgl. Kapitel 4.3.2.4).

Bei unterstellten korrekt ermittelten Effizienzwerten hängt deren Auswirkung auf das Kriterium der Gesamtkostendeckung maßgeblich von den tatsächlich umsetzbaren Effizienzsteigerungen ab (siehe hierzu die Ausführungen unter (c)). In jedem Fall werden ineffiziente Netzbetreiber zu einer effizienteren Leistungserbringung bewegt. Ob die erforderlichen Investitionsanreize dadurch gesetzt bzw. erhalten bleiben, hängt im Wesentlichen davon ab, ob die Kostensenkungsaufgaben ein ausreichendes Ertragspolster zur Finanzierung weiterer (effizienzsteigernder) Investitionen gewährleisten. Denn wird ein Netzbetreiber durch die Effizienzsteigerungsaufgaben an den Rand der wirtschaftlichen Überlebensfähigkeit geführt, sinkt die Wahrscheinlichkeit, dass zusätzliche Investitionen aus Sicht der Eigen- oder Fremdkapitalgeber unterstützt werden.

Hinsichtlich der Kriterien Praktikabilität und Transparenz ist die BNetzA seit jeher bemüht, sowohl die Verfahren zur Festlegung der Effizienzwerte als auch die Ergebnisse je Netzbetreiber offenzulegen. Die praktische Umsetzung der erforderlichen Benchmarking-Verfahren war allerdings aufgrund der fehlenden Daten im Zuge des ersten Regulatory Review sicherlich deutlich schwieriger, als dies – so bleibt zumindest zu hoffen – bei zukünftigen Vergleichsverfahren der Fall sein wird.

c) Effizienzsteigerungen (ES)

Inwieweit die Anreizregulierung ihrem Namen gerecht wird und sowohl Anreize für eine effizientere Leistungserbringung als auch für die erforderlichen Investitionen in die Netzinfrastruktur setzt, entscheidet sich in ganz wesentlichem Maße durch die tatsächlich realisierbaren Effizienzsteigerungen, die im Grunde das Gegenstück zum Produktivitätsfaktor und Effizienzwert darstellen.

Im Ausgangsfall der Szenarienanalyse bilden die angenommenen Effizienzsteigerungsraten jeweils die individuell aufzuholenden Ineffizienzen sowie den sektoralen Produktivitätsfaktor ab. Da die Effizienzsteigerungsraten rechnerisch nur auf veränderbare, „echte“ OPEX sowie Investitionen ins Standardbudget wirken (können), verbleiben die Ist-Renditen bereits im Base-Case vor allem zu Beginn des Modellierungshorizontes deutlich unterhalb der regulatorischen Zielgröße. Wesentlich trägt hierzu bei, dass die historisch bedingten Abschreibungsbeträge nicht mehr beeinflussbar bzw. prädeterniniert sind.

Dies ist der Grund, warum die gemessenen Ist-Renditen zwar bei höheren realisierten Effizienzsteigerungen steigen und die Standardabweichungen sinken (vgl. Tabelle 80), aber die tatsächlich erzielbare Verzinsung – insbesondere in den Anfangsperioden der Betrachtung – selbst bei deutlicher Übererfüllung der Effizienzaufgaben nicht das regulierungsseitig vorgesehene Niveau erreicht. Diese Tatsache verdeutlicht, wie die Optimierung des nur geringen variablen OPEX-Anteils (positive Ergebniswirkung) von den unveränderlichen prädeterninierten OPEX (negative Ergebniswirkung) absorbiert wird.

Gerade in derart anlagenintensiven Industriebereichen wie der Netzwirtschaft ist es unumgänglich, dass weite Teile der Aufwendungen aus Abschreibungen bestehen. Somit ist nicht verwunderlich, dass die Ist-Rendite in den Anfangsjahren teilweise in den negativen Bereich gerät, da die regulierungsseitig in Form der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung determinierte Ergebnisdecke keine ausreichende Marge bietet, um die Ergebniseffekte aus nicht veränderbaren prädeterninierten OPEX abzufangen.

Durch stetige Effizienzsteigerungen bei den Investitionsbeträgen (d. h. reduzierter realer CAPEX-Beträge bei unverändertem Leistungsvermögen) wird bei konstanten Effizienzaufgaben erreicht, dass die prädeterninierten OPEX langfristig die erforderlichen Effizienzsteigerungen abbilden können. Dies liegt darin begründet, dass durch die anfänglichen Einsparungen bei der Aktivierung des zugrunde gelegten Anlagegutes auch der Gesamtbetrag der jährlichen Abschreibung auf lange Sicht in diesem Verhältnis abnimmt. Ändern sich die Effizienzaufgaben im Zeitablauf, kann eine ausreichende

Erfüllung der Effizienzaufgaben zum Zeitpunkt der entgeltrelevanten Aufwandswirksamkeit nicht mehr gewährleistet werden.

Eine pauschale Effizienzaufgabe, die die gesamten Netto-TOTEX (variable und prädeternierte OPEX) betrifft, bedarf entweder einer signifikanten Übererfüllung des Optimierungsziels durch den geringen variablen Anteil oder resultiert unweigerlich in einer reduzierten Eigenkapitalverzinsung. Da das Regulierungserfordernis von den hohen Fixkosten in den Netzindustrien ausgeht (natürliches Monopol, vgl. Kapitel 3.2.2), erscheint gerade der Aspekt einer vernachlässigten Berücksichtigung der Beeinflussbarkeit der natürlichen Wertminderung des Anlagevermögens widersprüchlich.

Insofern beziehen sich der allgemeine sektorale Produktivitätsfaktor sowie die individuellen Effizienzwerte zwar gemäß EO-Formel augenscheinlich nur auf Kosten (im Sinne von Aufwendungen), durch den besonderen Charakter prädeternierter OPEX müssen jedoch gleichzeitig die Investitionen ins Anlagevermögen (im Sinne von Auszahlungen bzw. Aktivierungen) optimiert werden. Bleibt eine entsprechende Absenkung der Investitionsbeträge über den Zeitverlauf aus, kann die tatsächliche Veränderungsrate der prädeternierten Netto-TOTEX niemals den Effizienzaufgaben gerecht werden (vgl. Tabelle 52). Mitunter hat dieser Sachverhalt in bestimmten Parameterkonstellationen der Modellierung dazu geführt, dass ein nicht adäquat abgesenktes Investitionsniveau und damit langfristig unveränderliche Abschreibungsbeträge durch anhaltend negative Ist-Renditen letztlich sogar in ein Insolvenz-szenario¹³⁰ geführt haben.

Es bleibt an dieser Stelle der Verdacht nicht aus, dass die gegenwärtige Regulierungsarithmetik die tatsächliche Kostenstruktur der Netto-TOTEX falsch einschätzt bzw. inadäquat in der Regulierungsformel abbildet. Bei selbst regulierungsseitig vorgegebenen Nutzungsdauern von bis zu 70 Jahren (Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 Satz 1 StromNEV) sind die als solches bezeichneten „vorübergehend“ nicht beeinflussbaren Kostenanteile im Extremfall über genau diesen Zeitraum tatsächlich nicht beeinflussbar. Dieser Aspekt ist nicht vereinbar mit einem Verteilfaktor, der eine Veränderbarkeit innerhalb von fünf bis zehn Jahren unterstellt.

Der Ansatzpunkt in Bezug auf das Problem falsch eingeschätzter Kostenstrukturen ist mehrgliedrig. Denn es stellt sich die Frage, ob erstens die regulatorischen Effizienzsteigerungsaufgaben auf die richtigen Bezugsgrößen angewendet werden, ob zweitens

¹³⁰ Insolvenz im Sinne von negativem bilanziellen Eigenkapital.

die tatsächliche durchschnittliche Beeinflussbarkeit der Netto-TOTEX im Produktivitätsfaktor und Effizienzwert richtig abgebildet ist und ob drittens die Zeiträume zur Senkung des Aufwandsniveaus (im Vergleich zu den Nutzungsdauern) schlichtweg nicht richtig gewählt sind (Weiteres hierzu in Kapitel 6.2).

Die Analyse der Wirkung der Effizienzsteigerungen hat zudem ergeben, dass durch erzielte (Über-)Renditen und eine damit einhergehende positivere Liquiditäts- bzw. Eigenkapitalsituation Netzbetreiber teilweise in Konflikt mit den Deckelungen von Umlaufvermögen und Eigenkapitalquote kommen. Im Rahmen der Modellierung wurde angenommen, dass die Investitionen zu einem bestimmten Anteil fremdkapitalfinanziert und die entstehenden Fremdkapitalbestände über die gesamte Nutzungsdauer hinweg getilgt werden. Es ist davon auszugehen, dass auch in der Realität Kredite mit festen Laufzeiten und festen Tilgungsstrukturen die Regel darstellen und überschüssige Bar-mittel nicht kurzfristig zur Tilgung von Bankverbindlichkeiten verwendet werden können.

Da somit ein wesentlicher Teil der Passivseite für einen Liquiditätsabbau (durch Tilgung von Krediten) wegfällt, verbleibt nur das Eigenkapital, das durch Sonderausschüttungen veränderbar wäre. Nun stellt sich die Frage, bis zu welchem Punkt Regulierungseingriffe in die Bilanz- bzw. Ausschüttungspolitik privatwirtschaftlicher Unternehmen gewünscht und zulässig sind. Insbesondere im Zusammenhang mit bevorstehenden Investitionsprojekten kann es vor allem höchst erforderlich sein, auch längerfristig gewisse Liquiditätsvorräte zu Innenfinanzierungszwecken vorzuhalten.¹³¹

In jedem Fall scheint es paradox, ein Anreizsystem zu schaffen, das auf der einen Seite bewusst die (theoretische) Möglichkeit zu Überrenditen schaffen soll, auf der anderen Seite jedoch zusätzliche Sanktionsmechanismen vorsieht, die in Zeiten erhöhter Liquidität bilanzielle Renditeeinschnitte bewirken.

Im Hinblick auf die benannten zu würdigenden Aspekte kann die Möglichkeit zur Gesamtkostendeckung innerhalb der vorgegebenen Regulierungsarithmetik als durchaus kritisch gesehen werden. Da selbst eine Übererfüllung der Effizienzaufgaben dazu führt, dass die tatsächlichen Aufwendungen durch die zugestandene Eigenkapitalverzinsung quer subventioniert werden müssen, ist die Gewährleistung eines kostendeckenden Erlösniveaus und einer langfristigen finanziellen Überlebensfähigkeit bei Weitem nicht immer gegeben.

¹³¹ Weitergehende finanzierungsbezogene Aspekte werden im Abschnitt 6.1.4 erörtert.

Wie bereits im Zusammenhang mit den Ausführungen zu den Beurteilungskriterien in Bezug auf den Produktivitätsfaktor und Effizienzwert erläutert, wird durch den regulierungsseitig auferlegten Optimierungsdruck ein unverkennbarer Zwang zur effizienten Faktornutzung implementiert, der jedoch in hohem Maße auf Kosten der finanziellen Anreize und damit auch der Investitionsbereitschaft geht.

Bereits bei der Differenzierung grundlegender Regulierungskonzepte wurde bezüglich der performancebasierten Konzepte eingeräumt, dass das allgemeine Transparenzkriterium im Rahmen einer Obergrenzenregulierung (durch die Entkopplung von Kosten und Erlösen) unweigerlich weniger stark ausgeprägt ist (vgl. Kapitel 3.5.3). Zwar sind die Produktivitätssteigerungsfaktoren und Effizienzwerte grundsätzlich objektiv messbar, welche Renditen die Netzbetreiber allerdings tatsächlich realisieren können und ob nach Abzug aller Kosten überhaupt eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals übrig bleibt, ist schlussendlich nur im Nachhinein auf Basis interner Unternehmensinformationen feststellbar. So lassen die beobachteten Renditeverläufe sowie die damit verbundenen Standardabweichungen erkennen, dass die regulierungsseitig vorgegebenen Renditen selbst bei Erfüllung der Regulierungsaufgaben vom Netzbetreiber nicht zwangsläufig erreicht werden können.¹³²

6.1.2 Investive Parameter

Die vorangegangenen Kapitel zeigen, dass investitionsbezogene Charakteristika der Netzindustrie aus volkswirtschaftlicher Sicht (subadditive Kostenstrukturen), aus Perspektive des Marktes (erforderlicher Netzausbau), aus Regulierungssicht (Investitionsbudgets), aber auch in Bezug auf die in Tabelle 38 indikativ dargestellten Analysekenngößen eine tragende Rolle innerhalb der verschiedenen Betrachtungen spielen.

¹³² Eine Risikokomponente ist zwar Bestandteil der regulatorischen Zielrendite, diese stellt allerdings einen „Zuschlag zur Abdeckung *netzbetriebsspezifischer* unternehmerischer Wagnisse“ dar und zielt damit nicht auf den Ausgleich möglicher Regulierungseffekte ab (vgl. BNetzA 2008: 45).

Auswertungsübersicht Sensitivitätsanalysen				
Auswirkung steigender Parameter (investive Parameter)		x	s (x↑)	σ (x↑)
<i>Investive Parameter</i>	a) Zyklische Standardinvestitionen (Stl_Zyk)	t	(↓)	(↑)
	b) Zyklische InvBud-Investitionen (InB_Zyk)	t	(↑)	(↓)
	c) InvBud-Anerkennungsfristigkeit (InB_Rec)	Rec.	(↑)	↓
	d) Nutzungsdauer-Unterschiede (AfA_Dif)	Dif	↑	↑

Hinweis: x = sensitivierter Parameter, s = Ist-Rendite, σ = Standardabweichung
 ↑ = steigt, ↓ = sinkt, (.) = uneindeutige Ergebnisse / lokale Maxima / mittelbare Einflüsse

Tabelle 81: Auswertungsübersicht investiver Parameter

Quelle: Eigene Darstellung.

Tabelle 81 fasst die Renditeeffekte durch eine Sensitivierung investiver Parameter zusammen. Die dort ausgewiesenen Reagibilitäten beziehen sich bei den Betrachtungen von zyklischen Investitionsverhalten auf den Aktivierungszeitpunkt, hinsichtlich der Anerkennungsfristigkeit auf eine steigende Dauer und bei den Nutzungsdauerunterschieden auf die Höhe der (negativen) Abweichung der bilanziellen von der kalkulatorischen Nutzungsdauer.

a) Investitionszyklen des Standardbudgets (Stl_Zyk)

Die besondere Rolle des genauen Investitions- bzw. Aktivierungszeitpunktes geht vom Fotojahransatz und der damit verbundenen Blindspot-Problematik aus. Im analysierten Ausgangsszenario werden jeweils konstante Investitionen ins Standardbudget vorgesehen, die sich ausschließlich durch die Einflüsse der Geldwertentwicklung sowie den technologischen Fortschritt unterscheiden, darüber hinaus jedoch keine zyklischen Tendenzen aufweisen.

Ziel des Regulierers ist es, eine kosteneffiziente Leistungserbringung zu erwirken. Dies kann durch die grundsätzliche Realisierung von investitionsbezogenen Effizienzsteigerungen erreicht werden und hängt damit auch von der Wahl des optimalen Investitionszeitpunktes sowie der damit verbundenen Investitionshöhe ab. Denn die Effizienz und der Zeitpunkt einer Investition stehen in zweierlei Zusammenhang: Die freie Wahl des Investitionszeitpunktes ermöglicht erstens die optimale Integration einer (Ersatz-) Beschaffung in den Lebenszyklus des sonstigen Anlagevermögens; zweitens kann mit zunehmendem zeitlichen Voranschreiten annahmegemäß ein größerer technischer Fortschritt kostenschonend bzw. leistungssteigernd realisiert werden. Um dem Netzbetreiber zu ermöglichen, diese Effizienzparameter zu optimieren, ist es erforderlich, dass die Unternehmen den Investitionszeitpunkt unter Maßgabe des tatsächlichen technischen Erfordernisses selbst bestimmen können.

Im Rahmen der Sensitivitätsanalysen konnte zweifelsfrei festgestellt werden, dass ein zeitlich und betragsmäßig variiertes Investitionsverhalten deutliche Renditeeffekte verursacht. Die Berücksichtigungslücke (Blindspot) zwischen dem Jahr der Kostenfeststellung (Basis- bzw. Fotojahr) und dem Start der Regulierungsperioden bedingt eine verzögerte Erlöswirksamkeit von Kapitalkosten, die mit einer in diesen Zeitraum fallenden Investition verbunden sind. Das heißt, dass Investitionen ins Standardbudget zwar bereits zahlungswirksam sind und in der Ist-Bilanz aktiviert sowie der Ist-GuV (durch die entsprechenden Abschreibungen) aufwandswirksam werden, die Erlösobergrenze die zugehörigen Aufwandspositionen jedoch erst in der übernächsten Regulierungsperiode aufnimmt.

Die Analyseergebnisse zeigen, dass durch zunehmende Verlagerung von Investitionen in den Blindspot die durchschnittlichen Renditen sinken und sich gleichzeitig die Standardabweichung der tatsächlichen Eigenkapitalverzinsung erhöht (vgl. Tabelle 81). Aus Investorensicht stellt diese Kombination natürlich den ungünstigsten Fall dar, sodass die Frage nach der theoretisch (kalkulatorisch) erzielbaren Eigenkapitalrendite vermutlich stärker in den Hintergrund rückt.

Durch die Blindspot-Problematik wird der Netzbetreiber folglich dazu animiert, Investitionen nicht dann vorzunehmen, wenn sie unter dem Effizienzaspekt empfehlenswert sind, sondern vielmehr zu dem Zeitpunkt, zu dem die daraus hervorgehenden Kapitalkosten die unmittelbarste Berücksichtigung in der Erlösobergrenze und damit die höchste Rendite und niedrigste Standardabweichung (Sicherheit) ermöglichen. Diese Steuerungswirkung ist sowohl aus Sicht eines gesamtwirtschaftlichen Optimums (im Sinne der Minimierung der Wohlfahrtsverluste) als auch aus der rein preislichen Perspektive des Endverbrauchers unvorteilhaft.

Die von der augenblicklich angewendeten Regulierungsarithmetik ausgehende Steuerungswirkung in Bezug auf die Investitionen ins Standardbudget bewirkt jedenfalls keine Anreizsetzung zur effizienten Leistungserbringung. Im Gegensatz fördert die Blindspot-Problematik u. U. sogar bezüglich der Höhe und des Zeitpunktes ineffiziente Investitionen.

In den Fällen, in denen der Investitionszeitpunkt seitens des Netzbetreibers nicht beeinflussbar ist (z. B. aufgrund kurzfristig notwendig gewordener Ersatzinvestitionen oder der Nicht-/Verfügbarkeit von Material und Dienstleistern), führt die gegenwärtige Regulierungspraxis zu aktivierungszeitpunktabhängigen Renditeabschlägen. Die zwischen bilanzieller Zahlungswirksamkeit und kalkulatorischer Erlöswirksamkeit entstehende Liquiditätslücke beträgt bei einer Anschaffung zum 01. Januar des Fotojahr-

Folgejahres sieben Jahre (vgl. Abbildung 28). In dieser Zeit kann in solchen Fällen weder die Gesamtkostendeckung noch (im Extremfall) die finanzielle Überlebensfähigkeit des Unternehmens gewährleistet werden.

Die beschriebenen Anerkennungslücken wirken sich natürlich ebenso auf die Investitionsbereitschaft aus, da aus Renditegesichtspunkten innerhalb der Blindspots so wenig wie möglich, kurz davor hingegen so viel wie möglich investiert werden sollte. Eine einmalige Kostenfeststellung im Fotojahr mag daher zwar ein aus Umsetzungssicht praktikables Herangehen sein, das in Bezug auf die erzielbaren Ist-Renditen jedoch mit deutlichen Eingeständnissen des Netzbetreibers verbunden ist. Damit wird dem zuvor erwähnten Kritikpunkt, die Regulierungsbehörden würden „zur eigenen Verwaltungsvereinfachung das ökonomische Risiko auf die Seite der regulierten Unternehmen [...] verlagern“, weiterer Raum geboten (Dürr 2008: 48, vgl. Kapitel 5).¹³³

b) Investitionszyklen des Investitionsbudgets (InB_Zyk)

Eine derartige Blindspot-Problematik stellt sich bei der Berücksichtigung von Kapitalkosten aus genehmigten Investitionsbudgets nicht ein. Diese Kostenposition wird grundsätzlich über den Zeitverlauf – wenn auch mit einem gewissen Versatz (vgl. Kapitel 6.1.3) – in der Kostenbasis bzw. der Erlösobergrenze berücksichtigt. Aus diesem Grund entsteht zunächst zwischen dem Investitionszeitpunkt und der Dauer bis zur Aufnahme in die Netzentgelte (bis auf den generellen $t - 2$ -Zeitversatz der KA_{dnb} -Berücksichtigung) kein gesonderter Renditeeffekt.

Einerseits stellt die (*prima facie*) fotojahrunabhängige Berücksichtigung der Kapitalkosten des Investitionsbudgets bereits eine teilweise Verbesserung im Sinne einer Verkürzung der Anerkennungslücken dar. Die Frage nach dem Aktivierungszeitpunkt ist damit zunächst nicht unmittelbar relevant für die Bestimmung des Jahres der erstmaligen Berücksichtigung in der Erlösobergrenze, da der Blindspot-Effekt des Standardbudgets umgangen werden kann. Andererseits tritt im Fall der zeitpunktabhängigen Investitionsbudgetbetrachtung ein weiterer Renditeeffekt auf, der ebenfalls mit der Fotojahrbetrachtung zusammenhängt – denn durch das Verhältnis von Aktivierungszeitpunkt und Fotojahr bestimmt sich die gesamte Dauer der Anerkennung von Kapitalkosten des Investitionsbudgets als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil.

¹³³ Das „ökonomische Risiko“ bezieht sich in diesem Zusammenhang nicht auf allgemeine wirtschaftliche Risiken, sondern auf regulierungsbedingte Unwägbarkeiten.

So ergeben die Analysen, dass je weiter Investitionsbudgets in den Zeitraum zwischen dem Fotojahr und dem Beginn einer neuen Regulierungsperiode verschoben werden können, desto höher fällt die interne Verzinsung des entsprechenden Szenarios aus. Gleichermäßen wirkt eine derartige Verschiebung von Investitionen positiv auf die beobachteten Standardabweichungen (vgl. Tabelle 81).

Es zeigt sich somit auch in Bezug auf die laufende Anerkennung von Investitionsbudgets eine gesteigerte Relevanz des Aktivierungszeitpunktes für die Höhe der erzielbaren Renditen. Die maximale Anerkennungsdauer erzielt ein Netzbetreiber demnach durch die Anlagenaktivierung in der zuvor als Blindspot definierten Zeit nach dem Fotojahr (vgl. Abbildung 29). Der Netzbetreiber wird also auch in diesem Fall dazu animiert, Investitionen nicht nach Effizienzgesichtspunkten, sondern nach Renditeaspekten zu allozieren. Dabei geht es nicht (wie im Fall des Standardbudgets) um die Minimierung von Anerkennungslücken, sondern um die Maximierung des Anerkennungszeitraums.

In Analogie zu den Aussagen bezüglich der Steuerungswirkung durch die Berücksichtigung von Investitionen ins Standardbudget kann auch für den Fall der Investitionsbudgetanerkennung konstatiert werden, dass durch die beschriebene Steuerungswirkung eine effiziente Leistungserbringung mittels der gegenwärtigen Anerkennungspraxis u. U. konterkariert wird.

Beispielsweise durch die Verpflichtung von Übertragungsnetzbetreibern zur meist sehr kapitalintensiven und vor allem fremd verfügbaren Anbindung von Offshore-Anlagen (vgl. Kapitel 4.3.2.2) liegen derartige Sonderprojekte teilweise nicht im zeitlichen Ermessensspielraum des Netzbetreibers und resultieren infolgedessen in eine rendite-seitige Ungleichbehandlung verschiedener Investitionsprojekte.

Positiv ist zu vermerken, dass durch die zeitnähere Anerkennungsfähigkeit von Kapitalkosten des Investitionsbudgets die Möglichkeit zur Gesamtkostendeckung grundsätzlich eher gegeben ist, als dies bei Standardinvestitionen der Fall wäre (Reduktion der Liquiditätslücken). Die Renditeunterschiede in Abhängigkeit vom Aktivierungszeitpunkt der Investitionsbudgets bleiben dennoch weder aus Sicht des Infrastrukturanbieters noch -nachfragers nachvollziehbar. Damit werden Investitionsanreize zwar nicht zwangsweise verwirkt, jedoch fernab des Effizienzgedankens gesetzt.

Der bezüglich der Kapitalkosten des Investitionsbudgets reduzierte Regulatory Lag ist mit einem erhöhten administrativen Aufwand der Kostenprüfung und -anerkennung verbunden. Der höhere Aufwand steht dabei in keinerlei Zusammenhang mit der Begrenzung der Anerkennungsdauer als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil.

c) Investitionsbudget-Anerkennungsfristen (InB_Rec)

Die vorangegangenen Erläuterungen verdeutlichen bereits die hohe Relevanz der (Dauer der) Anerkennung von Investitionsbudgets als gesonderte Position des dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteils. In den Analysen stellt sich durch den zeitnahen Einbezug in die Netzentgelte und die Aufzinsung der Kapitalkosten des Investitionsbudgets gerade in den investitionsintensiven Anfangsperioden eine höhere interne Verzinsung sowie eine niedrigere Standardabweichung ein (vgl. Tabelle 81). Im Fall einer reinen basisjahrbezogenen Kostenberücksichtigung würden in Phasen mit weit über das Reinvestitionsniveau hinausgehenden Erweiterungsinvestitionen innerhalb der betroffenen Regulierungsperioden andernfalls deutliche Unterrenditen hervorgerufen (vgl. Tabelle 59).

Die (zeitlich begrenzte) Sonderbehandlung des Investitionsbudgets ist letzten Endes nichts anderes als eine Rückkehr zur kostenbasierten Regulierung. Aus Perspektive des Effizienzsteigerungsziels wird somit der zentrale Gedanke einer performancebasierten Anreizregulierung unterlaufen. Die Sicherstellung einer effizienten Leistungsbereitstellung kann daher nur im Zuge der Vorabgenehmigung der Investitionsbudgets durch die zuständigen Behörden erfolgen. Die intrinsisch motivierte Kostenoptimierung durch einen Erlösobergrenzenmechanismus hingegen ist hinfällig.

Dem gegenüber steht durch eine Verkürzung der Liquiditätslücken die (erhöhte) Möglichkeit zur Gesamtkostendeckung. Damit verbunden steigert der ausbleibende Erlösobergrendruck die Bereitschaft zu mehr Investitionen in neue Netzanlagen. Wie im vorangegangenen Abschnitt bereits zugestanden, geht durch die laufenden Kostenprüfungen ein erhöhter administrativer Aufwand seitens der Regulierungsbehörden einher.

Grundsätzlich ist die Befristung des Genehmigungszeitraums ungeachtet der benannten Vor- und Nachteile kritisch zu sehen. In der Nomenklatur der Regulierungsformel wird durch die Befristung der Genehmigung von Investitionsbudget-Kapitalkosten ein und dieselbe Kostenposition innerhalb der Nutzungsdauer vom dauerhaft nicht beeinflussbaren zum beeinflussbaren Kostenanteil umgeschichtet. Eine solche Umwandlung ist in den §§ 11 und 23 ARegV nicht vorgesehen und wäre eine einmalige Ausnahmebehandlung (PZN 2010: 19).

Im Falle der Erfüllung der Genehmigungsvoraussetzungen sieht das Gesetz eigentlich keine Bedingungen oder Begrenzungen der weiteren Anerkennung vor. In § 23 Abs. 3 Satz 5 ARegV steht indes explizit geschrieben, dass sich der „Zeitraum der Kostenwirksamkeit [im Sinne der Geltendmachung als Investitionsbudget] an der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer der jeweiligen Anlagengruppe orientieren“ muss. Da eine

fundierte rechtliche Analyse nicht weiter Bestandteil einer *ökonomischen* Abhandlung sein soll, sei bezüglich der Kritik an der „Regulierungspraxis der BNetzA bei der Genehmigung von Investitionsbudgets“ beispielsweise auf den Aufsatz von Rosin und Spiekermann verwiesen (Rosin/Spiekermann 2010: 62–63). Im Zusammenhang mit den daraus resultierenden Renditeeffekten ist die Antwort auf die Frage nach der eigentlichen Rechtmäßigkeit der geübten Regulierungspraxis auch aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten von besonderem Interesse.

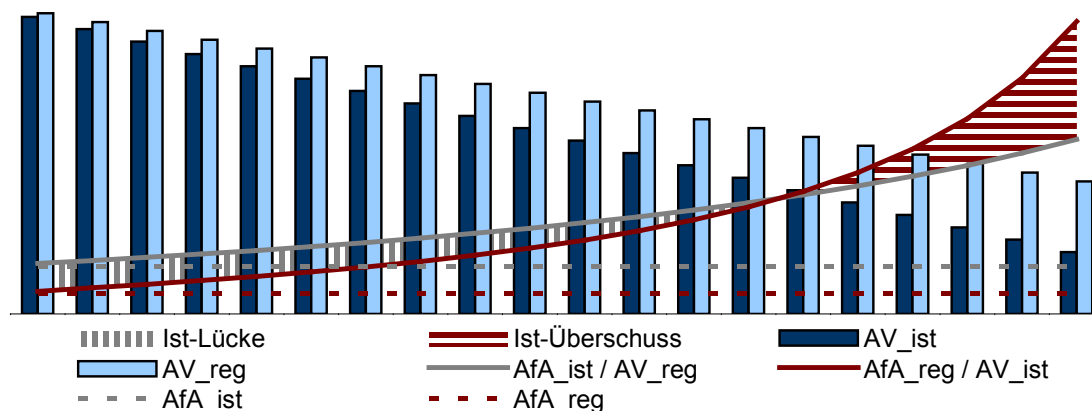
d) Nutzungsdauerdifferenzen (AfA_Dif)

Eine merkliche Renditebandbreite erzeugen unterschiedliche Szenarien abweichender kalkulatorischer und bilanzieller Nutzungsdauern. Die Analysen in Kapitel 5.3 ergeben, dass mit zunehmender Unterschreitung der kalkulatorischen durch die bilanziellen Nutzungsdauerannahmen in der Gesamtsicht höhere Renditen realisiert werden können. Gleichzeitig bedingt eine größere Differenz stärkere Schwankungen der tatsächlich erzielbaren Eigenkapitalverzinsung (vgl. Tabelle 81).

Prinzipiell bewirken längere (kalkulatorische) Nutzungsdauern eine Verteilung der ratierlichen Wertminderung des Anlagevermögens auf einen größeren Zeitraum. Die jährlichen Abschreibungswerte sind damit niedriger, können aber über einen längeren Zeitraum angesetzt werden. Eine bilanziell niedriger angesetzte Nutzungsdauer hingegen resultiert in absolut höhere jährliche Abschreibungsbeträge, die im Umkehrschluss nur für eine entsprechend kürzere Zeit angesetzt werden dürfen (vgl. Tabelle 82).

Kalkulatorische vs. bilanzielle Anlagennutzungsdauern

Beispielhafte Darstellung der Effekte aus Nutzungsdauerdifferenzen



Hinweis: Abszisse = t , Ordinaten in absoluten Geldeinheiten (AV, AfA) und in % (AfA-Relationen)

Tabelle 82: Effekte aus Nutzungsdauerdifferenzen

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 82 zeigt rein exemplarisch die resultierenden Beträge und Verhältnismäßigkeiten der regulatorischen und kalkulatorischen Werte. Die Beziehung zwischen den Ist-Abschreibungen und dem regulatorischen Anlagevermögen steht für die Verhältnismäßigkeit von tatsächlichen Aufwendungen zur Verzinsungsgrundlage. Die Relation zwischen regulierter Abschreibung und bilanziellem (Ist-)Anlagevermögen verkörpert das regulatorische Erlöspotenzial im Verhältnis zur tatsächlichen Kosten- bzw. Aufwandsbasis.

Durch die kalkulatorisch höher angesetzten Nutzungsdauern zielt der Regulierer darauf ab, die technisch – im Vergleich zur bilanziellen Nutzungsdauer – oftmals längere Lebensdauer von Anlagegütern in den anerkennungsfähigen Kosten des Netzbetreibers abzubilden. Die maximale Ausschöpfung der technischen Nutzbarkeit von Anlagen entspricht dem Ziel einer effizienten Faktornutzung und ermöglicht eine kostengünstigere Bereitstellung der Infrastrukturdienstleistung.

Aus bilanzieller Sicht ergibt sich durch die geringere kalkulatorische Abschreibung zu Beginn der Anlagennutzungsdauer eine aufwandseitige Unterdeckung, da das tatsächliche Abschreibungsniveau oberhalb der in der Erlösobergrenze anerkannten Beträge liegt (vgl. Tabelle 82). Erst wenn das bilanzielle Anlagevermögen aufgrund der schnelleren angesetzten Abnutzung langfristig das kalkulatorische Anlagevermögen deutlich unterschreitet, dreht sich das Verhältnis von regulatorischem Erlöspotenzial zur tatsächlichen Kosten- bzw. Aufwandsbasis ins Positive (vgl. Tabelle 82).¹³⁴

Dieses Phänomen steht für die grundsätzliche Eigenschaft derartiger Parameterkonstellationen, denn es wird deutlich, dass erst gegen Ende der Anlagennutzungsdauern aus bilanzieller Sicht eine vergleichsweise hohe Ist-Rendite durch eine nachhängend höhere kalkulatorische Verzinsungsbasis erzielt werden kann.

In diesem Zusammenhang ließe sich natürlich argumentieren, dass die Summe der bilanziellen und kalkulatorischen Abschreibungsbeträge, über die gesamte Laufzeit gerechnet, die gleiche Höhe (nämlich die Anschaffungs- und Herstellungskosten) ergeben. Da die kalkulatorischen Beträge für die Erlössituation maßgeblich sind, wirkt sich

¹³⁴ Der Vollständigkeit halber sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass sich ein derartiger Effekt aus Cashflow-Sicht gegenläufig darstellen kann, da (anfänglich höhere) Abschreibungsbeträge nicht unmittelbar zahlungswirksam sind, durch die steuerliche Ansetzbarkeit jedoch ein (anfänglich erhöhtes) Tax-Shield bewirken und somit in der Barwertbetrachtung vorteilhaft sein können. Da aber sowohl steuerliche Aspekte als auch eine Cashflow-Betrachtung nicht Gegenstand der Analysen ist, soll hierauf an dieser Stelle nicht weiter eingegangen werden.

eine anfängliche Ist-Unterdeckung aus Zeitwertgesichtspunkten negativ auf die gesamte interne Verzinsung aus. Zudem scheint es im Hinblick auf Innovations- bzw. Investitionsanreize nicht zielführend, relativ hohe Renditen für am Ende des Lebenszyklus befindliche Anlagegüter vorzusehen.

Um einen auch kurzfristig wirkenden Anreiz zu schaffen, in die Netze zu investieren, sollte dieser Effekt vorzugsweise genau entgegengesetzt wirken, damit höhere oder vielmehr ausreichende Renditen in der aktiven Investitionsphase auftreten. Letztgenannter Aspekt gewinnt insbesondere vor dem Hintergrund der vonseiten der Politik fortwährend proklamierten unmittelbaren Investitionserfordernisse an Brisanz (Handelsblatt 2010g: 16).

Der unter Effizienzaspekten förderliche, in Bezug auf die Investitionsanreize jedoch höchst fragwürdige Ansatz von längeren kalkulatorischen Nutzungsdauern löst hinsichtlich der zahlenmäßigen Nutzungsdauervorgabe zunächst keinen höheren oder niedrigeren administrativen Regulierungsaufwand aus und ist dahin gehend in seiner Wirkung im Wesentlichen neutral. Eine Angleichung der Nutzungsdauern würde allerdings ermöglichen, innerhalb des Regulatory Review vereinfachend auf die geprüften bilanziellen Abschreibungsbeträge zurückzugreifen.

6.1.3 Zeitversatz-Parameter

Die in der gegenwärtigen Regulierungspraxis auftretenden Zeitversätze scheinen weniger ökonomisch bedingt, als vielmehr Resultat der erforderlichen administrativen Prozesse zu sein (Croley 1998: 166–168). Bereits in Kapitel 3.3.2 wurde auf umsetzungsbedingte Katalysatoren hingewiesen, die zwischen den ökonomisch zu rechtfertigenden ordnungspolitischen Vorgaben und den tatsächlichen Regulierungsergebnissen liegen (vgl. Abbildung 31).

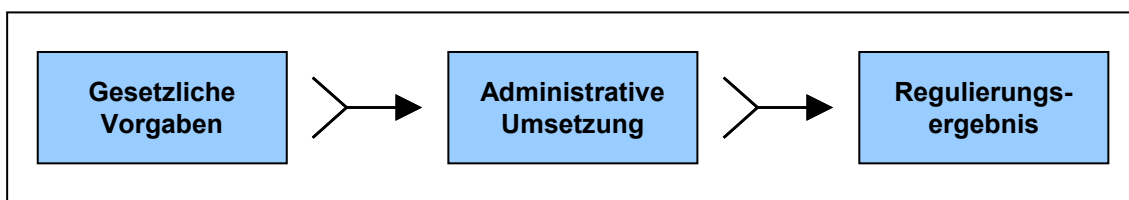


Abbildung 31: Einbeziehung des administrativen Prozesses

Quelle: Croley 1998: 27.

In der Anwendung der Regulierungsarithmetik werden insbesondere drei konkrete Fälle deutlich, in denen zwischen der Feststellung einer Einflussgröße und deren Aufnahme in die Erlösobergrenze ein gewisser Zeitraum verstreicht. Zum Ersten handelt

es sich dabei um das Jahr der Feststellung des Ausgangskostenniveaus (Basis- bzw. Fotojahr), auf das der Erlöspfad schließlich Anwendung findet. Zum Zweiten wird auch die zugrunde gelegte Geldwertentwicklung nur mit einiger Verzögerung in den Erlösen reflektiert. Drittens finden selbst die jährlich anzupassenden dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile erst zeitversetzt Berücksichtigung in den regulatorischen Erlösen (vgl. Tabelle 83).

Auswertungsübersicht Sensitivitätsanalysen				
Auswirkung steigender Parameter (Zeitversatz-Parameter)		x	s (x↑)	σ (x↑)
Zeitversatz- Parameter	a) Basisjahr-Zeitversatz (BJ_Zv)	Zv	↑	↓
	b) VPI-Zeitversatz (VPI_Zv)	Zv	↓	↑
	c) KA_dnb-Zeitversatz (Dnb_Zv)	Zv	↓	↑
	d) InvBud-Aufzinsung (InB_Az)	Az	↑	(↓)

Hinweis: x = sensitivierter Parameter, s = Ist-Rendite, σ = Standardabweichung
 ↑ = steigt, ↓ = sinkt, (.) = uneindeutige Ergebnisse / lokale Maxima / mittelbare Einflüsse

Tabelle 83: Auswertungsübersicht Zeitversatz-Parameter
 Quelle: Eigene Darstellung.

In Bezug auf den Zeitversatz der Erlöswirksamkeit dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile wird gegen die bestehenden Verzögerungen teilweise bereits entgegengewirkt und zumindest die Kapitalkosten des Investitionsbudgets mit dem Ziel eines Barwertausgleichs (Kroneberg 2009: 9) aufgezinst. Dieser Aspekt wird gemeinsam mit dem allgemeinen KA_{dnb} -Zeitversatz unter Lit. (c) gewürdigt.

Die in Tabelle 83 ausgewiesenen Reagibilitäten beziehen sich hinsichtlich der Zeitversätze auf eine weiter in die Vergangenheit reichende Bestandsaufnahme und bezüglich der Aufzinsung auf einen vorgenommenen Barwertausgleich (im Vergleich zu einem rein real zeitversetzten Einbezug).

a) Basisjahr-Zeitversatz (BJ_Zv)

Bereits die Analyse und Würdigung investiver Regulierungsparameter zeigte, dass durch den Zeitversatz zwischen Basis- und Startjahr einer Regulierungsperiode ein Blindspot entsteht, der sich bei unterschiedlichen Investitionszeitpunkten unmittelbar auf die Renditen des Standardbudgets und mittelbar auf die Höhe der Verzinsung bei Investitionsbudget-Investitionen auswirkt.

Im Zuge der quantitativen Analyse der Basisjahr-Zeitversätze ist im Kapitel 5.3.2.2 auf die natürlichen Grenzen bei der Auswahl der verschiedentlich betrachteten Szenarien eingegangen worden. Entsprechend ist zu berücksichtigen, dass ein ausreichend genauer Regulatory Review durchaus mit einigem zeitlichen Aufwand verbunden ist (Datengenerierung, Antragserstellung, Antragsbearbeitung, Genehmigung, Implemen-

terung) und unter Berücksichtigung etwaiger Rückkopplungserfordernisse daher nicht ohne Bearbeitungsvorlauf vor Beginn einer Regulierungsperiode durchgeführt werden kann (zeitliche Entzerrung der behördlichen Verfahren, Theobald et al. 2008: 25).

Die Analyseergebnisse zeigen bei steigenden Zeitversätzen höhere Ist-Renditen, wenngleich diese mit höheren Standardabweichungen einhergehen (vgl. Tabelle 83). Grund hierfür ist der Umstand, dass je weiter das Fotojahr in die Vergangenheit reicht, umso geringere allgemeine Produktivitäts- bzw. individuelle Effizienzsteigerungsschritte zeichnen sich in den unternehmensspezifisch betrachteten Kostenstrukturen ab.¹³⁵

Dies erhöht zwar die Möglichkeiten einer gesicherten Gesamtkostendeckung, steht aber im Gegensatz zum Ziel einer effizienteren Leistungserbringung, da durch den Überbrückungseffekt (vgl. Abbildung 30) ein in Summe höheres (weniger effizientes) Kostenniveau in der Folge in der Erlösobergrenze Berücksichtigung findet.

Innerhalb des Blindspots kann das Unternehmen schließlich die tatsächlichen individuellen Kosten ohne Konsequenzen für die unmittelbar bevorstehende nächste Regulierungsperiode senken. Die höheren (bzw. weniger kostenreduzierten) Erlösmöglichkeiten bleiben dem Unternehmen also über einen längeren Zeitraum erhalten. Dies heißt im Umkehrschluss, dass durchaus Anreize zu Effizienzsteigerungen gesetzt werden, die eingesparten Kosten jedoch nicht auf die Netzentgelte umgelegt werden, sondern die generierten Zusatzrenten vorerst beim Netzbetreiber verbleiben.

Opportunistische Verhaltensweisen, die sich diese Wirkweise zunutze machen, konnten mittels empirischer Untersuchungen in anderen Ländern bereits beobachtet werden. Dort hatten kurz vor dem Fotojahr die Bestrebungen zu weiteren Kostensenkungen seitens der Netzbetreiber sichtbar nachgelassen (Joskow 2005: 147), da man sich andernfalls in der Folgeperiode mit einem zu niedrig festgelegten Kostenniveau konfrontiert sah (Ratchet-Effekt, Franz/Schäffner/Trage 2005a: 91–93).

Ungeachtet möglicher opportunistischer Herangehensweisen sollte es das Ziel des Regulierers sein, durch möglichst geringe Zeitversätze bei der Aufnahme des Fotojahres das realistischste und effizienteste „Kostenfoto“ den Netzentgeltkalkulationen zugrunde zu legen. Selbst wenn die Analysen hierbei – unter der Annahme ausblei-

¹³⁵ Zudem erhöht sich durch ein weiter in die Vergangenheit reichendes Basisjahr die Summe der Anerkennungszeitpunkte der Investitionsbudget-Kapitalkosten, die auch in die darauffolgende Regulierungsperiode reichen (vgl. Kapitel 5.3.2.2 bzw. 6.1.2).

bender zusätzlicher Initialkürzungen – niedrigere Ist-Renditen ergeben haben, ist es aus Effizienzgründen kaum vertretbar, auf eine veraltete Kostenstruktur bei der Netz-entgeltberechnung zurückzugreifen. Eines der wenigen Argumente für größere Zeitversätze mag die zeitliche Entlastung der Regulierungsbehörden sein (Praktikabilität). Dies wird im Hinblick auf das Kernziel einer effizienten Leistungserbringung mit unverhältnismäßigen Effizienzeinbußen bezahlt.

b) Zeitversatz der Einbeziehung des Verbraucherpreisindex (VPI_Zv)

Der in der Erlöobergrenze Anwendung findende Verbraucherpreisindex gemäß Formel [184] berücksichtigt im Nenner grundsätzlich das Basisjahr, der im Gesetzestext mit dem Index t versehene Zähler bezieht sich jedoch auf das vorletzte Kalenderjahr vor dem Jahr, für das die Erlöobergrenze gilt [$t-2$]. Da in der Modellierung durchweg von einer positiven Inflation ausgegangen wird, ist es somit nicht verwunderlich, bei einer Erhöhung des Zeitversatzes (und einer damit einhergehend geringeren Inflationierung innerhalb der Erlöobergrenzenformel) eine Reduktion der internen Verzinsung zu beobachten (vgl. Tabelle 83). Wird im Gegensatz ein geringerer Zeitversatz angenommen, steigt der Wert des Zählers des VPI-Terms und damit der nominale Ausweis der Netto-TOTEX.

Ein unmittelbar anreizbezogenes Rational ist bezüglich der zeitversetzten Einbeziehung des Verbraucherpreisindex nicht zu erkennen. Bei tatsächlich steigenden Inflationsraten kann dieser Aspekt die Fähigkeit eines Unternehmens zur (nominalen) Gesamtkostendeckung gefährden. Um dem entgegenzuwirken, kann eine der zwischenzeitlichen Geldwertentwicklung gerecht werdende Berücksichtigung der Netto-TOTEX nur erreicht werden, wenn der Zeitversatz der VPI-Einbeziehung minimiert wird.

Die im Rahmen der Sensitivitätsanalysen ausgewiesenen Renditeverläufe zeigen durch die Verkürzung der Zeitversätze eine reine Niveauverschiebung in Richtung einer höheren Verzinsung. Aus Effizienzgesichtspunkten muss diesbezüglich eingeräumt werden, dass eine Anpassung des VPI-Terms auf eine Zähler-Nenner-Differenz von mehr als einem Jahr das adäquate Einwirken des Produktivitätsfaktors beeinträchtigt bzw. reduziert. Insofern mag die regulierungsseitig festgelegte Bezugsgröße möglicherweise bewusst gewählt worden sein. Aus Gründen der erforderlichen nominalen Kostendeckung müsste richtigerweise aber eher über eine zeitnahe Einbeziehung des Verbraucherpreisindex nachgedacht und die jahresübergreifende Berücksichtigung des Produktivitätsfaktors in der EO-Formel demgemäß angepasst werden.

Eine potenzielle nominale Kostenunterdeckung bewirkt zwar kurzfristig, dass Netzbetreiber ihre Kosten noch deutlicher reduzieren (müssen) und somit eine effizientere

Faktornutzung erzielen, in Extremfällen kann sich dies jedoch negativ auf die finanzielle Überlebensfähigkeit eines Unternehmens auswirken. Damit einher geht ein tendenziell reduzierter Investitionsanreiz, da die erforderlichen Reinvestitionen ins Anlagevermögen nicht in ausreichender nominaler Höhe in der Erlösbergrenze wiedergegeben werden.¹³⁶

Aus Sicht einer möglichst praktikablen Umsetzung hingegen vereinfacht ein größerer Zeitversatz (analog zu den Ausführungen bezüglich der Basisjahr-Aufnahme) die administrative Bearbeitung. Da zur Festlegung der VPI-Größe keine individuelle Kostenprüfung erforderlich ist, sind im Vergleich zum Basisjahr-Zeitversatz weitergehende Möglichkeiten gegeben, um einen minimalen Verzug und damit ein dem tatsächlichen nominalen Kostenniveau am nächsten kommenden Netto-TOTEX-Block in der Erlöskalkulation zu berücksichtigen.

c) Zeitversatz der Einbeziehung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten (Dnb_Zv)

Der dritte betrachtete Zeitversatz innerhalb der Erlöspfadbestimmung bezieht sich auf die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Im Allgemeinen erfolgt die Einbeziehung dieses Kostenblocks – bis auf wenige Ausnahmen – im $t - 2$ -Versatz. Die Sensitivitätsanalysen in Kapitel 5.3.2.3 haben ergeben, dass höhere Zeitversätze mit geringeren Renditen und höheren Standardabweichungen einhergehen (vgl. Tabelle 83).

Die Renditesensitivität beruht zum einen auf der zeitversatzbedingten nominalen Kostenunterdeckung und zum anderen auf den stark ansteigenden Investitionsbudget-Kapitalkosten der ersten Regulierungsperioden. Die letztendlich ausschlaggebende Erlösvorgabe berücksichtigt also einbezogene Kostenpositionen in nicht ausreichender nominaler Höhe und unterschlägt zudem Aufwendungen (Kapitalkosten), die in der Ist-Rechnung bereits angefallen sind.

Im Rahmen der Würdigung investiver Parameter (vgl. Kapitel 6.2.2) wurde herausgestellt, dass die zeitnahe Aufnahme stark veränderlicher Investitionsbudget-Kapital-

¹³⁶ In diesem Zusammenhang sei auch darauf verwiesen, dass die einheitliche Inflationierung der Netto-TOTEX (inkl. der ratierlichen Wertminderung des Anlagevermögens) mit einem auf Verbrauchsgüter basierenden Inflationsindex zu hinterfragen ist. Die Verwendung des VPI erscheint in Bezug auf die „echten“ OPEX zwar als durchaus probat, sollte in Bezug auf die Anlagegüter jedoch vielmehr die Geldwertentwicklung von Investitionsgütern (Investitionsgüterindex) widerspiegeln.

kosten unter dem Aspekt der Kostendeckung einen positiv zu bewertenden Regulierungsansatz darstellt. Durch diese Sonderbehandlung wird die Dauer bis zur Erlöswirksamkeit einer Investitionsmaßnahme bereits deutlich reduziert. Durch eine weitere Verkürzung des KA_{dnb} -Zeitversatzes kann dieser Effekt zusätzlich optimiert werden.

Als Kompensation für die Zeit zwischen der Ist-Aufwandsentstehung und der regulatorischen Berücksichtigung werden in der gegenwärtigen Regulierungspraxis die Kapitalkosten des Investitionsbudgets in der Potenz des Zeitversatzes aufgezinst (Barwertausgleich, Kroneberg 2009: 9). Durch die Erhöhung des Zeitversatzes wird bei der Sensitivierung also auch die Potenz des Aufzinsungsfaktors verändert. Dennoch ermöglicht dieser Faktor nicht, die Höhe des Zeitversatzes barwertig vollständig auszugleichen. Eine weitestgehende Reduktion der Berücksichtigungslücke weist daher die höchsten internen Verzinsungen aus.

Dieses Ergebnis wirkt sich neben dem elementaren Kostendeckungserfordernis natürlich auf die Investitionsbereitschaft aus. Denn aus Investorensicht ist der regulatorisch bedingte Zeitversatz eine synthetisch geschaffene Liquiditätslücke, die zwischen einer Investition und der damit zusammenhängenden Erlöswirksamkeit aufklafft (Bock/Otto 2009: 52). Je eher bzw. je ungehinderter mit einer Investition Rückflüsse generiert werden können, umso größer ist der Anreiz, in die Netzinfrastruktur zu investieren.

Auch im Fall des zeitversetzten Einbezugs des dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteils kann als wohl einziges offensichtliches Positivum die vereinfachte administrative Handhabbarkeit angeführt werden. So kann durch die Bezugnahme auf historische Werte auf gesicherte Erkenntnisse bezüglich der genauen Höhe der Kapitalkosten zurückgegriffen werden. Zudem reduziert dieser Regulierungsansatz den administrativen Zeitdruck, da die Kostenpositionen mit ausreichendem Vorlauf geprüft und genehmigt werden können. Allerdings muss zumindest hinterfragt werden, ob dieser (positive) administrative Effekt im richtigen Verhältnis zu den Einbußen bei der Möglichkeit zur Gesamtkostendeckung sowie den erforderlichen Investitionsanreizen steht.

6.1.4 Sonstige regulierte Parameter

Die sonstigen im Zuge der Sensitivitätsanalyse betrachteten Parameter stellen eine Auswahl einzelner kommentierungswürdiger Regulierungsprämissen dar. Dazu zählen neben der Deckelung der Eigenkapitalquote(n) die Limitierung der ansatzfähigen Fremdkapitalzinsen sowie die Berechnung des Gewerbesteuer-Kostenblocks (vgl. Tabelle 84).

Auswertungsübersicht Sensitivitätsanalysen				
Auswirkung steigender Parameter (sonstige regulierte Parameter)		x	s (x↑)	σ (x↑)
Sonstige regulierte Parameter	a) EKQ I-Deckelung TNW/AHK-Berechnung (EQI_Cap)	Cap	↑	(↓)
	b) EKQ II-Deckelung EK/FK-Gewichtung (EQII_Cap)	Cap	↑	↓
	c) Realisierbare Fremdkapitalkosten (FKZ_Cap)	FKZ	↓	↑
	d) Gewerbesteuer-Berechnung (GewSt)	Meth.	(↑)	(↓)

Hinweis: x = sensitivierter Parameter, s = Ist-Rendite, σ = Standardabweichung
 ↑ = steigt, ↓ = sinkt, (.) = uneindeutige Ergebnisse / lokale Maxima / mittelbare Einflüsse

Tabelle 84: Auswertungsübersicht sonstiger regulierter Parameter

Quelle: Eigene Darstellung.

Die in Tabelle 84 ausgewiesenen Auswirkungen auf die interne Verzinsung sowie die Standardabweichung der Ist-Renditen beziehen sich auf höhere Deckelungen (weniger restriktive Limitierungen), auf steigende Ist-Fremdfinanzierungskosten sowie auf eine Modifizierung der Methodik zur Berechnung des Gewerbesteuer-Kostenblocks in Abkehr von der derzeitigen Regulierungspraxis.

a) Eigenkapitaldeckelung (EQI_Cap/EQII_Cap)

Obwohl es keine allgemeingültige betriebswirtschaftlich fundierte Empfehlung für die „richtige“ Eigenkapitalquote gibt (Coenenberg/Haller/Schultze 2009: 1056, Kaldewei/Albers/Hübner 2008: 50), sieht der Regulierer für den maximal anerkannten eigenkapitalfinanzierten Anteil des Altanlagevermögens [*BEK I*] sowie für den eigenkapitalsatzverzinslichen Anteil des betriebsnotwendigen Vermögens [*BEK II*] eine Deckelung bei 40 % vor.

Die diesbezüglichen Sensitivitätsanalysen zeigen aufgrund des schwindenden Anteils des Altanlagevermögens eine zunehmende Bedeutungslosigkeit der Begrenzung der *BEK I*. Auf diesen Teil der regulatorischen Einflussnahme soll daher nicht weiter eingegangen werden, die folgenden Ausführungen finden vom Grundsatz her jedoch gleichermaßen hierauf Anwendung. Die schwerpunktmäßige Betrachtung des maximalen eigenkapitalsatzverzinslichen Anteils des betriebsnotwendigen Vermögens [*BEK II*] zeigt, dass eine stärkere Einschränkung der anererkennungsfähigen Eigenkapitalbeträge einen negativen Renditeeffekt aufweist. Eine Öffnung der Deckelungen hingegen ergibt eine weniger negative Beeinflussung der internen Verzinsung und eine weitgehend geringere Standardabweichung (vgl. Tabelle 84).

Maßgeblich für die letztendlichen Auswirkungen der Eigenkapitaldeckelungen sind aber vor allem die bilanzpolitischen Maßnahmen (insbesondere die Finanzierungs- und Ausschüttungspolitik), die seitens des Netzbetreibers bzw. der dahinterstehenden Kapitalgeber getroffen oder verlangt werden. Die Analysen ergeben, dass besonders in

den Modellphasen 1 und 2 die Zahlungsmittel- bzw. Aufwandswirksamkeit der verhältnismäßig hohen CAPEX-Beträge für Investitionsbudgets dazu „genutzt“ werden können, eine ggf. aus Regulierungs- bzw. Renditesicht anfänglich überhöhte Eigenkapitalquote zu reduzieren. Im späteren Modellabschnitt hat beispielsweise die Sensitivierung der tatsächlich realisierbaren Effizienzsteigerungen allerdings Szenarien geschaffen, in denen aufgrund des begrenzten passivischen Reaktionsvermögens erhöhte Eigenkapitalquoten auftreten und durch die Deckelung bei 40 % negative Renditeeffekte verzeichnet werden.

Vor dem Hintergrund der zum Ziel gesetzten kostenoptimierten Leistungserbringung ist es auf der einen Seite zwar zunächst nachvollziehbar, das höher verzinsliche Eigenkapital zu begrenzen, um das nur bis zu einer geringeren Höhe verzinsliche Fremdkapital auf ein Mindestmaß festzuschreiben. Auf der anderen Seite ruft eine regulierungsseitig implizit vorgeschriebene Fremdfinanzierungsuntergrenze (Eigenkapitalobergrenze) in Zeiten immer wieder aufflammender „Heuschreckendebatten“ (Handelsblatt 2010a: 4–5) und „Tsunami[s] an Kreditausfällen“ (Handelsblatt 2010d: 7) ein gewisses Störgefühl hervor. Aber auch ohne sich derartiger Polemiken zu bedienen, existieren ausreichend viele Marktmechanismen, die eine ökonomisch sinnvolle Kapitalstruktur von Unternehmen gewährleisten (Koller/Goedhart/Wessels 2005: 488–492).

Neben derart allgemeinen Aspekten wird allem Anschein nach zusätzlich verkannt, dass die unterschiedlichen kalkulatorischen und bilanziellen Ansatzweisen oftmals zu einer im Vergleich zur handelsrechtlichen Bilanz wesentlich höheren kalkulatorischen Eigenkapitalquote führen (Kaldewei/Albers/Hübner 2008: 52). Insofern inzentiviert die gegenwärtige Regulierungspraxis die Netzbetreiber implizit zu Ist-Kapitalquoten, die nochmals unterhalb der kalkulatorischen Deckelung von 40 % liegen. Damit einher gehen nach einhelligem Verständnis aus Kapitalmarktsicht sowohl höhere Ist-Fremdkapital- als auch Ist-Eigenkapitalkosten („traditionelle These“, Jung 2008: 811, Bock/Otto 2009: 51).¹³⁷ Weder die Eigen- noch die Fremdkapitalkosten spiegeln diesen Sachverhalt im kalkulatorischen Ansatz wider, sondern sehen in beiden Fällen starre Deckelungen vor.

Die Regulierung der Kapitalstruktur von Netzbetreibern steht durch die limitierenden Eingriffe also auch im unmittelbaren Zusammenhang mit der Möglichkeit der Gesamtkostendeckung und damit der finanziellen Überlebensfähigkeit der Unternehmen. Der

¹³⁷ Fundamental hierzu Modigliani/Miller 1958: 261–297, allgemeiner Hegglin 2007: 58–60.

regulatorische Eingriff in die Eigenkapitalausstattung kann somit zumindest aus zweierlei Gesichtspunkten kritisiert werden. Zum einen stellt sich die Frage, ob angesichts der aktuellen und sicher längere Zeit anhaltenden Investitionserfordernisse eine erhöhte Konkursgefahr (Kaldewei/Albers/Hübner 2008: 53) aufgrund von willkürlichen Kapitalstrukturlimitierungen in Kauf genommen werden soll. Zum anderen sei auf die in Kapitel 3.4.2 erläuterten Wohlstandsverluste verwiesen, die grundsätzlich entstehen, wenn regulatorische Eingriffe vorgenommen werden, wo sie unnötig bzw. vermeidbar sind (Fehler erster Art, Haucap/Kruse 2003: 2–3). Denn es ist nicht nachvollziehbar, warum die existierenden Kapitalmarktmechanismen – bei einer allgemeinen Deregulierung der Finanzierungsstruktur und -konditionen – nicht auch auf die Finanzierung von Netzbetreibern zutreffen sollten (Koller/Goedhart/Wessels 2005: 488–492). Möglicherweise als reines Relikt aus der vormals kostenregulierten Netzentgeltbestimmung zwingt der Regulierer also die Netzbetreiber, ungeachtet der genaueren Umstände, entlang der maximalen Eigenkapitalquote auszuschütten bzw. zu thesaurieren.

Dieser Aspekt ist vor allem in Anbetracht des Ziels der Schaffung von Investitionsanreizen zu sehen. Sollen Unternehmen dazu inzentiviert werden, in die Netzinfrastruktur zu investieren, bietet ein größtmögliches Ausmaß an Flexibilität bei der Strukturierung der Finanzierung die höchsten Anreize. In einem allgemein kritischer gewordenen Kapitalmarktumfeld („Kreditklemme“, Handelsblatt 2010h: 41) sollte in diesen Fällen selbst eine 100-prozentige Eigenkapitalfinanzierung nicht kategorisch in Bezug auf die erzielbaren Renditen abgestraft werden.

Zudem hat die Analyse des Base-Case in Kapitel 5.3.1 gezeigt, dass die im Verhältnis zum bisherigen Anlagenbestand betragsmäßig recht hohen Erweiterungsinvestitionen des Investitionsbudgets insbesondere in den ersten Regulierungsperioden zu einer hohen Standardabweichung der Ist-Renditen führen. Um daraus ggf. resultierende operative bzw. finanzielle Risiken möglichst gering zu halten, empfiehlt es sich in Zeiten eines erhöhten Ertragsrisikos, einen höheren Eigenkapitalanteil vorzuhalten (Coenenberg/Haller/Schultze 2009: 1057).

Eine administrative Vereinfachung bei der Umsetzung kann kaum der Grund für die Deckelung der Eigenkapitalquoten sein. Im Gegenteil würde der Regulatory Review um ein Prüfkriterium reduziert, wenn die Kapitalisierung der Unternehmen den Marktmechanismen überlassen wäre, die auf dem Kapitalmarkt zweifelsohne vorherrschen.

b) Fremdkapitalkostendeckelung

Eng verwandt mit dem Argumentarium bezüglich der Eigenkapitaldeckelung stellt sich die Würdigung der Begrenzung anererkennungsfähiger Fremdkapitalkosten dar. Die

Sensitivitätsanalysen in Kapitel 5.3.2.4 zeigen diesbezüglich bereits merkliche Renditeeffekte bei einer Ist-Überschreitung der Anerkennungsobergrenze von nur einem halben Prozentpunkt. Da die Fremdkapitalkostendeckelung eine „bis-zu“-Regel darstellt, wirkt nur die Überschreitung der Höchstgrenze reduzierend auf die Ist-Verzinsung sowie erhöhend auf die Standardabweichung (vgl. Tabelle 84). Eine Absenkung der tatsächlich erzielbaren Fremdkapitalkosten unterhalb des zulässigen Niveaus lässt die langfristig erzielbare interne Verzinsung nahezu unverändert.

Da mit zunehmender Fremdkapitalquote aus Gläubigersicht das Insolvenzrisiko steigt – und das Haftungskapital (zumindest relativ) sinkt –, verlangen Fremdkapitalgeber bei einem höheren Leverage eine zusätzliche Risikoprämie. Ein niedrigerer Verschuldungsgrad hingegen wirkt sich positiv (reduzierend) auf die Fremdkapitalkosten aus (Hegglin 2007: 59). Vor diesem Hintergrund ist die Eigenkapitalausstattung einer der wenigen Faktoren, die von Unternehmen unmittelbar beeinflusst werden können, um günstigere Fremdkapitalkonditionen zu erzielen.

Der Index für Fremdkapitalprämien europäischer Energieversorger in Tabelle 85 zeigt, wie vor allem in den Jahren seit 2008 die Fremdkapitalkosten durch eine verstärkte Einpreisung von Ausfallrisiken gestiegen sind. Um trotz teilweise merklich erhöhter Fremdkapitalprämien in einem solchen Marktumfeld unterhalb der vorgegebenen Höchstgrenze anererkennungsfähiger Kreditzinsen zu bleiben, bedarf es eines uneingeschränkten bilanzpolitischen Instrumentariums, um durch entsprechende Eigenkapitalunterlegungen Gläubiger von der Sicherheit ihrer Anlage zu überzeugen und vergleichsweise kostengünstige Konditionen zu erhalten.

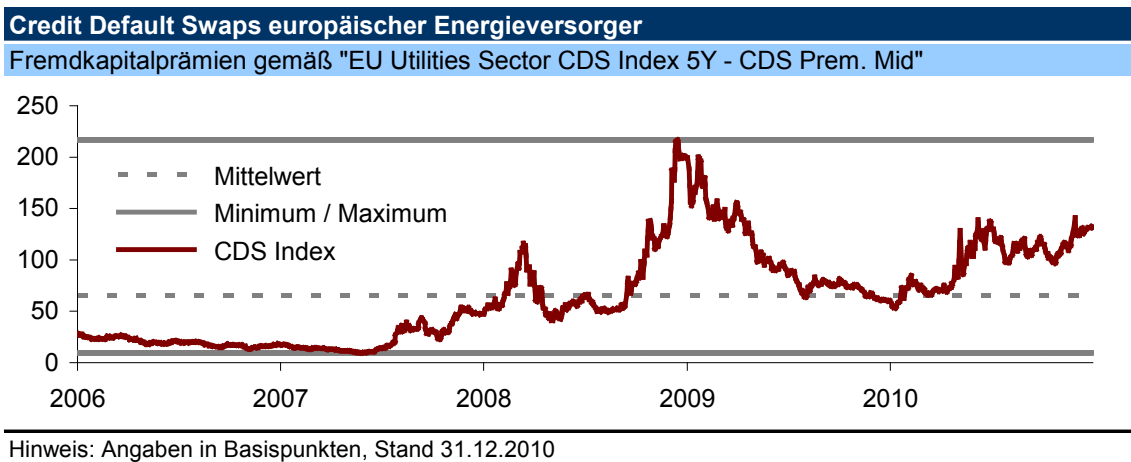


Tabelle 85: Credit Default Swaps (CDS) EU Utilities Sector
 Quelle: Datastream.

Jedoch sieht die derzeitige Regulierungspraxis Deckelungen des Liquiditäts- und Eigenkapitalbestands vor. Den Unternehmen ist es daher sowohl aktivisch als auch passivisch nur bedingt möglich, Finanzierungsbedingungen zu optimieren, ohne dabei die Eigenkapitalrendite unmittelbar zu beeinträchtigen. Dieser Aspekt steht dem Ziel einer effizienten Leistungserzielung entgegen und kann durch den bilanzpolitisch eingeschränkten Handlungsrahmen die Sicherstellung der Gesamtkostendeckung gefährden. Der Regulierer begrenzt also die maximale Höhe anerkennungsfähiger Fremdkapitalkosten, hindert die Netzbetreiber aber gleichzeitig daran, bilanzpolitische Maßnahmen zu ergreifen, um das eigene Ausfallrisiko und die damit verbundenen Kosten für die Aufnahme von Krediten zu reduzieren.

Durch die regulatorischen Vorgaben zur Kapitalstruktur sowie die fallweise Kappung von Fremdkapitalzinsen, und dies in Verbindung mit der grundsätzlichen Reglementierung der Ertrags- und damit Innenfinanzierungskraft des Unternehmens, mögen auch die Anreize oder vielmehr die Umsetzungsmöglichkeiten in Bezug auf Investitionsprojekte negativ beeinflusst werden. Diese Erkenntnis scheint in Bezug auf die Kapitalkosten aus Investitionsbudgets bei der BNetzA Einzug gehalten zu haben, da in den einschlägigen Leitfäden von einer weitergehenden Flexibilisierung der Anerkennungspraxis gesprochen wird (BNetzA 2010d: 9–10). Jedoch finden sich auch hier (wenngleich andersgeartete) Höchstgrenzenregelungen.

Es bleibt unschlüssig, warum Fremdkapitalkosten (des Standardbudgets) einer pauschalierten Kostenregulierung unterliegen müssen. Denn durch die allgemeinen Effizienzsteigerungsaufgaben innerhalb der Anreizregulierung werden Netzbetreiber ohnehin inzentiviert, die gesamten Aufwendungen zu reduzieren. Insofern stellen die zusätzlichen Regulierungsparameter bezüglich der Eigen- und Fremdkapitalfinanzierung eine zusätzliche Beeinträchtigung von Kostenpositionen dar, die bereits externen Marktmechanismen und internen Kostensenkungsvorgaben unterliegen. Dabei kann im Fall der Fremdkapitalkostendeckelung keine administrative Vereinfachung bei der Umsetzung als rechtfertigendes Argument gefunden werden.

c) Gewerbesteuerberechnung

Im Vorfeld wurde mehrfach darauf hingewiesen, dass steuerliche Aspekte bei der Systemanalyse ausgeklammert werden, sich aufgrund der Building-Block-Netzentgeltkalkulation durch den Gewerbesteueransatz nichtsdestotrotz ein Vorsteuereffekt ergibt.

Die Analyseergebnisse aus Kapitel 5.3.2.4 weisen zwar keine übermäßigen Renditeauswirkungen einer modifizierten Gewerbesteuerberechnungsweise auf, es zeigt sich allerdings, dass die nicht Körperschaftsteuerreduzierte Bemessungsgrundlage sowie

die Anwendung eines „Im-Hundert-Satzes“ zu einer insgesamt höheren internen Verzinsung und einer leicht reduzierten Standardabweichung führen (vgl. Tabelle 84).

Es stellt sich im ersten Schritt also die Frage, warum bei der Berechnung des Gewerbesteuer-Kostenblocks die Bemessungsgrundlage, die auf maximal 40 % des betriebsnotwendigen Vermögens entfallende kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung [*BEK II*] um den Körperschaftsteueranteil reduziert wird.

In diesem Zusammenhang ist zu vermerken, dass *vor* der Unternehmensteuerreform 2008 grundsätzlich die Möglichkeit des Betriebsausgabenabzugs der *Gewerbesteuer* bestand und somit die Bemessungsgrundlage der Gewerbe- und Körperschaftsteuer um die Gewerbesteuer reduziert werden konnte (Schlacher 2008: 26).

Die gesetzliche Grundlage für die Berechnung des Gewerbesteuer-Kostenblocks stellt § 8 StromNEV dar. Der an dieser Stelle offensichtlich auf das alte Steuergesetz beruhende Vermerk zur Selbstabzugsfähigkeit der Gewerbesteuer wurde – bewusst oder unbewusst – selbst in der im September 2010 aktualisierten Fassung der StromNEV nicht angepasst. Im BNetzA-Leitfaden zu den Investitionsbudgets steht allerdings, dass „die Abzugsfähigkeit bei sich selbst [...] bei der Verwendung der Gewerbesteuermesszahl von 3,5 % auf null zu setzen [ist]“ (BNetzA 2010d: 24). Da die Messzahl in Höhe von 3,5 % seit der Steuerreform die einzig maßgebliche ist, beträgt die Selbstabzugsfähigkeit stets null. Es ist somit nicht nachvollziehbar, warum die später aktualisierte StromNEV-Fassung die Selbstabzugsfähigkeit im Verordnungstext trotzdem verankert hält, denn der besagte Passus aus dem Investitionsbudgetleitfaden konstatiert zweifelsfrei, dass eine Bereinigung der Bemessungsgrundlagen um den Gewerbesteueranteil obsolet geworden ist.

Diese Ausführungen beziehen sich wohlgerneht auf die Gewerbesteuer und *nicht* auf die Körperschaftsteuer, denn eine Abzugsfähigkeit von der Bemessungsgrundlage galt niemals für den Körperschaftsteueranteil (PZN 2010: 31) und ist nach der neueren Steuergesetzgebung auch für den Gewerbesteueranteil nicht mehr möglich.

Im zweiten Schritt ist zu hinterfragen, warum bei der Berechnung des Gewerbesteuer-Kostenblocks der „Vom-Hundert-Satz“, im Sinne des Hebesatzes multipliziert mit der Messzahl, veranschlagt wird. Eigentliches Ziel sollte es sein, mittels des Aufschlags des Gewerbesteueranteils aus dem regulatorischen EBCT-Eigenkapitalzins in Höhe von 9,29 % eine Art Vorsteuerrendite (EBT) abzuleiten. Da sowohl die Gewerbe- als auch die Körperschaftsteuer mittlerweile rechnerisch gleichgestellte Ertragsteuern sind, erfordert die Berechnung einer Vorsteuergröße eine Rückrechnung mittels eines „Im-Hundert-Satzes“, d. h. dem Kehrwert der ursprünglichen Nachsteuerbetrachtung. Legt

man hierbei den originär hergeleiteten EAT-Eigenkapitalzinssatz zugrunde (BNetzA 2008: 45) und wendet analog zu den Berechnungen im Beschluss zu den Eigenkapitalzinsen (vgl. Tabelle 9, Kapitel 4.3.2.3) den pauschalen Steuersatz in Höhe von 29,825 % an (vgl. Formeln [163] bis [165], Kapitel 5.2.2), so ergeben sich die dieser Arbeit zugrunde gelegten 11,14 % vor allen Steuern (Sendner/Kindler 2010: 2).

Die bei der Netzentgeltkalkulation herangezogene Eigenkapitalverzinsung in Höhe von 9,29 % ist daher eine Art Zwischensteuergröße, die spätestens seit der letzten Steuerreform nicht mehr sinnvoll interpretier- bzw. anwendbar ist. Abbildung 32 verdeutlicht die Berücksichtigung der Gewerbesteuer in der gegenwärtigen Regulierungspraxis. Wird die Gewerbesteuer nur als „Vom-Hundert-Satz“ zu den EBCT-Eigenkapitalzinsen hinzuaddiert, ergeben sich bei gegenläufigen Kontrollrechnungen Nachsteuerwerte (EBCT/EAT), die von den Vorgaben aus dem maßgeblichen Beschluss abweichen (BNetzA 2008: 45).

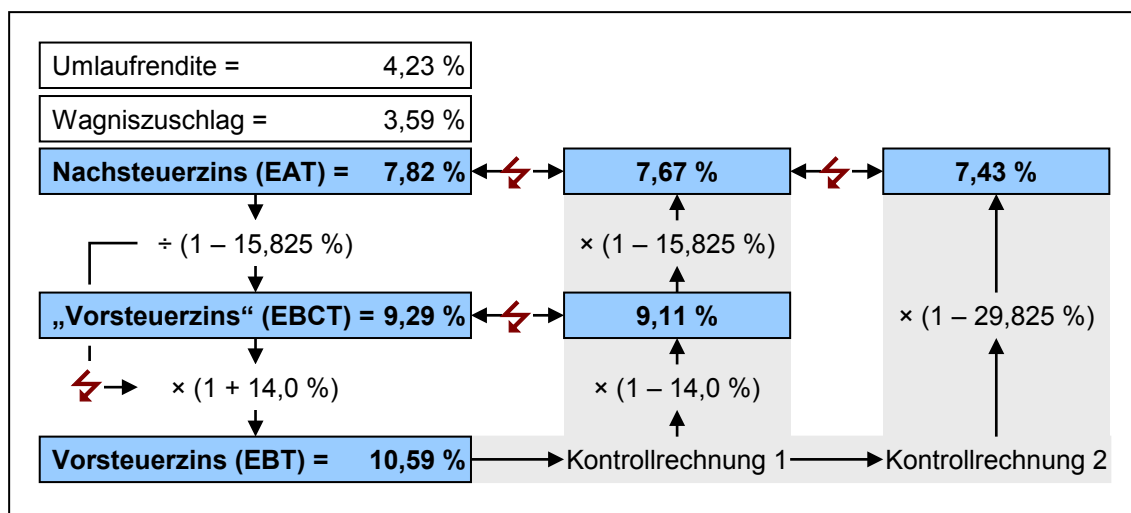


Abbildung 32: Schematische Herleitung der Vorsteuerverzinsung

Eigene Darstellung.

Abbildung 32 zeigt zudem die bisher unterschiedlichen Methodiken der Rückrechnung von der (erstens) EAT- auf die EBCT-Größe und von der (zweitens) EBCT- auf die EBT-Größe. Im ersten Fall handelt es sich dabei um einen „Im-Hundert-Satz“, der dem o. g. Kehrwertansatz entspricht. Im zweiten Fall wird bei der Kalkulation des Gewerbesteueranteils in der Regulierungspraxis nur der „Vom-Hundert-Satz“ in Höhe des (pauschalierten) Gewerbesteuersatzes verwendet. Der dadurch in zu geringem Maße berücksichtigte EBT-Wert verkörpert zugleich den besagten Vorsteuereffekt der regulatorischen Gewerbesteuerberechnungsweise.

Die im Rahmen der Sensitivitätsanalysen zweite abgebildete Abweichung von der aktuellen Berechnungsmethodik gleicht die Berechnungsweise der Vorsteuergrößen zwischen der EAT-, EBCT- und EBT-Ebene einheitlich auf den „Im-Hundert-Satz“ an und kann somit zumindest bei einer entsprechenden Rückrechnung (Kontrollrechnung 1) die regulatorisch vorgegebenen Verzinsungshöhen erneut abbilden (vgl. Abbildung 33). Da die Gewerbe- und Körperschaftsteuer aber als gleichgestellte Ertragsteuern zu interpretieren sind, bezieht sich die gesamte Steuerbelastung eines Unternehmens auf das ungekürzte Vorsteuerergebnis (EBT). Veranschlagt man hierbei den pauschalierten Unternehmensteuersatz in Höhe von 29,825 %, offenbart die zweite Kontrollrechnung, dass die ursprünglich hergeleitete Nachsteuer-Zielverzinsung dennoch unterschritten wird (vgl. Abbildung 33).

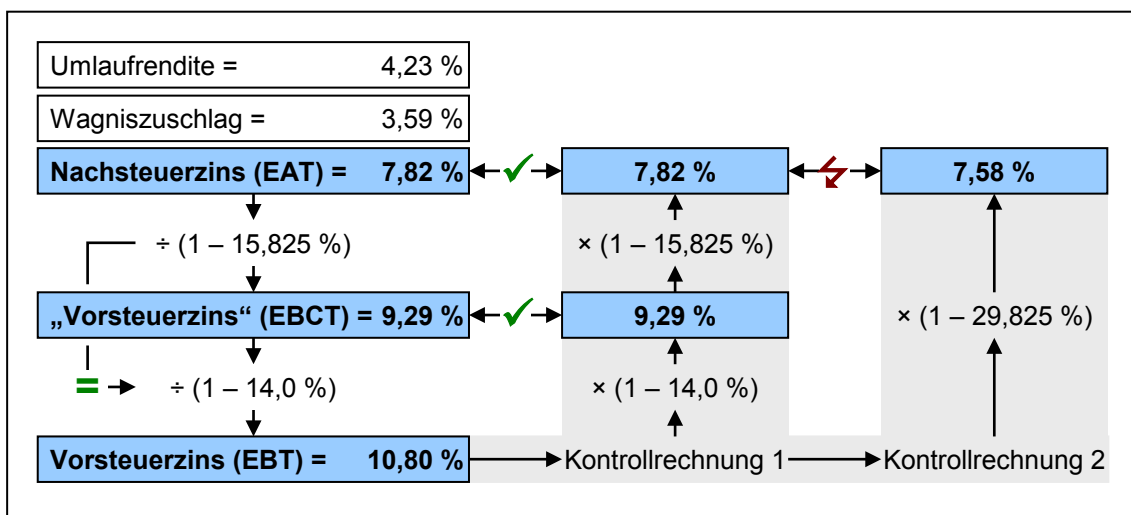


Abbildung 33: Modifizierte Herleitung der Vorsteuerverzinsung

Eigene Darstellung.

Die gegenwärtige Regulierungspraxis in Bezug auf die Gewerbesteuerberechnung erscheint weniger ein gewollter (Anreiz-)Regulierungsansatz als vielmehr eine methodische Frage zu sein. Eine Förderung effizienter Leistungserbringung wird daher allenfalls durch die letztendlich geringere realisierbare Eigenkapitalverzinsung bewirkt.

Das Kriterium der Gesamtkostendeckung kann nur eingeschränkt beurteilt werden, da die Steuerbelastung auch in der Ist-Betrachtung kein fixer Kostenblock ist, sondern stets nach Maßgabe der tatsächlichen Ertragssituation berechnet wird. Eine absolute Kostenunterdeckung kann daher nicht von derartigen steuerlichen Parametern ausgehen, jedoch schmälert eine inadäquate Berechnungsmethodik die verbleibende Ertragsdecke, was in der Summe der Effekte auch für die Gesamtkostendeckung relevant sein kann.

In Bezug auf die Schaffung von Investitionsanreizen wirkt sich die steuerliche Betrachtungsweise nicht unmittelbar aus. Allerdings ergibt eine in Summe geschmälerte Eigenkapitalrendite natürlich auch eine geringere Bereitschaft, eigenes Kapital in neues Anlagevermögen zu investieren.

Mit Blick auf die Handhabbarkeit steuerlicher Sachverhalte innerhalb der Regulierungssystematik entsteht weder unter der bisherigen noch der alternativen Berechnungsmethodik ein Vor- oder Nachteil. Maßgeblich für die Beurteilung der unterschiedlichen Herangehensweise ist also allein die Frage nach der tatsächlich zum Ziel gesetzten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung und einer daraus resultierenden adäquaten Berücksichtigung der Gewerbesteuer.

6.2 Implikationen und mögliche Lösungsansätze

Die Qualität eines Regulierungsregimes misst sich aus volkswirtschaftlicher Sicht letztendlich daran, ob die vorgenommenen Eingriffe insgesamt betrachtet zu besseren Ergebnissen führen, als dies ohne Regulierung der Fall wäre (Diekmann/Ziesing/Leprich 2006: 13, vgl. Kapitel 3.2). In Bezug auf die Verhinderung monopolistischer Preisbildung sowie ineffizienter Faktorverwendung (vgl. Kapitel 3.2.2) ist die Wirkweise des deutschen Anreizregulierungsregimes als nachvollziehbar bzw. zielgerichtet zu bewerten. In Summe kritischer zu sehen sind die Ermöglichung der Gesamtkostendeckung sowie die Schaffung ausreichender Investitionsanreize, um die erforderliche und vor allem gewünschte Weiterentwicklung der Netzindustrie regulierungsseitig sicherzustellen.

Wesentlich ist daher die Frage, welche Ziele mit welcher Gewichtung verfolgt werden sollen, denn insbesondere das politische Ziel geringerer Netzentgelte (soziale Kriterien, vgl. Kapitel 4.3.1) ist nicht ohne Kompromisse mit gesteigerten Investitionsanreizen zu verbinden (vgl. Kapitel 3.5). Hinzu kommt, dass „Regulierung [...], wie aufgeklärt sie auch sein will, ein bürokratischer Prozess [ist und bleibt]. Und bürokratische Prozesse sind ebenfalls unvollkommen, sie versagen wie Märkte“ (Kaufer 1981: VIII). Eine Abweichung vom Pareto-Optimum, gleich welcher Art, führt zu (transaktionskostenbedingten) Wohlfahrtsverlusten. Letzten Endes ist also lediglich zu entscheiden, zu welchen Kosten und wessen Lasten dies geschieht (vgl. Kapitel 3.3.2).

Sowohl die Würdigung der Analyseergebnisse als auch die im Folgenden benannten Implikationen und möglichen Lösungsansätze sind daher nur als *eine* Form der Betrachtung zu sehen, die – genauso wenig wie die hier untersuchte Regulierungsarithmetik – keineswegs gänzlich frei von Kritik ist. Die aufgezeigten Handlungsalternativen können in dieser Arbeit nur mehr skizziert werden, denn jede der einzelnen

Fragestellungen bietet genügend Kontroverse, um weitaus tiefer gehende wissenschaftliche Diskussionen darüber zu führen. Hierzu bedürfte es aber insbesondere in Bezug auf die theoretischen und marktlichen Grundlagenkapitel einer andersgearteten Schwerpunktsetzung.

Die skizzierten Handlungsalternativen verfolgen vor dem Hintergrund der mehrfach referenzierten Investitionserfordernisse im Zweifelsfall die Maxime, „Überregulierung“ (Schnitker 2009: 116–117) zu vermeiden, auch wenn dies u. U. mit finanziellen Zugeständnissen in Richtung der Netzbetreiber verbunden ist. Es muss sich dabei stets vor Augen gehalten werden, dass die Regulierung keinen Selbstzweck zu erfüllen hat, sondern lediglich ein Wettbewerbssurrogat darstellt (vgl. Kapitel 3.4.2).

Das Ziel eines aus wohlfahrtstheoretischer Sicht sinnvollen Regulierungsansatzes kann es daher nur sein, Wettbewerb zu fördern und Marktmechanismen, dort, wo sie existieren, zu nutzen (Littlechild 1983: 1). So kann auch im Zusammenhang mit Regulierungsfragen „weniger manchmal mehr sein“ und sich eine Reduktion der Regulierungsbasis bzw. der Eingriffstiefe empfehlen (Prüfung des „Phasing Out“, Kunz 2003: 73, Christman 2003: 15–16, Knieps 2008: 96).

Die folgenden Ausführungen lehnen sich strukturell an die bisherige Einteilung in die vier Analysekatoren effizienzbezogener, investiver, zeitversatzbezogener und sonstiger Regulierungsparameter an.

6.2.1 Effizienzbezogene Parameter

Die Analyse und Würdigung effizienzbezogener Regulierungsparameter stellt einhellig eine grundsätzlich zielgerechte Anreizsetzung zur effizienteren Leistungserbringung heraus. Die Möglichkeit zur Gesamtkostendeckung hingegen hängt von den tatsächlich erzielbaren Effizienzsteigerungsraten ab. Während die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile in Bezug auf die individuellen und sektoralen Kostensenkungsauflagen eine Sonderstellung innehaben, sind die gesamten verbleibenden Netto-TOTEX den Einwirkungen des Effizienzwertes und Produktivitätsfaktors ausgesetzt.

In den vorangegangenen Kapiteln wurde rechnerisch und argumentativ dargelegt, dass die nach regulatorischer Nomenklatur beeinflussbaren Kostenanteile keineswegs in Gänze durch den Netzbetreiber innerhalb einer Regulierungsperiode verändert werden können. Verschiedene Faktoren, insbesondere die Anlagenintensität des Netzbetriebs, erzeugen präterminierte Kostenanteile, die je nach Laufzeit teilweise erst nach mehreren Jahrzehnten aufwandseitig beeinflusst werden können. Werden diese Aufwandspositionen Kostensenkungsauflagen unterstellt, die einen Zielkorridor von

höchsten zehn Jahren vorgeben, kann dies nur als zusätzliche (implizite) Kostenkürzung durch sonst unumgängliche Ist-Renditeeinbußen gewertet werden.

Die Erreichbarkeit der Effizienzaufgaben ist ein zentraler Aspekt der ökonomischen (und, soweit das von dieser Stelle aus beurteilt werden kann, auch rechtlichen) Voraussetzungen für ein funktionierendes Anreizregulierungsregime (BNetzA 2006a: 33–35, Balzer/Schönefuß 2006: 20–21). Die Analysen ergeben jedoch selbst bei einer Übererfüllung der Regulierungsvorgaben durch die tatsächlich variablen, „echten“ OPEX eine Unterschreitung der vorgegebenen Zielrendite in der Ist-Betrachtung.

Unter der Prämisse, an der gegenwärtigen Zuordnung der Netto-TOTEX zu den kalkulatorischen Kostenanteilen nichts verändern zu wollen, müsste als Konsequenz über eine zusätzliche Verzinsungsprämie („Rendite-Top-Up“ oder „Adder“, Brunekreeft/Meyer 2011: 41) nachgedacht werden, die bereits über die vorgegebene Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt, dass die Kostensenkungsaufgaben realistischerweise nicht innerhalb der vorgegebenen Zeit umgesetzt werden können. Alternativ wäre genauso eine Erhöhung des Verteilfaktors – also letztlich die Dauer der Regulierungsperioden – auf beispielsweise die durchschnittliche Anlagennutzungsdauer des Netzbetriebs denkbar. Allerdings würden selbst in einem solchen Szenario zum einen die länger als der Durchschnitt laufenden Abschreibungen zu Verzerrungen innerhalb der Ist-Effizienzsteigerungen führen, zum anderen wäre das Risiko von Ex-ante-Fehleinschätzungen anderer Regulierungsparameter prohibitiv hoch (Franz/Schäffner/Trage 2005a: 93).

Löst man sich von der Prämisse einer unveränderlichen Zuordnung der Netto-TOTEX zu den kalkulatorischen Kostenanteilen, stellt eine weitere Alternative die Auskopplung der prädeterminierten OPEX [KA_{pd}] aus den Netto-TOTEX (vgl. Formel [186]) oder die kategorische Zuordnung der prädeterminierten OPEX zum vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteil [$KA_{vnb,BJ}^{+KA_{pd}}$] dar (vgl. Formel [187]). Erstgenannte Variante würde die Möglichkeit bieten, die anteilig überwiegenden Abschreibungen auf Anlagegüter sinnvollerweise einem Investitionsgüterindex [IGI] gegenüberzustellen. Die zweitgenannte Alternative hätte den Vorteil einer weitgehenden Beibehaltung der bisherigen EO-Formel, wobei die langfristig unveränderlichen Abschreibungen vom wesentlich schneller wirkenden Verteilfaktor ausgenommen wären.

$$[186] \quad EO_t = KA_{dnb,t-2} + KA_{pd,BJ} \cdot \left(\frac{IGI_{t-2}}{IGI_{BJ}} - \left(\prod_{i=1}^n (1 + PF_{t,i}) - 1 \right) \right) + \\ \left(KA_{vnb,BJ}^{ex-KA_{pd}} + \left(1 - \sum_{i=1}^n V_t \right) \cdot KA_{b,BJ} \right) \cdot \left(\frac{VPI_{t-2}}{VPI_{BJ}} - \left(\prod_{i=1}^n (1 + PF_{t,i}) - 1 \right) \right)$$

$$[187] \quad EO_t = KA_{dnb,t-2} + \left(KA_{vnb,BJ}^{+KA_{-pd}} + \left(1 - \sum_{t=1}^n V_t \right) \cdot KA_{b,BJ}^{ex-KA_{-pd}} \right) \cdot \left(\frac{VPI_{t-2}}{VPI_{BJ}} - \left(\prod_{t=1}^n (1 + PF_{t,i}) - 1 \right) \right)$$

Die Analysen ergeben außerdem, dass die Umsetzung der Effizienzaufgaben in Bezug auf die Abschreibungsbeträge (prädeterminierte OPEX) aufwandseitig nur möglich ist, wenn bereits die ursprünglichen Investitionsbeträge eine gleichlaufende Kostensenkungsrate berücksichtigten. Wird die Effizienzaufgabe innerhalb der Nutzungsdauer – also zwischen Zahlungs- und Aufwandswirksamkeit – verändert, entstehen durch die prädeterminierten Abschreibungen Möglichkeiten zu Über- bzw. Unterrenditen. Insofern empfiehlt sich unter dem Aspekt der Gesamtkostendeckung eine im Zeitverlauf möglichst konstante Produktivitätssteigerungsrate. Eine unveränderte Kostensenkungsaufgabe kann im Zeitablauf jedoch den tatsächlich erzielbaren technischen Fortschritt über- oder unterrepräsentieren und somit aus Effizienz Gesichtspunkten suboptimal sein.

Die unveränderte Beibehaltung der Kostenzuordnung prädeterminierter OPEX stellt in jedem Fall eine systemimmanente Reduktion der erzielbaren bilanziellen Ist-Eigenkapitalrenditen dar. Ist diese nicht als zusätzliche implizite Entgeltkürzung zu verstehen, bieten die aufgezeigten Ansätze die Möglichkeit, die Erreichbarkeit der Effizienzaufgaben zu gewährleisten.

6.2.2 Investive Parameter

Die Ausführungen zu den untersuchten investiven Regulierungsparametern beschreiben den Einfluss auf die erzielbaren Renditen durch unterschiedliche Aktivierungszeitpunkte sowie Anerkennungs- und Nutzungsdauern von Anlagegütern des Netzgeschäfts. Grund hierfür ist die maßgebliche Aufwandswirkung einzelner Jahre (Fotojahre), die veränderliche regulatorische Zuordnung von Investitionsbudget-Kapitalkosten innerhalb der Regulierungsarithmetik sowie die voneinander abweichenden bilanziellen und kalkulatorischen Nutzungsdauern.

Zyklisch (also im Zeitablauf nicht konstant) anfallende Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen wirken sich aufgrund der Relevanz des Aktivierungszeitpunktes auf die Ist-Renditen aus. Investitionszeitpunktabhängige Rentabilitätshöhen entfalten sowohl bei verschiebbaren Investitionen in Bezug auf die optimale (zeitliche und damit kostenmäßige) Faktorallokation als auch bei nicht verschiebbaren Investitionen hinsichtlich des Kostendeckungsaspektes regulatorisch bedingte Fehlsteuerungstendenzen. Anders formuliert, rein rentabilitätsorientierte Investitionsentscheidungen sollten durch die Regulierungsarithmetik nicht verstärkt werden.

Bei Investitionen ins Standardbudget ergeben sich durch einen allgemeinen Lebenszyklusversatz innerhalb des Anlageportfolios in der Praxis womöglich glättende Effekte, sodass im Fall der reinen Ersatzinvestitionen eine weniger starke Investitionszyklik die benannten Effekte eventuell abschwächt. Um die Anerkennungslücken zu reduzieren, wäre dennoch prinzipiell zu überlegen, ob die für den Netzsektor charakteristisch hohen Abschreibungsbeträge nicht einer laufenden Anerkennung unterzogen werden sollten. Damit sich der regulatorische Aufwand dadurch nicht erhöht, bestünde die Möglichkeit, die zu berücksichtigenden Beträge innerhalb einer Regulierungsperiode vorerst nur auf unternehmensseitige Angaben zu stützen und diese erst im Rahmen der in größeren Abständen durchgeführten Regulatory Reviews zu prüfen. Differenzbeträge könnten dann über das Regulierungskonto in der Folgeperiode ausgeglichen werden. Auf diese Weise würde die Blindspot-Problematik umgangen; bis auf etwaige Barwerteffekte sollte dennoch ein grundsätzlich vergleichbares Regulierungsergebnis abgebildet werden können, das auf Basis eines realistischeren Aufwandsniveaus beruht.

Die Sonderrolle der Investitionsbudget-Kapitalkosten stellt vor dem Hintergrund der aufgeführten Netzausbauerfordernisse eine begrüßenswerte Grundsatzentscheidung dar. Die aktivierungszeitpunktbezogene (Dauer der) Kostenanerkennung ist – ähnlich wie bei den Standardbudgetinvestitionen – dennoch weder nachvollziehbar noch zwingend erforderlich. Um den Zeitaspekt auszuklammern und damit u. U. einhergehende Effizienzeinbußen auszuschließen, muss hierbei ebenfalls von der Maßgeblichkeit des Fotojahres abstrahiert werden. Sollte die Anerkennungsfrist von Kapitalkosten des Investitionsbudgets überhaupt zwingend zeitlich begrenzt werden müssen, wäre es beispielsweise denkbar, dass die damit verbundenen Kosten – unabhängig vom Aktivierungszeitpunkt – grundsätzlich über eine festzulegende Dauer (z. B. 3 bis 5 Jahre) Bestandteil des dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenblocks sind.

In diesem Zusammenhang ist ohnehin zu hinterfragen, warum die gesonderte Anerkennung von Investitionsbudgets zeitlich begrenzt ist. In Kapitel 6.1.2 wurde bereits darauf hingewiesen, dass dies aus juristischer Sicht *prima facie* nicht begründbar erscheint. Ist die nur anfänglich vom Regulierer gewünschte Korrektur von Liquiditätslücken das tragende Argument, wäre zwecks Vermeidung ungewollter Fehlsteuerungen die zuvor benannte Fixierung von aktivierungszeitpunktunabhängigen Anerkennungsdauern ratsam.

Die von den unterschiedlichen kalkulatorischen und bilanziellen Nutzungsdauerannahmen ausgehende Begünstigung von älteren Anlagen steht im Widerstreit zwischen der kosteneffizienten Leistungserbringung und der Schaffung von Investitionsanreizen.

Ein voneinander abweichender Ansatz in der Regulierungsverordnung und dem Handels- bzw. Steuerrecht ist demnach grundsätzlich nachvollziehbar und muss je nach Zielgewichtung bewusst ausgesteuert werden. Auch an dieser Stelle ist dabei auf die anstehenden Investitionserfordernisse hinzuweisen, die bei einer im Vergleich zur bilanziellen Nutzungsdauer wesentlich höheren kalkulatorischen Annahme in den Anfangsjahren einer Investition zu einer ertragsbezogenen Unterrendite führen. Nicht zuletzt aus pragmatischen Gesichtspunkten wäre daher ein denkbarer Ansatz, die handels- bzw. steuerrechtlichen Vorgaben auch für die kalkulatorischen Berechnungen heranzuziehen.

6.2.3 Zeitversatz-Parameter

Lässt man die besagte Vereinfachung des administrativen Prozesses – und damit ggf. niedrigere Verwaltungskosten – außer Acht, kann aus ökonomischer Sicht eine Empfehlung für möglichst geringe Zeitversätze zwischen Kosten- und Erlöswirksamkeit ausgesprochen werden.

Aufgrund der Fülle von zu bearbeitenden individuellen Kostenprüfungen sind der zeitlichen Annäherung des Regulatory Review an den Start einer Regulierungsperiode natürliche Grenzen gesetzt. Dieses Argument trifft nur bedingt auf die Berücksichtigung der Geldwertentwicklung zu. Im Zuge der Würdigung der VPI-Zeitversätze [ZV] wurde diesbezüglich eingeräumt, dass eine Anpassung des VPI-Terms auf eine Zähler-Nenner-Differenz von mehr als einem Jahr das adäquate Einwirken des Produktivitätsfaktors beeinträchtigt bzw. reduziert. Dieser Überbrückungstatbestand könnte ohne weiteren Aufwand durch eine Adaption der Erlösbergrenzenformel aufgelöst werden (vgl. Formel [188]).

$$[188] \quad EO_t = \dots \cdot \left(\frac{VPI_{t-ZV}}{VPI_{BJ}} - \left(\prod_{n=t-ZV}^N (1 + PF_{n,i}) - 1 \right) \right) \quad \text{wobei} \quad PF_{n=t-ZV,i} = \prod_{i=BJ}^{t-ZV} (1 + PF_{t,i}) - 1$$

Bei einer Reduktion des Zeitversatzes [ZV ↓] würde somit ein jüngerer Inflationsindex Berücksichtigung finden und der entgegenwirkende Produktivitätsfaktor korrespondierend erhöht.

Auch der Zeitversatz der Einbeziehung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zeigt sich als beeinflussender Faktor der erzielbaren Ist-Renditen. Grund hierfür ist die methodisch mit dem VPI-Zeitversatz vergleichbare nominale Unterdeckung durch die Aufnahme nicht hinreichend inflationierter Kostenpositionen sowie der teilweise starke Anstieg des Investitionsbudgets innerhalb der Zeitversätze. So erzeugen steigende Berücksichtigungslücken sinkende Renditen und steigende Standardabweichungen. In

Bezug auf einzelne Bestandteile des KA_{dnb} -Kostenblocks wird gemäß Regulierungsverordnung daher bereits auf einen $t-0$ -Versatz abgestellt (§ 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 ARegV).¹³⁸ Für eine dahin gehend bereits bestehende Sensibilität seitens des Regulierers spricht zudem die Möglichkeit der Aufzinsung der Kapitalkosten des Investitionsbudgets.

Da zumindest die Kapitalkosten des Investitionsbudgets ohnehin auf Basis von Planwerten genehmigt werden (BNetzA 2010d: 11), ist unter dem Aspekt der Gewährleistung einer – auch kurzfristigen – Kostendeckung nicht nachvollziehbar, warum „eine erstmalige Anpassung der Erlösobergrenze [...] *bereits* zwei Jahre nach Aktivierung der zugehörigen Anlage [...]“ erfolgt (BNetzA 2010d: 8). Im Vergleich zu einer reinen Ex-post-Kostenaufnahme stellt dies sicherlich eine positive Weiterentwicklung dar, allerdings drängt sich bei vorab genehmigten Entgeltbestandteilen eine kurzfristigere Aufnahme in die Erlösobergrenze geradezu auf.

Zwecks Schaffung ausreichender Investitionsanreize wäre es also wünschenswert, zumindest vorab anerkannte (Plan-)Kosten unmittelbar mit Beginn des nächsten Kalenderjahres in die Netzentgelte einzupreisen. Die gegenwärtige Herangehensweise, trotz bereits genehmigter Investitionsbudgets die Erlösobergrenze erst zwei Jahre später anzupassen, schadet (durch die nur vermeintlich kompensierende Aufzinsung) also sowohl der Konsumentenseite als auch (durch die entstehende Liquiditätslücke) der Anbieterseite. Denn die Aufzinsung schließt nicht die Liquiditätslücke, sondern erhöht lediglich den Betrag der anerkannten Kosten.

Ein weiterer Schritt in Richtung einer zeitversatzfreien Kostenanerkennung stellt womöglich der neuerdings in die Erlösobergrenzenformel aufgenommene Parameter für volatile Kostenanteile dar (vgl. Kapitel 4.3.2.4). Wie in Kapitel 5.2.1 erläutert, ist diesbezüglich in nächster Zeit jedoch nicht mit einer Anwendung auf den Stromsektor zu rechnen (BDEW 2010b: 44).

Abschließend ist hinsichtlich der verschiedenen Zeitversätze parameterübergreifend festzuhalten, dass die Reduktion bis auf ein minimal (administrativ) mögliches Niveau sowohl aus Allokations- als auch Anreizaspekten empfehlenswert wäre.

¹³⁸ Es handelt sich hierbei um Kosten für erforderliche Inanspruchnahmen vorgelagerter Netzebenen sowie für vermiedene Netzentgelte durch dezentrale Einspeisung (§ 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 und 8). Diese Positionen wurden im Rahmen der Modellierung als null angenommen.

6.2.4 Sonstige regulierte Parameter

Die Auswahl der sonstigen analysierten Parameter bezieht sich auf Aspekte der kalkulatorischen Kostenfeststellung auf Basis der Netzentgeltverordnung. Vorab ist diesbezüglich grundsätzlich infrage zu stellen, ob mit der Einführung einer erlöspfadbasierten Regulierung – aufgrund der inhärenten Anreizmethodik – die Cost-Plus-Reglementierungen nicht möglicherweise gelockert oder sogar abgeschafft werden sollten (Prüfung des „Phasing Out“, Kunz 2003: 73). Dennoch soll im Folgenden kurz auf Implikationen bzw. alternative Ansätze zur Handhabung der ausgewählten Einzelparameter eingegangen werden.

In Kapitel 6.1.4 erging der Hinweis, dass es bezüglich einer optimalen Eigenkapitalquote keine intersubjektive, betriebswirtschaftlich fundierte Empfehlung gibt. Zudem existiert eine Reihe von Kapitalmarktmechanismen, die nicht von der Monopolstellung der Netzindustrie betroffen sind. Gleiches gilt für die tatsächlich realisierbaren Kosten der Fremdkapitalfinanzierung. Des Weiteren besteht ein Zusammenhang zwischen der Eigenkapitalausstattung eines Unternehmens sowie den erzielbaren Kreditkonditionen. Insofern ist die Argumentation rund um die Aspekte der Eigenkapitaldeckung und Fremdkapitalzinskappung eng miteinander verwandt. Es ließe sich an dieser Stelle entsprechend eine umfangreiche Debatte zur „richtigen“ Eigenkapitaldeckung und „effizienten“ Fremdkapitalzinsen führen. Derartige Debatten werden aber ggf. überflüssig, wenn Wettbewerb bzw. Marktmechanismen dort genutzt und gefördert werden, wo sie existieren, und sich im Zweifel der Umfang der Regulierungseingriffe reduzieren lässt (Prüfung des „Phasing Out“, Kunz 2003: 73, Christman 2003: 15–16).

Unter dieser Maßgabe sowie in Anbetracht der durchaus kritischen (und nachgewiesenermaßen renditewirksamen) Einflussnahme auf Eigen- und Fremdfinanzierungsverhältnisse wäre ein weniger invasiver Regulierungsansatz, die Vergütung des eingesetzten Kapitals auf Gesamtkapitalkosten abzustellen. Ein solcher WACC-Ansatz findet sich auch in aus Regulierungssicht fortschrittlichen Volkswirtschaften, wie z. B. in Großbritannien (Ofgem 2010: 40) den Niederlanden (Gelissen 2010: 69, Mulder 2010: 13) und Österreich (Haber 2010: 85).

Zur Bestimmung eines angemessenen Gesamtkapitalkostensatzes müssten zum Zeitpunkt der regulatorischen Festlegung zwar gleichermaßen Annahmen zur Höhe der Eigenkapitalkosten (CAPM, vgl. Kapitel 3.5.2), der Fremdkapitalzinsen sowie der Gewichtung (Leverage) getroffen werden (Ballwieser 2008: 358). Innerhalb der Regulierungsperioden obliegt es dann aber dem Netzbetreiber, sich im Hinblick auf die Kapitalstruktur und die Kreditkonditionen zu optimieren. Kurzfristig kann dies dazu führen, dass die erzielten finanzierungsbezogenen Effizienzgewinne die Rente des

Infrastrukturanbieters erhöhen, anstatt die Preise für die Endkunden zu reduzieren. Die Rede ist bewusst von *kurzfristig* erzielbaren Überrenditen, da eine optimierte Finanzierung der Unternehmen im nächsten Regulatory Review festgestellt und in der Folgeperiode eine Anpassung der Gesamtkapitalverzinsung (oder der individuellen Effizienzwerte) vorgenommen werden kann. In der reinen Abwägung zwischen kurzfristiger Entgeltensenkung und längerfristiger Anreizsetzung wäre dies zweifelsohne ein schwerpunktmäßig anreizorientierter Regulierungsansatz.

Besonders bei den finanzierungsbezogenen Regulierungsvorgaben fällt eine einseitige Wirkweise auf, denn sowohl die vorgegebenen Eigenkapitalquoten als auch die Fremdkapitalzinsen stellen reine „bis-zu“-Regelungen dar, die keine Zusatzrenten für besonders effiziente Netzbetreiber vorsehen. So wird also eine Abstrafung für Überschreitungen ohne eine Entlohnung für Unterschreitungen praktiziert. Ob auf diesem Wege das höchste Maß an Anreizsetzung zur effizienten Leistungserbringung erzielt wird, ist eher unwahrscheinlich.

Ein Argument für eine Gesamtkapitalverzinsung (WACC-Ansatz) ist zudem, dass die deutsche Regulierungspraxis explizit (Eigenkapitalverzinsung) und implizit (Eigenkapitalquoten- und Fremdkapitalzinsdeckelungen) bereits weite Teile der Gesamtkapitalverzinsung festgelegt hat. In Bezug auf die einzelnen Verzinsungsbestandteile wäre der Wechsel zu einem WACC-Ansatz also nur ein kleiner Schritt, der Teile der geübten Systemkritik erübrigte, sich an internationalen Vorbildern orientierte sowie dem Grundgedanken der *Anreizregulierung* Ausdruck verliehe (WAR 2007: 5).

Auch die Behandlung der Gewerbesteuer bei der Feststellung des Ausgangskostenniveaus stellt einen Regulierungseingriff dar, der sowohl in Bezug auf das Wie (Methodik) als auch das Warum (Erforderlichkeit) kritisch zu sehen ist. Die Aspekte der Analyse und Würdigung der Renditeeffekte aus Gewerbesteuerberechnungsweisen wären hinfällig, wenn die Verzinsung auf das betriebsnotwendige Eigenkapital (Ist-Ansatz) oder Vermögen (alternativer WACC-Ansatz) einer vollständigen Vorsteuerbetrachtung unterliegen würde. Während eine Ungleichbehandlung von Körperschaft- und Gewerbesteuer in den Jahren vor 2008 – also zur Zeit der Formulierung der StromNEV – aufgrund der Charakterisierung der Gewerbesteuer als Betriebsausgabe noch nachvollziehbar gewesen sein mag, ist dieses Argument mit der Unternehmenssteuerreform 2008 entfallen (Schlacher 2008: 26). Es bietet sich in Bezug auf die Gewerbesteuerberücksichtigung daher ebenfalls Raum für einen Rückzug aus Kostenregulierungsaspekten, die in der gegenwärtigen Handhabung unnötige Irritationen auslösen.

Ein verbleibender Unterscheidungsgrund zwischen der Körperschafts- und Gewerbesteuer sind die unternehmensindividuellen Hebesätze. In Anlehnung an die schematischen Herleitungen der Vorsteuerverzinsungen in Kapitel 6.1.4 ließe sich bei einer pauschalen Vorgabe eines Nachsteuerzinssatzes (EAT) ein individualisierter Vorsteuerregulierungszins (EBT) durch die Einführung einer einfachen Hebesatzvariablen ohne größeren Aufwand realisieren (vgl. Abbildung 34).

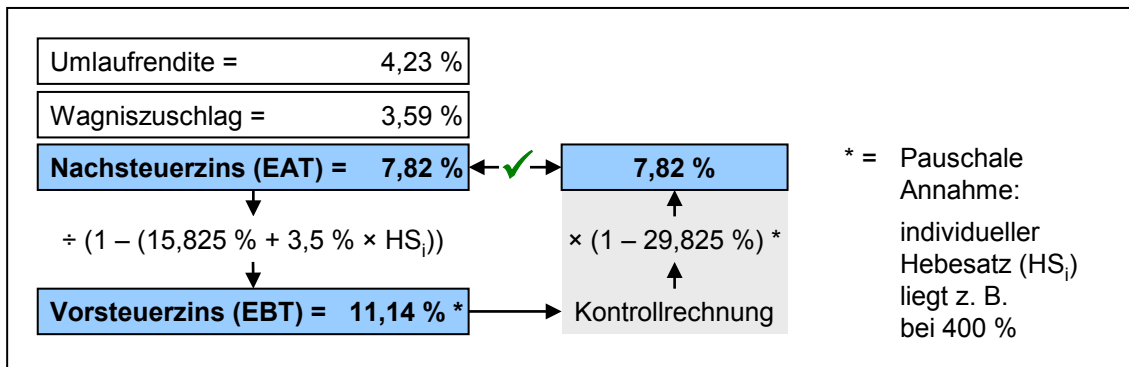


Abbildung 34: Herleitung einer vollständigen Vorsteuerverzinsung

Quelle: Eigene Darstellung.

Ein vollständig vorsteuerbasierter Zinssatz löst zwar nicht das Problem unterschiedlicher Aufwandshöhen (z. B. durch abweichende Nutzungsdauerannahmen) in der kalkulatorischen und der tatsächlichen Unternehmensrechnung und damit auch voneinander abweichender Bemessungsgrundlagen, jedoch werden methodische Kritikpunkte der Gewerbesteuerberechnung gegenstandslos.

In der Kombination eines „Phasing Out“ aus Finanzierungs- und Steueraspekten lässt sich in Analogie zu Abbildung 34 der zuvor genannte WACC-Ansatz selbstverständlich als Vorsteuergröße formulieren. Unter der Maxime, im Zweifelsfall „Überregulierung“ zu vermeiden, kann ein Vorsteuer-WACC-Ansatz entsprechend als abschließende Handlungsempfehlung bezüglich der ausgewählten sonstigen Regulierungsparameter gesehen werden.

7 Schlussbetrachtung und Ausblick

Die vorliegende Arbeit beschäftigte sich mit einer umfangreichen Betrachtung der deutschen Anreizregulierung am Beispiel von Stromübertragungsnetzbetreibern. Ziel der Arbeit war eine hinlängliche Zusammenführung der Regulierungsgrundlagen und -anforderungen sowie eine darauf aufbauende Verprobung der Steuerungswirkung des Gesamtsystems mittels ökonomischer Analyse ausgewählter Renditeeffekte.

Anhand der folgenden Ausführungen wird ein zusammenfassender Überblick über die wesentlichen Ergebnisse dieser Arbeit gegeben; die Strukturierung lässt dabei einen unmittelbaren Zielabgleich mit den fünf im Kapitel 2.1 benannten Forschungsfragen zu. Zum Ende des Kapitels werden die Kernaussagen dieser Arbeit nochmals summarisch in vier Punkten benannt und ein kurzer Ausblick gegeben.

(1) Die wichtigsten theoretischen und marktbezogenen Grundlagen im Überblick

Zur thematischen Fundierung wurden im Theorie- und Marktkapitel die wesentlichen systemrelevanten Regulierungsgrundlagen erörtert. Als Auslöser für das Regulierungserfordernis in der Energienetzwirtschaft konnte der unvollkommene Wettbewerb in Verbindung mit der besonderen Eigenschaft als natürliches Monopol einer wesentlichen Einrichtung („Essential Facility“) identifiziert werden. Die positive Theorie räumte diesbezüglich ein, dass es bei der Umsetzung entsprechender Regulierungseingriffe zu Einbußen hinsichtlich der Effektivität kommen kann („Averch-Johnson-Effekt“). Da rein kostenbasierte Regulierungskonzepte teilweise zu unerwünschten Ergebnissen führten („Gold-Plating“), haben sich in einer Weiterentwicklung vor allem performancebasierte Anreizregime etabliert, insbesondere die auf Littlechild zurückzuführenden Obergrenzenregulierungen. Als wesentliche Funktionselemente letztgenannter Regime wurden Ertragsgrenzen vorgestellt, die ausgehend von einer bestimmten Eingangsgröße in Verbindung mit indexierten (inflationbereinigten) Produktivitätssteigerungsaufgaben dynamische Erlöspfade abbilden.

Die Abgrenzung des genauen Regulierungsgegenstands zeigte, dass es einer disaggregierten Betrachtungsweise der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette bedarf und die relevante monopolistische Engpasseinrichtung dabei ausschließlich in der Transport- und Verteilungsstufe vorzufinden ist. Die herausgestellte Rolle der Stromübertragungsnetze innerhalb des Wandels der deutschen und der europäischen Energielandschaft konnte erstens auf das spezifische Aufgabenspektrum der Transportstufe bei der Einbindung erneuerbarer Energien und zweitens auf die geogra-

fische Lage Deutschlands und der damit verbundenen Funktion als Dreh- und Angelpunkt im europäischen Stromhandel zurückgeführt werden.

Im Zuge der Aufarbeitung der ordnungspolitischen Gegebenheiten wurde hergeleitet, warum der Wirtschaftlichkeitsaspekt innerhalb des energiepolitischen Zieldreiecks eine wesentliche Voraussetzung dafür darstellt, auch die ökologischen und technischen Zieldimensionen zu fördern. Ein einheitliches Verständnis zur Wirtschaftlichkeit konnte aufgrund der konträren Interessenlagen von Anbietern und Nachfragern nur in Form eines Effizienzkriteriums festgelegt werden, das sich ebenso auf den institutionellen Prozess der Regulierungsumsetzung beziehen muss. Als weitere Kriterien eines ordnungspolitischen Zielkatalogs konnten insbesondere auch ausreichende Investitions- und Innovationsanreize isoliert werden. Im Rahmen der ordnungspolitischen Marktbeurteilung wurde zudem darauf eingegangen, dass es zur Abgrenzung des Regulierungsobjekts zwar genauso struktureller Eingriffe bedarf (Entflechtung und Zugang), sich die Ausführungen in der vorliegenden Arbeit jedoch ausschließlich auf verhaltensbezogene Regulierungseingriffe (Netzentgelte bzw. Erlösmöglichkeiten) konzentrieren.

Als Auslöser für den ordnungspolitischen Wandel in Deutschland Ende der 1990er-Jahre sind verschiedene Rechtsakte der Europäischen Union ausgemacht worden. Die wesentlichen Änderungen gingen von der 2. Binnenmarkttrichtlinie 2003 aus, da diese die Verpflichtung zur Einführung eines Ex-ante-Regulierungsregimes sowie einer nationalen Regulierungsinstanz vorsah. Die Umsetzung der europarechtlichen Auflagen erfolgte auf nationaler Ebene durch den Erlass des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sowie der Stromnetzentgelt- (StromNEV) und Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Die Zuständigkeit für regulatorische Grundsatzfragen sowie die administrative Umsetzung liegen seither bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) mit Sitz in Bonn.

Zusammenfassend kann das deutsche Regulierungsregime beschrieben werden als

- eine Cost-Plus-Regulierung (zur Festlegung der kalkulatorischen bzw. regulatorischen Kostenausgangsbasis)
- in Verbindung mit einer performancebasierten Anreizregulierung (die die im Basisjahr ermittelte Cost-Plus-Ausgangsgröße für eine Regulierungsperiode von fünf Jahren mittels festgelegter Erlösobergrenzenformel projiziert).

Als elementare Bestandteile der Erlösobergrenzenformel wurden verschiedene Kostenblöcke herausgestellt, die unterschiedlichen sektoralen Produktivitäts- sowie individuellen Effizienzsteigerungsaufgaben unterliegen und mit abweichenden Zeitversätzen in den Erlösen abgebildet werden. Der hauptsächliche Unterschied der Kostenblöcke liegt

in deren Einteilung in dauerhaft nicht beeinflussbare und zumindest mittelfristig beeinflussbare Kosten (Netto-TOTEX).

Zur Berücksichtigung des Wirtschaftlichkeitsaspekts in der Erlösobergrenze (*Plus-Komponente*) wurde seitens des Regulierers die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gewählt. Eine genaue Vorgabe zur Prozenzhöhe war zuletzt 2008 per Beschluss der BNetzA ergangen. Da diese Zielrendite eine umfangreiche Regulierungsarithmetik zu durchlaufen hat, wurde gezeigt, dass die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung nur eine nennwertgleiche Größe darstellt. Um die tatsächlich erzielbare Eigenkapitalrendite der regulatorischen Vorgabe gegenüberstellen zu können, wurde ein umfangreiches Excel-Modell erarbeitet, das die verschiedenen relevanten Regulierungsstränge zusammenführte und eine Ist-Renditegröße zum Ergebnis hatte. Der genaue Modell-aufbau wurde in diesem Zusammenhang eingehend beschrieben und kann für den abgebildeten Stand der Vorgaben auch als eine Art Modellierungshandbuch der zentralen ARegV-Arithmetik für Außenstehende verwendet werden.

(2) Die Analyseergebnisse des Ausgangsszenarios in der Zusammenfassung

Die Befüllung des Modells mit Annahmen zeigte, dass die Ergebnisse stark von dem gewählten Szenario und dem betrachteten Zeitfenster abhängen. Aus diesem Grund wurde zunächst ein für Übertragungsnetzbetreiber charakteristisches Basisszenario erarbeitet und für einen Zeitraum von 70 Jahren übergreifenden Sensitivitätstests unterzogen. Wesentlicher Bestandteil der Modellierung war die vollumfängliche Berechnung der Erlösobergrenze und der Transfer dieser Umsatzgröße in die Ist-Unternehmensrechnung. Als Auswertungsgröße für die ökonomische Analyse wurde auch bei der Ist-Betrachtung das bilanzielle Eigenkapital zugrunde gelegt, um so einen unmittelbaren Abgleich mit der ordnungspolitischen Zielgröße zu ermöglichen.

Die Analyse des Ausgangsszenarios ergab, dass eine besondere Bedeutung der Planung von Höhe und Aktivierungszeitpunkt des Neuanlagevermögens zukommt. Eine wesentliche Rolle spielten auch die Investitionsbudgets für ausgewählte genehmigte Neuinvestitionen und deren Sonderbehandlung als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenblock.

Ebenso von herauszuhebender Relevanz für die erzielbare Ist-Rendite waren Höhe und Differenz der kalkulatorischen *versus* bilanziellen Nutzungsdauern des Anlagevermögens, da diese die Ausgangsgröße für die Berechnung der Verzinsungsgrundlage darstellen. Durch voneinander abweichende Abschreibungsbeträge unterschieden sich je nach Lebenszyklusphase die kalkulatorische und die bilanzielle Kostenbasis deutlich, was entsprechende Renditeeffekte zum Ergebnis hatte. Hinsichtlich des Verlaufs

der Abschreibungsbeträge war ausschlaggebend, ob das initiale Investment bereits kontinuierlich Effizienzsteigerungen berücksichtigte und ob somit die später aufwandswirksamen Abschreibungen die nötigen Einsparpotenziale abbilden konnten.

Einen stark ergebnisrelevanten Modellparameter stellten zudem die gewählten Finanzierungsquoten bei Neuinvestitionen dar, da die deutsche Regulierung Höchstgrenzen für den eigenkapitalsatzverzinslichen Vermögensanteil vorsieht. Die damit verbundenen Effekte hingen allerdings ebenso von der Investitionstätigkeit und den bilanzpolitischen Maßnahmen des Netzbetreibers ab.

Im Zusammenhang mit den auferlegten individuellen bzw. sektoralen Produktivitätssteigerungen hat sich die tatsächliche Struktur der Kostenbasis als besonders ertragswirksam herausgestellt. Da weite Teile der Aufwendungen durch die Abschreibungsdauern und Finanzierungsbedingungen vor- oder fremdbestimmt (prädeterniert) waren, konnten Kostensenkungsvorgaben nicht im vorgegebenen Zeitraum erfüllt werden. Eine kurzfristige Beeinflussung der Netzkosten war somit nur in Bezug auf die variablen „echten“ OPEX möglich. Die Verursachung durch Abschreibungs- und Finanzierungsaspekte konnte eindeutig anhand des Ausmaßes der Ergebnisschwankung, die vom EBITDA zum EBIT und weiter zum EBT abflachten, nachgewiesen werden.

Ein weiterer Schwerpunkt der Analysen betraf die zeitpunktabhängige Kostenanerkennungspraxis, die sich durch gewisse Zeitversätze und unterschiedliche Anerkennungsdauern bestimmter Erlösbestandteile ausdrückte. So gingen vom individuellen Aktivierungszeitpunkt bzw. dem Zeitpunkt der erstmaligen Aufwandswirksamkeit einzelner Kostenpositionen signifikante Renditeeffekte aus. Diese Effekte waren der Grund für teilweise verschleppte Abweichungen zwischen der regulatorischen Aufwands- und der Ist-Aufwandssituation und damit verbundener Über- oder Unterrenditen.

Bei einer periodenübergreifenden Betrachtung der Ist-Renditeverläufe im Ausgangsszenario ließ sich feststellen, dass die regulatorische Renditevorgabe nur auf lange Sicht (im eingeschwungenen Zustand) annähernd erzielt werden konnte, die stark investive Anfangsphase des Modellierungshorizontes jedoch von Unterrenditen und merklichen Schwankungen der realisierbaren Ist-Renditen gezeichnet war. Innerhalb der einzelnen Regulierungsperioden konnte im überwiegenden Anteil der Fälle eine Erholung der Ist-Renditesituation zu Beginn und ein deutliches Absinken der erzielten Überschüsse bis zum Ende der Regulierungsperioden beobachtet werden. Dies lag erstens an der Neuaufnahme verschiedener kalkulatorischer Kosten in die Erlösobergrenze zu Beginn und zweitens an den zunehmend schwieriger umsetzbaren Effizienzauflagen bei den Ist-Kosten gegen Ende der 5-Jahres-Zeiträume.

(3) Die wichtigsten Erkenntnisse aus der Sensitivitätsanalyse

Aufbauend auf den Erkenntnissen des Ausgangsszenarios wurden 15 Einzelparameter, aufgeteilt nach vier Kategorien, Sensitivitätsanalysen unterzogen. Die erste Kategorie umfasste die effizienzbezogenen Parameter. Als zentraler Bestandteil der Anreizregulierungsarithmetik ging von veränderten Effizienzwertauflagen und entsprechenden Steigerungsraten erwartungsgemäß eine deutliche Ist-Renditeschwankung aus. So konnte einheitlich festgestellt werden, dass hohe Produktivitäts- bzw. Effizienzsteigerungsaufgaben geringere Renditen zur Folge hatten. Bemerkenswert waren hinsichtlich der effizienzbezogenen Parameter hingegen die Ergebnisse der Untersuchung der tatsächlich umgesetzten Ist-Effizienzsteigerungen. So konnte bei besonders hohen Ist-Einsparungen und einer damit verbundenen Ergebnisverbesserung festgestellt werden, dass die Unternehmen Renditeeinbußen durch regulierungsseitige Kürzungen der Eigenkapitalzins-Bemessungsgrundlage hinnehmen mussten, wenn nicht mit bilanzpolitischen Maßnahmen entgegengewirkt wurde. Ebenso konnte festgestellt werden, dass hohe Ist-Effizienzsteigerungen zwar höhere Renditen ermöglichen, jedoch die regulatorische Zielrendite selbst bei einer Übererfüllung der regulatorischen Auflagen nicht unbedingt erreicht werden konnte. Dieser Effekt wurde auf die prädeterninierten OPEX zurückgeführt. Wurden die Ist-Effizienzsteigerungen auf die aktivierten Neuinvestitionen angewendet, wirkte sich dies auf den nachlaufenden Abschreibungsverlauf aus, und es konnte bei unveränderten Effizienzaufgaben zumindest langfristig eine Annäherung der Ist- an die Zielrendite beobachtet werden.

Die zweite Kategorie umfasste investive Parameter. Im Zuge der Betrachtung der Standardbudgetinvestitionen konnte eine unmittelbare Wirkung des Aktivierungszeitpunktes durch sogenannte Blindspots nachgewiesen werden. Sind Investitionen in diesen Zeitfenstern aktiviert worden, verzögerte sich deren Erlöswirksamkeit um mehrere Jahre und die erzielbaren Ist-Renditen sanken mittelfristig. Die Kapitalkosten des gesondert behandelten Investitionsbudgets hingegen unterlagen aufgrund der laufenden Berücksichtigung nicht der Blindspot-Problematik. Dennoch konnte mittels Sensitivierung des Aktivierungszeitpunktes ein Renditeeffekt in Abhängigkeit vom Basisjahr festgestellt werden, da die Dauer der privilegierten Behandlung der Investitionsbudget-Kapitalkosten vom Zeitpunkt der erstmaligen Aktivierung abhängt. In diesem Zusammenhang wurde zudem die grundsätzliche Wirkung der Sonderbehandlung des Investitionsbudgets verprobt. Im Ergebnis konnte hierzu festgehalten werden, dass die fortwährende Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenblock vor allem in den CAPEX-intensiven Anfangsphasen zu verbesserten Renditen führte, als dies bei einer konventionellen Eingliederung ins Standardbudget möglich gewesen wäre. Bezüglich der Nutzungsdauerdifferenzen ließen sich mit zunehmendem

Auseinanderfallen kurzfristig negative und langfristig positive Ist-Renditeeffekte nachweisen. Als Ursache hierfür wurden die (höheren) kalkulatorischen Nutzungsdauerannahmen identifiziert, die zu Beginn der Anlagennutzung ein im Vergleich zur Ist-Rechnung zu *niedriges* und gegen Ende des Lebenszyklus ein zu *hohes* kalkulatorisches Aufwands- bzw. Abschreibungsniveau bewirkten.

Die dritte Kategorie sensitivierter Regulierungsparameter subsumierte verschiedene Zeitversätze der Anerkennungspraxis, die im Ausgangsszenario noch als gegeben betrachtet wurden. Durch die Sensitivierung des Basisjahr-Zeitversatzes konnte festgestellt werden, dass bei einem relativ höheren Zeitversatz zwischen Basis- und Startjahr einer Regulierungsperiode auf eine verhältnismäßig weniger effiziente Kostenbasis zurückgegriffen wurde. Somit konnte aus Renditegesichtspunkten ein hoher Zeitversatz durchaus im Sinne des Netzbetreibers sein, da die Bemessungsgrundlage aufgrund des Überbrückungstatbestands auf einem vergleichsweise hohen Aufwands- und damit Erlösniveau gehalten werden konnte. Auch die Inflationierung der Ausgangskostenbasis sah eine regulierungskonform-zeitversetzte VPI-Aufnahme vor. Je geringer dieser Zeitversatz eingestellt wurde, desto höhere Renditen ließen sich in der Ist-Betrachtung realisieren. Die Berechnungen zeigten ebenso beim Zeitversatz zur Berücksichtigung des dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteils die höchsten Renditen bei Zugrundelegung der aktuellsten Aufwandsbasis bzw. einer Verkürzung der Anerkennungslücke. Grund für die letztgenannte Beobachtung lag im Wesentlichen in der unmittelbareren Erlöswirksamkeit der umfangreichen Investitionsbudgets. Aufbauend auf dieser Erkenntnis hatte der Regulierer zwar bereits reagiert und zumindest bei den Kapitalkosten des Investitionsbudgets eine Aufzinsung in Höhe des Zeitversatzes vorgesehen, die jedoch bei Betrachtung der errechneten Ist-EK-Renditen den Zeitversatz nicht zu kompensieren vermochte.

Die vierte Analysekategorie bezog sich auf sonstige Regulierungsparameter, die im Zusammenhang mit Kapitalisierungs- und Steuersachverhalten standen. Während die Sensitivierung der ersten regulatorischen Eigenkapitalquoten-Deckelung aufgrund der abnehmenden Bedeutung des Altanlagevermögens kaum wahrnehmbare Renditeeffekte hervorrief, gingen von der zweiten Eigenkapitalquoten-Deckelung je nach Parameterkonstellation deutliche Ergebnisschwankungen aus. Die Effekte unterschieden sich in Abhängigkeit von den Modelleinstellungen der Finanzierungs- und Tilgungsstruktur sowie der permanenten Ausschüttungspolitik. Wurden letztgenannte Aspekte stets an die sensitivierten regulatorischen Vorgaben angepasst, konnten die Ist-Renditeabweichungen auf einem verhältnismäßig geringen Niveau gehalten werden. Da die Regulierungspraxis bei der Anerkennung der Fremdkapitalkosten eine nur einseitige Begrenzung vorsieht, hatte eine Ist-Überschreitung der Anerkennungsgrenze

geringere Renditen zur Folge. Bei einer Unterschreitung der regulatorischen Vorgabe konnten jedoch keine Überrenditen erzielt werden. Die Tatsache, dass die Gewerbesteuer Bestandteil der kalkulatorischen Entgeltberechnung ist, wirkte sich dahingehend aus, dass unterschiedliche Berechnungsweisen umsatz- und damit rendite-relevant waren. Die deshalb abgebildeten Sensitivitäten umfassten unterschiedliche Herangehensweisen bei der Feststellung der steuerlichen Bemessungsgrundlage sowie der erforderlichen Rückrechnung auf Vorsteuergrößen.

(4) Die wesentlichen Aspekte des Würdigungskapitels

Die Würdigung der Modellierungsergebnisse erfolgte anhand einer Gegenüberstellung der festgestellten Renditereagibilitäten und einem definierten Zielkatalog. Letztgenannter Katalog entsprach einem Kondensat aus Theorie- und Marktanforderungen und umfasste die Förderung effizienter Leistungserbringung, die Möglichkeit zur Gesamtkostendeckung, die Schaffung von Investitionsanreizen sowie die Praktikabilität (und Transparenz) in der Umsetzung.

Sowohl in Bezug auf den allgemeinen sektoralen Produktivitätsfaktor als auch die betreiberindividuellen Effizienzwerte konnten keine dem Grundsatzgedanken eines performancebasierten Regulierungsregimes widersprechenden Reagibilitäten identifiziert werden. Als durchaus kritisch mussten die Ergebnisse im Zusammenhang mit der Sensitivierung der tatsächlichen Effizienzsteigerungen eingestuft werden. Aufgrund eines großen Anteils prädeterminierter OPEX war es insbesondere kurzfristig kaum möglich, die Auflagen zur Gesamtkostensenkung in ausreichendem Maße umzusetzen. So konnte selbst bei einer deutlichen Übererfüllung der vom Regulierer festgelegten Produktivitäts- bzw. Effizienzsteigerungsraten durch den variablen „echten“ OPEX-Anteil die vorgegebene Zielrendite nicht realisiert werden. Die Ursache hierfür kann erstens in der Wahl einer ungeeigneten Bezugsgröße für Effizienzsteigerungen innerhalb der EO-Formel, zweitens in einer nicht angemessenen Berücksichtigung der durchschnittlichen Beeinflussbarkeit der betroffenen Kostenpositionen und drittens in (relativ zu den Nutzungsdauern) nicht ausreichend langen Zeiträumen zur Aufwandsenkung gesehen werden. Dies zwingt die Netzbetreiber zwar zu besonders hohen, allerdings u. U. vollkommen überzogenen Kostensenkungen und beeinträchtigt damit auch deren Investitionsbereitschaft.

Mit Blick auf die investiven Modellparameter konnten aufgrund der Blindspot-Problematik bei einer zeitlich veränderten Standardbudget-Investitionstätigkeit deutliche Renditeunterschiede beobachtet werden. Wird ein rein opportunistisches Investitionsverhalten der Netzbetreiber unterstellt, so lassen sich negative Renditeauswirkungen zwar vermeiden, jedoch steht dies dem Ziel einer möglichst effizienten Leistungsbereit-

stellung entgegen. Sind die Netzbetreiber hinsichtlich des Investitionszeitpunktes unflexibel, kann die Möglichkeit zur Gesamtkostendeckung durch die Berücksichtigungslücken beeinträchtigt werden. Der damit verbundene Anreiz zielt entsprechend auf eine rein zeitliche Optimierung von Investitionen ab. Positiv gewertet werden kann hingegen die administrative Entzerrung des Kostenfeststellungsprozesses, die von den beschriebenen Zeitversätzen ausgeht. Wenngleich technisch auf andere Weise verursacht, so war eine vergleichbare Problematik bei einer zyklischen Investitionstätigkeit bezüglich des Investitionsbudget-Anlagevermögens festzustellen. Auch hier hingen die Möglichkeit zur Gesamtkostendeckung und die verfolgte Anreizsetzung an der zeitlichen Allokation von Investitionen. Insbesondere im Zuge der zeitlich unflexiblen Anschlussverpflichtung erneuerbarer Energien kann dies zu einer wirtschaftlich ungleichen Behandlung zeitlich auseinanderfallender Projekte führen. Im engen Zusammenhang hiermit stand die Frage nach einer Beschränkung der gesonderten Anerkennungsfähigkeit (Förderung) von Kapitalkosten des Investitionsbudgets. Die negativen wirtschaftlichen Auswirkungen bei nur vorübergehender Berücksichtigung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten sind vor allem mit Blick auf die erforderlichen Anreize zur zielgerichteten Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur kritisch zu beurteilen. Die Würdigung der Steuerungswirkung voneinander abweichender regulatorischer *versus* bilanzieller Nutzungsdauern hängt stark von der Abwägung zwischen Effizienz- und Neuinvestitionsanreizen ab. Denn längere kalkulatorische Nutzungsdauern dienen zwar dazu, einen kostenoptimalen Einsatz des Anlagevermögens zu fördern, jedoch werden die Anreize zu neuen Investitionen damit reduziert.

Obwohl nachgewiesen werden konnte, dass kürzere Berücksichtigungszeitversätze zwischen dem Basisjahr und dem Start der jeweiligen Regulierungsperiode keineswegs unbedingt einen wirtschaftlichen Vorteil für die Netzbetreiber darstellen, ist die erforderliche Minimierung der Blindspots dem Ziel einer effizienten Leistungsbereitstellung geschuldet. Durch eine kurzfristigere Kostenberücksichtigung kann am ehesten ein realistisches Bild der Aufwandssituation dem Erlöspfad zugrunde gelegt und damit auch ein Anreiz für zusätzliche Investitionen mit zeitnah vergüteten Kapitalkosten gesetzt werden. Eine adäquate Ist-Kostendeckung war ebenso ein wesentliches Argument innerhalb der Diskussion der nur zeitversetzten Einbeziehung des Verbraucherpreisindex, da es grundsätzlich das Ziel sein sollte, mittels Berücksichtigung der jüngstmöglichen Inflationsrate das nominale Aufwandsniveau zeitgemäß abzubilden. Im Hinblick auf die Einbeziehung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten wurde die Anpassung der Erlösobergrenze während der Regulierungsperioden grundsätzlich positiv beurteilt, dennoch ist es aus ökonomischer Sicht ebenso ratsam, die rein administrativ

zu rechtfertigenden Zeitversätze auf ein Minimum zu reduzieren, um Liquiditätslücken zu minimieren und damit Anreize für Investitionen in die Infrastruktur zu setzen.

Die analysierte Wirkweise der regulatorischen Begrenzung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote auf 40 % ist aus Kosteneffizienzgründen zunächst nachvollziehbar. Es muss allerdings grundsätzlich infrage gestellt werden, ob die Optimierung der Kapitalstruktur durch den vollkommenen Wettbewerb um Kapital und durch die individuellen Effizienzaufgaben für die Unternehmen nicht selbstregulierend wäre. Zudem sollten sich bilanzpolitische Maßnahmen beispielsweise an künftigen Investitionserfordernissen orientieren und nicht pauschalen Regulierungsvorgaben folgen. Vor dem Hintergrund der Wechselwirkung aus Eigenkapitalausstattung und Fremdkapitalkonditionen ist die Anerkennungsobergrenze für Fremdkapitalkosten zu beurteilen. So mag dieser Regulierungseingriff unter Effizienzaspekten *prima facie* nachvollziehbar sein, jedoch führt dies ggf. zu einer unverschuldeten Ist-Kosten-Unterdeckung und einer damit verbundener Investitionsträgheit. Analog zur Eigenkapitaldeckelung wird bei den Fremdkapitalkosten nur eine einseitige Inzentivierung in Form einer Obergrenze gesetzt, eine Unterschreitung der regulatorischen Benchmark wird hingegen nicht belohnt. Die Anreize zu effizienten Finanzierungskosten sind somit beschränkt. Weder die Begrenzung der Eigenkapitalquote noch der Fremdkapitalkonditionen kann dabei als administrative Erleichterung gesehen werden, vielmehr stellen beide Aspekte zusätzliche Prüfungserfordernisse dar. Obwohl die Gewerbesteuerberechnungsweise dem durchleitenden Charakter dieser fiskalisch vorgegebenen Position gerecht werden sollte, konnten daraus hervorgehende Auswirkungen auf die Vorsteuerrenditen nachgewiesen werden. Die gemessenen Renditeeffekte können weder als effizienz- noch anreizfördernd deklariert werden, noch wirken sie sich positiv auf den administrativen Regulierungsprozess aus. Die drei Modellparameter EK-Quoten-Deckelung, FK-Kosten-Deckelung und Gewerbesteuerberechnung erweckten letztlich den Eindruck nicht weiter hinterfragter Relikte aus dem früheren Kostenregulierungsregime.

(5) Die wichtigsten Implikationen und Lösungsansätze

Wenngleich die kostensenkende Wirkung der Effizienzaufgaben durch die Analysen bestätigt werden konnte, wurde die Möglichkeit zur Gesamtkostendeckung durch den hohen Anteil prädeterminierter OPEX in ungewolltem Ausmaß beeinträchtigt. Diesem Aspekt ließe sich entgegenwirken, indem die (zu) hohen bzw. kurzfristigen Effizienzsteigerungsaufgaben mit einer zusätzlichen Verzinsungsprämie kompensiert würden, sodass die ursprüngliche kalkulatorische Zielrendite zu erreichen ist. Während ein derartiger Ansatz lediglich der Ausbesserung einer arithmetischen Unzulänglichkeit der Regulierungspraxis gleichkäme, wäre ein grundlegenderer Ansatz, die prädeterminier-

ten OPEX aus den Netto-TOTEX auszuklammern und einer eigenen Kostenkategorie oder (alternativ) den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zuzuordnen.

In Bezug auf investive Parameter gilt es, keine rein opportunistischen bzw. rein rentabilitätsorientierten Investitionsentscheidungen durch die Regulierungsarithmetik zu fördern. Dies könnte hinsichtlich des Standardbudgets beispielsweise durch eine fotojahrabhängige, laufende Anerkennung der investitionsbezogenen Aufwandspositionen geschehen, die lediglich dem Prüfungsvorbehalt des regulären Regulatory Review unterlägen. Der Anreiz, auch bei Investitionsbudget-Kapitalkosten auf Unternehmensseite eine rein opportunistische (zeitpunktbezogene) Aktivierungspolitik zu betreiben, ließe sich abschwächen, indem die Sonderaufwendungen unabhängig von deren erstmaliger Geltendmachung über einen pauschalen Zeitraum den vorteilhafteren dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenarten unterstellt würden. Die ökonomische Beurteilung unterschiedlicher kalkulatorischer *versus* bilanzieller Nutzungsdauerannahmen steht zwar im Spannungsfeld zwischen Kosteneffizienz und Investitionsanreizen, vor dem Hintergrund des beschriebenen Netzausbaubedarfs scheint eine kalkulatorische Besserstellung des jüngeren Anlagevermögens jedoch empfehlenswert.

Renditeauswirkungen aufgrund von administrativ bedingten Berücksichtigungszeitversätzen legen eine Verschmälerung der Blindspots nahe, wenngleich die zeitliche Verkürzung aufgrund der erforderlichen Prüfungshandlungen an natürliche Grenzen stößt. Da eine individuelle Kostenprüfung für die Herleitung des VPI-Benchmarks nicht erforderlich ist, wiegt das administrative Argument bezüglich der Berücksichtigung der Kostenentwicklung in der Regulierungsformel weniger schwer. Bei entsprechender Anpassung des Produktivitätsfaktors sollte daher der jüngst-mögliche Verbraucherpreisindex der Erlösobergrenze Anwendung finden. Eine Verkürzung der Zeitspanne bis zur Berücksichtigung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile bietet sich besonders bei den Investitionsbudget-Kapitalkosten an, da diese klar förderwürdige Kostenposition ohnehin auf Basis von Planwerten genehmigt wird. Eine (nahezu) zeitversatzfreie Aufnahme der Investitionsbudget-Kapitalkosten in die Erlösobergrenze kann durch den Wegfall der Aufzinsung sogar einen Effizienzgewinn bewirken.

Während verschiedene Parameter der drei zuvor beschriebenen Kategorien lediglich einer Korrektur bedürften, bietet sich in Bezug auf die Limitierung der Eigenkapitalausstattung sowie der Fremdkapitalkosten ein vollständiger Regulierungsrückzug („Phasing Out“) an. Denn weder kann mit Blick auf die optimale Eigenkapitalausstattung eine intersubjektiv-optimale Empfehlung abgegeben werden, noch lässt sich ein unumgänglicher Steuerungseingriff nachweisen, der hinsichtlich seiner Wirkung nicht

auch durch herkömmliche Marktmechanismen zu erreichen oder gar zu übertreffen wäre. Um den Regulierungsaufwand zu reduzieren und sich zumindest aus einzelnen Bereichen zurückzuziehen, würde als Kompromiss eine Gesamtkapitalkosten-Regulierung (WACC-Ansatz) sowohl die Quoten- als auch die Finanzierungskostenfrage erübrigen und durch vorhandene Marktmechanismen dennoch die Kosteneffizienz fördern. Ein solcher WACC-Ansatz ist insofern naheliegend, als die deutsche Regulierung durch die Einflussnahme auf Eigenkapital- und Fremdkapitalzinsen sowie die Kapitalstruktur bereits die wesentlichen Prämissen eines auf Gesamtkapitalkosten beruhenden Ansatzes vorgibt. Mit diesem Ansatz würde Deutschland außerdem Beispielen (weiter-)entwickelter Regulierungsregime wie in Großbritannien folgen. Hinzu kommt, dass einseitige Regulierungsaufgaben („bis-zu“-Regeln) niemals marktgleiche Effizianzanreize setzen, sondern eher dazu animieren, den angebotenen Spielraum auszureizen. Ohnehin sollten in einem funktionierenden Anreizregulierungsregime ausreichend Impulse zur individuellen Kostensenkung gegeben sein, die eine zusätzliche Kostenregulierung verzichtbar machen. Auch die Diskussionen zur korrekten Gewerbesteuerberechnung ließen sich abkürzen, indem sich der Regulierer durch eine Umstellung auf kalkulatorische Vorsteuerverzinsungsgrößen aus nicht erforderlichen Teilbereichen zurückziehen würde. Ein „Phasing Out“ ließe sich ohne Weiteres mit dem zuvor benannten Gesamtkapitalkostenansatz verbinden, indem ein Vorsteuer-WACC als kalkulatorische Zielgröße formuliert wird.

Summa summarum: die Ergebnisse in vier Punkten

- Die Funktionsweise der deutschen Anreizregulierungssystematik ist aus Effizienzgesichtspunkten durchaus zielkompatibel, die letztendliche Erreichbarkeit der sektoralen bzw. individuellen Auflagen und damit die Möglichkeit zur Gesamtkostendeckung bedarf hingegen einer Überprüfung; ferner empfiehlt sich eine Anpassung der Berücksichtigung der Kostenstrukturen sowie deren Beeinflussbarkeiten innerhalb der ARegV-Arithmetik.
- Investitionsanreize werden unter bestimmten Bedingungen nicht ausreichend oder falsch gesetzt, da sich durch die vorherrschenden Kostenberücksichtigungsintervalle aus Unternehmenssicht Investitionszyklen anbieten, die nicht effizienzoptimal sein müssen; darüber hinaus wirkt sich ein hohes Anlagenalter positiv auf die realisierbaren Renditen bzw. negativ auf (Neu-)Investitionsanreize aus, was dem Ziel eines zügigen Netzausbaus zuwiderläuft.
- Die verschiedenen Berücksichtigungszeitversätze lassen sich weder aus Effizienz-, Kostendeckungs- noch Anreizgründen rechtfertigen; die Vorteile durch eine Entzerrung des administrativen Prozesses wirken im Vergleich unverhältnismäßig,

daher muss die größtmögliche Verkürzung der beschriebenen Zeitversätze zum Ziel gesetzt werden.

- Die sonstigen betrachteten Regulierungsparameter sind grundsätzlich in Bezug auf deren Zielführung bzw. Notwendigkeit zu hinterfragen, da regulatorische Eingriffe nur an solchen Stellen zu rechtfertigen sind, an denen sie das Marktergebnis verbessern; aus diesem Grund empfiehlt sich an den aufgezeigten Stellen ein Regulierungsrückzug („Phasing Out“).

Ein Ausblick

Der künftig vielleicht auch für Stromübertragungsnetzbetreiber bei der Erlösobergrenzenkalkulation anwendbare volatile Kostenanteil stellt eine theoretische Möglichkeit dar, schwankende Kostenpositionen schneller in Netzentgelten abzubilden. Jedoch ist die zusätzliche Formelerweiterung und deren vage Formulierung zur Anwendbarkeit auf den Stromsektor in Bezug auf ein besseres Verständnis der Regulierungsarithmetik wenig zielführend. Insofern trägt der volatile Kostenanteil aus heutiger Sicht den Anschein eines „Hintertürchens“ zur Nach- bzw. Ausbesserung anderweitig verursachter Unzulänglichkeit der Regulierungsmethodik. Vergleichbar mit der Aufzinsung veralteter Investitionsbudget-Kapitalkosten wird dadurch nicht die Grundproblematik angegangen, sondern ein intransparenter Umgehungstatbestand hergestellt.

Mit Spannung erwartet werden kann das Qualitätselement, das – früher als in der Regulierungsverordnung vorgesehen – zumindest für die Verteilnetzebene voraussichtlich ab Anfang 2012 startet (BNetzA 2011: 1). Netzbetreiber mit besonders hoher Netz-zuverlässigkeit bzw. sehr geringen Versorgungsunterbrechungen können durch entsprechende Bonuszahlungen auf zusätzliche Erlösbestandteile und damit auch weitere Investitionsanreize hoffen (Consentec 2010: 1–3). Das damit verbundene Renditepotenzial darf jedoch nicht von in dieser Arbeit behandelten Fehlsteuerungstendenzen anderer Regulierungsparameter ablenken.

Anstatt in der Zukunft weiterhin neue Formelkomponenten, spezielle Subsysteme oder auch eine etwas eigenmächtige Regulierungspraxis in das Gesamtsystem aufzunehmen, sollte bei jedem Änderungsvorhaben zunächst geprüft werden, ob sich als Alternative nicht schlichtweg ein Teilrückzug aus einzelnen Bereichen empfiehlt. Ein funktionierendes Anreizregulierungsregime wirkt suboptimalen Kostenstrukturen über die Kostensenkungsaufgaben entgegen. Somit sollte sich eine zusätzliche Initialkürzung der Ausgangsbasis erübrigen.

Hinsichtlich einer stärker auf Wettbewerbsmechanismen beruhenden Bestimmung der Kostenausgangsbasis sei mit Blick auf die Zukunft auf die im Rahmen der Aufarbeitung

theoretischer Regulierungskonzepte vorgestellte Yardstick-Regulierung hingewiesen. Die Bezugnahme auf eine Industriebenchmark bei der Festlegung der Kostenbasis und die damit noch stärker vollzogene Abstraktion von individuellen Kosten sind unter dem Aspekt der individuellen Kostendeckung zwar unverändert kritisch zu sehen, allerdings würden willkürliche Kosten- oder Quotenbeschränkungen sinnvoll ersetzt.

Bereits im Zuge der Einführung des ersten Obergrenzen-Regimes in Großbritannien wies deren Initiator Littlechild darauf hin, dass „the success of any form of regulation depends upon increasing competition“ (Littlechild 1983: 1). Dieser frühen Einsicht sollte auch innerhalb der deutschen Regulierungssystematik Rechnung getragen und Wettbewerbsmechanismen daher zunehmend gefördert werden, anstatt „auf Kostenaberkennung, Kostenüberprüfung und Kostenkontrolle“ zu setzen (Dürr 2008: 48). Insbesondere im Zusammenhang mit neuen Investitionen in die Netzinfrastruktur muss die Eignung eines Regulierungsansatzes in Summe stetig hinterfragt werden. In Großbritannien, dem „Mutterland“ der Anreizregulierung, wurden in 2010 beispielsweise Überlegungen angestellt, die Anreizregulierung sogar gänzlich abzuschaffen, da Zweifel an deren Fähigkeit zur ausreichenden Inzentivierung erforderlicher Netzinvestitionen aufkamen (Bauer 2010: 26).

Im Rahmen dieser Arbeit wurden einzelne neuralgische Punkte des deutschen Anreizregulierungsregimes identifiziert und deren Reagibilität bzw. mögliche Steuerungswirkung analysiert. Ungeachtet des späteren Entwicklungspfades liefern die herausgestellten Aspekte einen Ansatz zur Fortentwicklung der deutschen Entgeltregulierung. Hierzu sind konkrete Kritikpunkte bzw. Verbesserungsvorschläge aufgezeigt worden, deren letztendliche Ausgestaltung Raum für weitere Forschungsarbeiten bietet.

Die bisher erfolgten Nachjustierungen bzw. Ergänzungen der Regulierungssystematik sowie die ggf. zusätzlich ausstehenden Anpassungsbedürfnisse sind bei einem jungen Regime wie der deutschen Anreizregulierung Teil des in dieser Arbeit ebenfalls adressierten „Trial and Error“-Prozesses. Im Zuge der unmittelbar zu erwartenden Kehrtwende in der Atompolitik und des damit einhergehenden Umbaus der deutschen Energiewirtschaft gilt es nun, in einem beidseitig konstruktiven Dialog zwischen Regulierungsgeber und -nehmer die „Trial“-Phase weitgehend abzuschließen, die identifizierten „Errors“ zu reduzieren und eine verlässliche Basis zu schaffen, die Investoren ausreichende Anreize und vor allem auch Grundlagensicherheit für die notwendigen Infrastrukturprojekte gibt.

Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission (2009): Geschäftsbericht. 50Hertz Transmission GmbH, Berlin, 2009.
- AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (2010): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2009. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., Berlin (auch verfügbar unter http://www.ag-energiebilanzen.de/component/download.php?filedata=1268131438.pdf&filename=AGEB_Jahresbericht2009_20100309.pdf&mimetype=application/pdf, abgerufen am 11.05.2010), 2010.
- AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (2011): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2010. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., Berlin (auch verfügbar unter http://www.ag-energiebilanzen.de/component/download.php?filedata=1298302717.pdf&filename=AGEB_Jahresbericht2010_20110221.pdf&mimetype=application/pdf, abgerufen am 28.02.2011), 2011.
- Ajodhia, Virendra/Petrov, Konstantin P./Scarsi, Gian Carlo (2003): Benchmarking and its application. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), 27. Jg., Nr. 4, 2003, S. 261–274.
- Andor, Mark et al. (2010): Der EEG-Ausgleichsmechanismus – Die Ausnahme muss zur Regel werden. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 60. Jg., Nr. 11, 2010, S. 28–31.
- Angenendt, Nicole/Franz, Oliver (2005): Von der Kalkulation zur Anreizregulierung Die drei Phasen der Netzentgeltregulierung nach dem EnWG-E. In: Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb (emw), Nr. 3, 2005, S. 17–22.
- Angenendt, Nicole/Growitsch, Christian/Stronzik, Marcus (2007): Konzeptionierung eines Vergleichsverfahrens für Gasfernleitungsnetzbetreiber auf Grundlage des § 26 GasNEV. Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK), Studie für die Bundesnetzagentur, Bad Honnef (auch verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/11955.pdf>, abgerufen am 31.03.2010), 2007.
- Auerbach, Alan J./Feldstein, Martin (1985): Handbook of public economics (Band 1). North-Holland, Amsterdam, 1985.

- Averch, Harvey/Johnson, Leland L. (1962): Behavior of the firm under regulatory constraint. In: *American Economic Review*, 52. Jg., Nr. 5, 1962, S. 1052–1069.
- Ballwieser, Wolfgang (2008): Kapitalkosten in der Regulierung. In: Picot, Arnold (2008b, Hrsg.): 10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland – Bestandsaufnahme und Perspektiven der Regulierung. Beck, München, 2008b, S. 339–358.
- Balzer, Miriam H./Schönefuß, Stephan (2006): Rechtliche Bewertung der Vorschläge der Bundesnetzagentur zur Einführung einer Anreizregulierung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 56. Jg., Nr. 7, 2006, S. 20–22.
- Baron, David P./Myerson, Roger B. (1982): Regulating a monopolist with unknown costs. In: *Econometrica*, 50. Jg., Nr. 4, 1982, S. 911–930.
- Bator, Francis M. (1958): The anatomy of market failure. In: *Quarterly Journal of Economics*, 72. Jg., Nr. 3, 1958, S. 351–379.
- Bauer, Christian (2010): Ein regulatorischer Treppenwitz? – Ein Beitrag zu Überlegungen, die Anreizregulierung in Großbritannien abzuschaffen. In: *Infrastruktur Recht (IR)*, 7. Jg., Nr. 2, 2010, S. 26–28.
- Bauknecht, Dierk/Koch, Matthias (2010): Netzinnovationen und Netzregulierung im Dilemma zwischen Kosteneffizienz und Investitionsbedarf. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 60. Jg., Nr. 12, 2010, S. 8–11.
- Baumol, William J./Klevorick, Alvin K. (1970): Input choices an rate-of-return regulation – An overview of the discussion. In: *Bell Journal of Economics and Management Science*, 1. Jg., Nr. 2, 1970, S. 162–190.
- Baumol, William J. (1977): On the proper cost test for natural monopoly in a multiproduct industry. In: *American Economic Review*, 67. Jg., Nr. 5, 1977, S. 809–822.
- Baumol, William J. (2003): Modified regulation of telecommunication and the public-interest standard. In: Bishop, Matthew/Kay, John/Mayer, Colin (2003, Hrsg.): *The regulatory challenge*. Oxford University Press, New York, 2003, S. 254–282.

-
- Bayer, Wolfgang (2009): Energie auf einen Blick. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, 2009.
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2009a): Energie-Daten 2009. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Berlin, 2009a.
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2009b): Zukunftsenergie 2020 – Eckpunkte für ein energiepolitisches Konzept. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Berlin, 2009b.
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2010a): BMWi veröffentlicht Eckpunkte zur EnWG-Novelle – BDEW extra 23/2010. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Berlin, 2010a.
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2010b): Gespräch mit Bundesnetzagentur zur Umsetzung der Änderungen im Regulierungsrahmen. In: BDEW direkt, Nr. 12, 2010, S. 43–44.
- Beesley, Michael E./Littlechild, Stephen C. (1989): The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom. In: Rand Journal of Economics, 20. Jg., Nr. 3, 1989, S. 454–472.
- Berg, Sanford V./Jeong, Jinook (1994): An evaluation of incentive regulation – Corrections. In: Journal of Regulatory Economics, 6. Jg., Nr. 3, 1994, S. 321–328.
- Berg, Sanford V./Tschirrhart, John (1988): Natural monopoly regulation – Principles and practice. Cambridge University Press, Cambridge, 1988.
- Biglaiser, Gary/Riordan, Michael (2000): Dynamics of price regulation. In: Rand Journal of Economics, 31. Jg., Nr. 4, 2000, S. 744–767.
- Bishop, Matthew/Kay, John/Mayer, Colin (2003): The regulatory challenge. Oxford University Press, New York, 2003.
- Blankart, Charles B./Cwojdzinski, Lisa/Fritz, Marco (2004): Netzregulierung in der Elektrizitätswirtschaft – Was bringt das neue Gesetz? In: Wirtschaftsdienst, 84. Jg., Nr. 8, 2004, S. 498–505.

- Blaß, Christina/Scheerer, Peter (2010): Netzentgelte im europäischen Vergleich weiterhin auf niedrigem Niveau. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (et), 60. Jg., Nr. 1/2, 2010, S. 42–46.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2007): Kabinett verabschiedet Anreizregulierung und neue Netzanschlussverordnung – Pressemitteilung vom 13.6.2007. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin (auch verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Presse/pressemitteilungen,did=207024.html>, abgerufen am 12.05.2010), 2007.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2009): Energie in Deutschland – Trends und Hintergründe zur Energieversorgung in Deutschland. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin (auch verfügbar unter <http://www.bmwi.de/Dateien/Energieportal/PDF/energie-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, abgerufen am 10.05.2010), 2009.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2010a): Schlaglichter der Wirtschaftspolitik – Monatsbericht März 2010. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin (auch verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Monatsbericht/schlaglichter-der-wirtschaftspolitik-03-2010,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, abgerufen am 13.05.2010), 2010a.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2010b): Energiekonzept (Entwurf vom 07.09.2010) – Neun Punkte für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin (auch verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiekonzept-entwurf-neun-punkte-energieversorgung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, abgerufen am 09.09.2010), 2010b.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2010c): Eckpunkte zur EnWG-Novelle 2011. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin (auch verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-enwg-novelle,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, abgerufen am 10.01.2011), 2010c.

- BNetzA – Bundesnetzagentur (2005a): 1. Referenzbericht Anreizregulierung – Price-Caps, Revenue-Caps und hybride Ansätze. Online-Archiv der Bundesnetzagentur, verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/11226/publicationFile/1922/1RefBerichtAnreizregulierungld4401pdf.pdf>, abgerufen am 20.05.2010, 2005a.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2006a): Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG. Online-Archiv der Bundesnetzagentur, verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/11228/publicationFile/1923/2RefBerichtAnreizregulierungld4971pdf.pdf>, abgerufen am 02.02.2010, 2006a.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2006b): 2. Referenzbericht Anreizregulierung – Generelle sektorale Produktivitätsentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung. Online-Archiv der Bundesnetzagentur, verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/4971.pdf>, abgerufen am 24.03.2010, 2006b.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2006c): Positionspapier der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu Einzelfragen der Kostenkalkulation gemäß Stromnetzentgeltverordnung. Bundesnetzagentur, Bonn, 2006c.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2006d): Genehmigung von Netzentgelten gemäß § 23a EnWG – Vattenfall. In: Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER), 10. Jg., Nr. 2, 2006, S. 177–189.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2008): Beschluss BK4-08-068 zur Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen. Online-Archiv der Bundesnetzagentur, verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/16988/publicationFile/4422/BeschlussBK408068Bundld13939pdf.pdf>, abgerufen am 20.05.2010, 2008.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2009a): Leitfäden zu Inhalt und Struktur von Anträgen auf Genehmigung von Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 3 ARegV im Bereich Elektrizität. Online-Archiv der Bundesnetzagentur, verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/132694/publicationFile/1971/InvestitionsbudgetAntragStromld16276pdf.pdf>, abgerufen am 20.05.2010, 2009a.

- BNetzA – Bundesnetzagentur (2009b): Organisationsplan. Online-Archiv der Bundesnetzagentur, verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/27286/publicationFile/992/OrgPlanSept2009_Id17501pdf.pdf, abgerufen am 21.06.2010, 2009b.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2009c): Bundesnetzagentur legt Anreizsystem für Systemdienstleistungen im Strombereich fest – Pressemitteilung vom 30.11.2009. Online-Archiv der Bundesnetzagentur, verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/144698/publicationFile/1207/PM301109SystemDienstLstgStromId17734pdf.pdf>, abgerufen am 11.10.2011, 2009c.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2009d): Beschluss BK8-09-005 zur Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung bezüglich eines verbindlichen Anreizsystems für Systemdienstleistungen (SDL) und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten. Online-Archiv der Bundesnetzagentur, verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/146506/publicationFile/4177/BK8-09-005_VET_SDL_Beschluss%20mit%20Anlagen.pdf, abgerufen am 11.10.2011, 2009d.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2010a): Jahresbericht 2009. Online-Archiv der Bundesnetzagentur, verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/152206/publicationFile/6684/Jahresbericht2009Id18409pdf.pdf>, abgerufen am 21.05.2010, 2010a.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2010b): Bundesnetzagentur ordnet Netzregelverbund für die deutschen Stromnetze an – Pressemitteilung vom 16.03.2010. Online-Archiv der Bundesnetzagentur, verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/151328/publicationFile/5949/100316NetzregelverbundStromId18377pdf.pdf>, abgerufen am 05.05.2010, 2010b.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2010c): Beschluss BK6-08-111 zur Festlegung zum Einsatz von Regelenergie. Online-Archiv der Bundesnetzagentur, verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/151144/publicationFile/5950/Beschluss_BK6-08-111.pdf, abgerufen am 04.06.2010, 2010c.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2010d): Leitfaden zu Investitionsbudgets nach § 23 ARegV. Online-Archiv der Bundesnetzagentur, verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/151144/publicationFile/5950/Beschluss_BK6-08-111.pdf

- bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/105488/publicationFile/6598/Leitfaden%20zu%20Investitionsbudgetantraegen_Strom_und_Gas.pdf, abgerufen am 16.06.2010, 2010d.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2011): Beschlussentwurf BK8-11/002 zum Beginn der Anwendung, die nähere Ausgestaltung und das Verfahren der Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteiler netze nach den §§ 19 und 20 ARegV. Online-Archiv der Bundesnetzagentur, verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/195284/publicationFile/10264/BK8-11-002_Entwurf.pdf, abgerufen am 25.03.2011, 2011.
- Bock, Michael/Otto, Henry (2009): Besonderheiten des Leverageeffekts bei Strom- und Gasnetzen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (et), 59. Jg., Nr. 4, 2009, S. 51–53.
- Bode, Sven/Groscurth, Helmuth (2006): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz und die Industriestrompreise. In: *Wirtschaftsdienst*, 86. Jg., Nr. 11, 2006, S. 735–740.
- Boiteux, Marcel (1956): Sur la gestion des monopoles publics astreints a l'équilibre budgétaire. In: *Econometrica*, 24. Jg., Nr. 1, 1956, S. 22–40.
- Bonardi, Jean-Philippe/Hillman, Amy J./Keim, Gerald D. (2005): The attractiveness of political markets – Implications for firm strategy. In: *Academy of Management Review*, 30. Jg., Nr. 2, 2005, S. 397–413.
- Bonde, Bettina (2002): Deregulierung und Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft – Eine Untersuchung der politischen Ökonomie der Liberalisierung im internationalen Vergleich. Lang, Frankfurt/M., 2002.
- Borrmann, Jörg/Finsinger, Jörg (1999): Markt und Regulierung. Vahlen, München, 1999.
- Bös, Dieter (1985): Public sector pricing. In: Auerbach, Alan J./Feldstein, Martin (1985, Hrsg.): *Handbook of public economics* (Band 1). North-Holland, Amsterdam, 1985, S. 129–211.
- Bös, Dieter (1994): Pricing and price regulation – An economic theory for public enterprises and public utilities. 3. Aufl., North-Holland, Amsterdam, 1994.

- Bös, Dieter (2001): Regulation – Theory and concepts. Bonn Econ Discussion Papers, Discussion Paper 32/2001, Bonn (auch verfügbar unter ftp://web.bgse.uni-bonn.de/pub/RePEc/bon/bonedp/bgse32_2001.pdf, abgerufen am 26.03.2010), 2001.
- Böske, Johannes/Rentz, Henning (2008): Versorgungssicherheit als politische Zielsetzung – Anspruch und Wirklichkeit in der deutschen und europäischen Energiepolitik. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (et), 58. Jg., Nr. 6, 2008, S. 18–23.
- Böske, Johannes (2007): Zur Ökonomie der Versorgungssicherheit in der Energiewirtschaft. Lit. Verlag, Münster, 2007.
- Bothe, David/Riechmann, Christoph (2008): Hohe Versorgungszuverlässigkeit bei Strom wertvoller Standortfaktor für Deutschland. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (et), 58. Jg., Nr. 10, 2008, S. 30–35.
- Bouckaert, Boudewijn/De Geest, Gerrit (2000): *Encyclopedia of law and economics – The regulation of contracts* (Band 3). Edward Elgar, Cheltenham (auch verfügbar unter <http://encyclo.findlaw.com>, abgerufen am 02.02.2010), 2000.
- Bourwieg, Karsten/Antoni, Julia (2008): FOU, ISO, EEU und ITO – Eine Bestandsaufnahme der Entflechtungsmodelle in der europäischen Diskussion. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (et), 58. Jg., Nr. 9, 2008, S. 36–40.
- Bower, Dorothy H./Bower, Richard S./Logue, Dennis E. (1984): Arbitrage pricing theory and utility stock returns. In: *Journal of Finance*, 39. Jg., Nr. 4, 1984, S. 1041–1054.
- Bradley, Ian/Price, Catherine (1988): The economic regulation of private industries by price constraints. In: *Journal of Industrial Economics*, 37. Jg., Nr. 1, 1988, S. 99–106.
- Braeutigam, Ronald R./Panzar, John C. (1993): Effects of the change from rate-of-return to price-cap regulation. In: *American Economic Review*, 83. Jg., Nr. 2, 1993, S. 191–198.
- Brigham, Eugene F./Crum, Roy L. (1977): On the use of the CAPM in public utility rate cases. In: *Financial Management*, 6. Jg., Nr. 2, 1977, S. 7–15.

-
- Brigham, Eugene F./Houston, Joel F. (2009): Fundamentals of financial management. 12. Aufl., South-Western Cengage, Mason, 2009.
- Brüderle, Rainer (2010): Das aktuelle Energieprogramm für die anstehende Legislaturperiode – Rede des Bundesministers für Wirtschaft und Technologie, anlässlich der 17. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2010 in Berlin. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin (auch verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Presse/reden-und-interviews,did=326980.html>, abgerufen am 12.05.2010), 2010.
- Brunekreeft, Gert/de Nooij, Michiel (2009): Value of lost load – Zur Umsetzung der Q-Komponente in der Anreizregulierung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 59. Jg., Nr. 6, 2009, S. 34–38.
- Brunekreeft, Gert/Keller, Katja (2001): Sektorspezifische Ex-ante-Regulierung der deutschen Stromwirtschaft? Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik der Universität Freiburg, Diskussionsbeitrag Nr. 80, Freiburg, 2001.
- Brunekreeft, Gert/Keller, Katja (2003): Elektrizität – Verhandelter versus regulierter Netzzugang. In: Knieps, Günther/Brunekreeft, Gert (2003, Hrsg.): Zwischen Regulierung und Wettbewerb – Netzsektoren in Deutschland. 2. Aufl., Physica, Heidelberg, 2003, S. 131–156.
- Brunekreeft, Gert/Meyer, Roland (2011): Netzinvestitionen im Strommarkt – Anreiz- oder Hemmniswirkungen der deutschen Anreizregulierung? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 61. Jg., Nr. 1/2, 2011, S. 40–43.
- Brunekreeft, Gert/Müller, Christoph (2006): Der generelle X-Faktor in der Anreizregulierung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 56. Jg., Nr. 9, 2006, S. 38–42.
- Brunekreeft, Gert/Tweleemann, Sven (2004): Institutionelle Reform und Versorgungssicherheit – Status quo und Perspektiven der deutschen Stromwirtschaft. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), 28. Jg., Nr. 3, 2004, S. 163–174.
- Brunekreeft, Gert (2000): Price-Cap-Regulierung in Netzindustrien – Chancen und Risiken eines neuen Regulierungsinstruments. In: Knieps, Günther (2000, Hrsg.): Price-Cap-Regulierung in Netzindustrien – Chancen und Risiken eines

- neuen Regulierungsinstruments. Schriftenreihe der Deutschen Verkehrswissenschaftlichen Gesellschaft e. V. (DVWG), Reihe B, B 233, Bergisch Gladbach, 2000, S. 18–41.
- Büdenbender, Ulrich (2006): Das System der Netzentgeltregulierung in der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft. In: Deutsches Verwaltungsblatt (dvbl), 121. Jg., Nr. 4, 2006, S. 197–211.
- Bundesbank (2008): Kapitalmarktstatistik Februar 2008 – Statistisches Beiheft zum Monatsbericht 2. Deutsche Bundesbank, Frankfurt/M. (auch verfügbar unter <http://www.bundesbank.de/download/volkswirtschaft/kapitalmarktstatistik/2008/kapitalmarktstatistik022008.pdf>, abgerufen am 31.05.2010), 2008.
- Bundesbank (2010): Kapitalmarktstatistik Februar 2010 – Statistisches Beiheft zum Monatsbericht 2. Deutsche Bundesbank, Frankfurt/M. (auch verfügbar unter <http://www.bundesbank.de/download/volkswirtschaft/kapitalmarktstatistik/2010/kapitalmarktstatistik022010.pdf>, abgerufen am 31.05.2010), 2010.
- Bundesrat (2010): Beschluss des Bundesrates vom 09.07.2010 – Verordnung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bergrechts. Deutscher Bundesrat, Drs. 312/10, 2010.
- Bundesregierung (2009): Wachstum, Bildung, Zusammenhalt – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, 17. Legislaturperiode. Onlinedokument der Regierungsparteien, Berlin (auch verfügbar unter <http://www.cdu.de/doc/pdfc/091026-koalitionsvertrag-cducsu-fdp.pdf>, abgerufen am 13.05.2010), 2009.
- Burns, Phil et al. (2005): Anreizregulierung – Kostenorientierung oder Yardstick Competition. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), 29. Jg., Nr. 2, 2005, S. 99–113.
- Cambini, Carlo/Rondi, Laura (2009): Incentive regulation and investments – Evidence from European energy utilities. In: Journal of Regulatory Economics (Online First Edition, veröffentlicht 15.11.2009), 2009.
- Canoy, Marcel/Hindriks, Frank/Vollaard, Ben (2000): Yardstick competition – Theory, design, and practice. CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis, Working Paper Nr. 133, Den Haag, 2000.

-
- Cantner, Jochen (1997): Die Kostenrechnung als Instrument der staatlichen Preisregulierung in der Abfallwirtschaft. Physica, Heidelberg, 1997.
- CEER/ERGEG (2009): 2009 annual report of the European energy regulators. Online-Archiv der CEER/ERGEG, verfügbar unter http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/ANNUAL%20REPORTS/Tab/ergeg_%20ceer%20annual%20report%2009.pdf, abgerufen am 22.06.2010, 2009.
- Christmann, Clemens (2003): Liberalisierung von Monopolmärkten. Lang, Frankfurt/M., 2003.
- Clemenz, Gerhard (1991): Optimal price-cap regulation. In: Journal of Industrial Economics, 39. Jg., Nr. 4, 1991, S. 391–408.
- Coase, Ronald H. (1960): The problem of social cost. In: Journal of Law and Economics, 3. Jg., Nr. 1, 1960, S. 1–44.
- Coenenberg, Adolf G./Haller, Axel/Schultze, Wolfgang (2009): Jahresabschluss und Jahresabschlussanalyse – Betriebswirtschaftliche, handelsrechtliche, steuerrechtliche und internationale Grundsätze, HGB, IFRS und US-GAAP. 21. Aufl., Schäffer-Poeschel, Stuttgart, 2009.
- Consentec (2008): Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung – Untersuchung im Auftrag des BMWi. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin (auch verfügbar unter <http://www.bmwi.de/Dateien/Energieportal/PDF/analyse-und-bewertung-der-versorgungssicherheit-in-der-elektrizitaetsversorgung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, abgerufen am 10.01.2011), 2008.
- Consentec (2010): Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze – Untersuchung im Auftrag der BNetzA. Online-Archiv der Bundesnetzagentur, Aachen (auch verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/162124/publicationFile/9242/ConsentecKurzgutachten602f221110pdf.pdf>, abgerufen am 25.03.2011), 2010.
- Cowan, Simon (1997): Tight average revenue regulation can be worse than no regulation. In: Journal of Industrial Economics, 45. Jg., Nr. 1, 1997, S. 75–88.

- Cowan, Simon (2006): Network regulation. In: Oxford Review of Economic Policy, 22. Jg., Nr. 2, 2006, S. 248–259.
- Crew, Michael A./Kleindorfer, Paul R. (1996): Incentive regulation in the United Kingdom and the United States – Some lessons learned. In: Journal of Regulatory Economics, 9. Jg., Nr. 3, 1996, S. 221–225.
- Crew, Michael A. (1982): Efficiency and regulation – A basis for reform. In: Managerial and Decision Economics, 3. Jg., Nr. 4, 1982, S. 177–187.
- Croley, Steven P. (1998): Theories of regulation – Incorporating the administrative process. In: Columbia Law Review, 98. Jg., Nr. 1, 1998, S. 1–168.
- Cronenberg, Martin (2006): Regulierung der Energiemärkte. Bundesnetzagentur (BNetzA) Vortrag auf der Betriebs- und Personalrätetagung am 19.06.2006 in Berlin, verfügbar unter <http://ver-und-entsorgung.verdi.de/energiewirtschaft/energiepolitik/data/cronenberg.pdf>, abgerufen am 27.04.2010, 2006.
- Czechanowsky, Thorsten (2008): Europäischer Verhandlungspoker um drittes Binnenmarktpaket. Energate (26.11.2008), Essen, 2008.
- Das, Satya P. (1980): On the effect of rate of return regulation under uncertainty. In: American Economic Review, 70. Jg., Nr. 3, 1980, S. 456–460.
- Dena – Deutsche Energie-Agentur (2010): Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe. Deutsche Energie-Agentur, Berlin (auch verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Ergebniszusammenfassung_pdf-Format.pdf, abgerufen am 23.11.2010), 2010.
- Depoorter, Ben W. F. (2000): Regulation of natural monopoly. In: Bouckaert, Boudewijn/De Geest, Gerrit (2000, Hrsg.): Encyclopedia of law and economics – The regulation of contracts (Band 3). Edward Elgar, Cheltenham, 2000, S. 498–532.
- Deutscher Bundestag (1977): Stellungnahme der Bundesregierung zum ersten Hauptgutachten der Monopolkommission. Deutscher Bundestag, Drs. 8/702, 1977.

-
- Deutscher Bundestag (1998): Entwurf eines Sechsten Gesetzes zur Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen. Deutscher Bundestag, Drs. 13/9720, 1998.
- Deutscher Bundestag (2005): Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Arbeit (9. Ausschuss) – Zum „Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neureglung des Energiewirtschaftsrechts“ sowie für einen „Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte“. Deutscher Bundestag, Drs. 15/5268, 2005.
- Diekmann, Jochen/Leprich, Uwe/Ziesing, Hans-Joachim (2007): Regulierung der Stromnetze in Deutschland – Ökonomische Anreize für Effizienz und Qualität einer zukunftsfähigen Netzinfrastruktur. Hans-Böckler-Stiftung, Düsseldorf, 2007.
- Diekmann, Jochen/Ziesing, Hans-Joachim/Leprich, Uwe (2006): Anreizregulierung für Beschäftigung und Netzinvestitionen. DIW, Berlin, 2006.
- Dinand, Jan/Reuter, Egon (2006): Die Netz AG als zentraler Netzbetreiber in Deutschland. Deutscher Universitäts-Verlag, Wiesbaden, 2006.
- Dittmann, Achim/Zschernig, Joachim (1998): Energiewirtschaft. Teubner, Stuttgart, 1998.
- Donges, Jürgen B./Schmidt, Andreas J. (2008): Wettbewerbsförderung auf Netzmärkten durch Regulierung – Wie und wie lange? In: Picot, Arnold (2008b, Hrsg.): 10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland – Bestandsaufnahme und Perspektiven der Regulierung. Beck, München, 2008b, S. 37–68.
- Dürr, Dietmar (2008): Anreizregulierung mit Schönheitsfehlern – Eine kritische Würdigung der Verordnung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 58. Jg., Nr. 1/2, 2008, S. 44.
- Dürr, Dietmar (2010): Quo vadis, Strompreise? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 60. Jg., Nr. 1/2, 2010, S. 54–58.
- Dutz, Andreas/Spitzer, Heiko/Lippe, Kerstin (2009): Schulterschluss zwischen Techniker und Kaufmann im Netzgeschäft. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 59. Jg., Nr. 4, 2009, S. 58–60.

- Eickhof, Norbert/Holzer, Verena Leila (2006): Die Energierechtsreform von 2005 – Ziele, Maßnahmen und Auswirkungen. Volkswirtschaftliche Diskussionsbeiträge der Universität Potsdam, Diskussionsbeitrag Nr. 83, Potsdam, 2006.
- Eisenbast, Wolfgang/Nick, Wolfgang/Boche, Steffen (2008): Benchmarking von Verteilnetzbetreibern – mehr als nur eine Effizienzabschätzung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 58. Jg., Nr. 1/2, 2008, S. 40–43.
- Eisenbast, Wolfgang (2008): Anreizregulierung in der Energiewirtschaft – wesentliche Elemente und offene Fragen. In: Wirtschaftsdienst, 88. Jg., Nr. 6, 2008, S. 398–403.
- Energate (2010): Energiekonzept – Konzerne mahnen Ausbau der Netze an. In: Energate Messenger, Nr. 187, 2010, S. 4.
- Energate (2011): VEA – Anreizregulierung dämpft Preise nicht. In: Energate Messenger, Nr. 20, 2011, S. 4.
- Erdmann, Georg/Zweifel, Peter (2008): Energieökonomik – Theorie und Anwendung. Springer, Berlin, 2008.
- ENTSO – European Transmission System Operators (2009): Overview of transmission tariffs in Europe – Synthesis 2008. European Transmission System Operators, Brüssel (auch verfügbar unter http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entso/tariffs/Final_Synthesis_2008_final.pdf, abgerufen am 31.05.2010), 2009.
- Eucken, Walter (1950): Die Grundlagen der Nationalökonomie. In: Kunkel, Wolfgang/Peters, Hans/Preiser, Erich (1950, Hrsg.): Enzyklopädie der Rechts- und Staatswissenschaft. 6. Aufl., Springer, Berlin, 1950.
- Europäische Kommission (2008): Grünbuch – Hin zu einem sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen europäischen Energienetz. Europäische Kommission, KOM (2008) 0782, Brüssel (auch verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0782:FIN:DE:PDF>, abgerufen am 12.05.2010), 2008.
- Europäische Kommission (2007): DG Competition Report on Energy Sector Inquiry. Europäische Kommission, SEC (2006) 1724, Brüssel (auch verfügbar unter

http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/full_report_part1.pdf, abgerufen am 22.02.2010), 2007.

Eurostat (2011): Jährliche Unternehmensstatistiken der Energie- und Wasserversorgung – Bruttoinvestition in Sachanlagen (INDIC_SB) der Elektrizitätsversorgung (NACE_R1) vom 24.03.2011. Eurostat Onlinedatenbank, NACE Rev.1.1 E, sbs_na_2a_el, verfügbar unter http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/european_business/data/database, abgerufen am 01.04.2011, 2011.

Felbert, Dirk von (2004): Eignung unterschiedlicher Verfahren zur Berechnung von Durchleitungsentgelten in deregulierten Elektrizitätsmärkten. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), 29. Jg., Nr. 2, 2004, S. 83–92.

Feuerborn, Alfred (2005): Regulierung der Netzentgelte. Bundesnetzagentur (BNetzA) Infotag 27.10.2005, Bonn, 2005.

Filippini, Massimo/Wild, Jörg/Luchsinger, Cornelia (2001): Regulierung der Verteilnetzpreise zu Beginn der Marktöffnung – Erfahrungen in Norwegen und Schweden. Studie der CEPE (Centre for Energy Policy and Economics, ETH Zürich) im Rahmen des Forschungsprogramms „Energiewirtschaftliche Grundlagen“ des Bundesamtes für Energie (CH), Bern, 2001.

Focht, Peter (2010): Kurth wehrt sich gegen Regulierer-Bashing. In: Energie & Management, 10. Jg., Nr. 20, 2010, S. 3.

Franz, Oliver/Schäffner, Daniel/Trage, Bastian (2005a): Anreizregulierung nach dem neuen EnWG – Optionen und offene Fragen. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), 29. Jg., Nr. 2, 2005, S. 89–98.

Franz, Oliver/Schäffner, Daniel/Trage, Bastian (2005b): Grundformen der Entgeltregulierung – Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen. Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK), Diskussionsbeitrag Nr. 267, Bad Honnef, 2005b.

Frenzel, Sabine (2007): Stromhandel und staatliche Ordnungspolitik. Duncker und Humblot, Berlin, 2007.

Friedrich, Peter (1983): Analyse des Averch-Johnson-Effekts bei öffentlichen Unternehmen. In: Thiemeyer, Theo et al. (1983, Hrsg.): Öffentliche Bindung von

- Unternehmen – Beiträge zur Regulierungsdebatte. Nomos, Baden-Baden, 1983, S. 139–173.
- Fritsch, Michael/Wein, Thomas/Ewers, Hans-Jürgen (2007): Marktversagen und Wirtschaftspolitik. 7. Aufl., Vahlen, München, 2007.
- Fritz, Marco (2005): Netzregulierung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Salzwasser, Bremen, 2005.
- Frontier Economics (2008): Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzspezifischer Wagnisse im Bereich Strom und Gas – Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur. Frontier Economics Ltd., London, 2008.
- Fuchs, Martin (2005): Deregulierung des Strommarktes – Auf Kosten der Sicherheit? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 55. Jg., Nr. 12, 2005, S. 888–891.
- Fühlbier, Rolf Uwe (2009): Aktiv- und Passivseite einer Bilanz als zwei Seiten einer Medaille. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 59. Jg., Nr. 1/2, 2009, S. 150–154.
- Gelissen, Bram (2010): Incentive regulation of electricity distribution networks. Eindhoven University of Technology, Eindhoven (auch verfügbar unter <http://alexandria.tue.nl/extra2/afstvers/tm/Gelissen%202010.pdf>, abgerufen am 04.01.2011), 2010.
- Gerber, David J. (1988): Rethinking the monopolist's duty to deal – A legal and economic critique of the doctrine of „essential facilities“. In: Virginia Law Review, 74. Jg., Nr. 6, 1988, S. 1069–1113.
- Goldberg, Victor P. (1976): Regulation and administered contracts. In: Bell Journal of Economics, 7. Jg., Nr. 2, 1976, S. 426–448.
- Grande, Edgar (2005): De-regulation and re-regulation of public utilities – The regulatory state in the European system of multi-level governance. Schrifttum zur Konferenz „Transformation of the Modern State: From State Provision to State-Regulated Markets in European Old-Age Security“, 16.–18.09.2005, Berlin (verfügbar unter [http://www.kipa.re.kr:8090/servlet/obnc.com.uploader.FileDownloadActionNew?fileUploadInfoNm=RRC&fileName=De-Regulation+and+Re-Regulation+of+Public+Utilities\(1\).pdf](http://www.kipa.re.kr:8090/servlet/obnc.com.uploader.FileDownloadActionNew?fileUploadInfoNm=RRC&fileName=De-Regulation+and+Re-Regulation+of+Public+Utilities(1).pdf), abgerufen am 08.02.2010), 2005.

-
- Grewe, Joachim (1999): Price Caps als Regulierungsinstrumente in der leitungsgebundenen Energieversorgung – Konzeption und kritische Bestandsaufnahme. Vandenhoeck und Ruprecht, 1999.
- Gröner, Helmut (1975): Die Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Nomos, Baden-Baden, 1975.
- Gröner, Helmut (1984): Elektrizitätsversorgung. In: Oberender, Peter (1984, Hrsg.): Marktstruktur und Wettbewerb in der Bundesrepublik Deutschland – Branchenstudien zur deutschen Volkswirtschaft. Vahlen, München, 1984, S. 87–138.
- Grote, Michael H./Müller, Christoph (2008): Anmerkungen zum Fremdkapitalzinssatz in der Regulierungspraxis der Bundesnetzagentur. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 58. Jg., Nr. 5, 2008, S. 27.
- Gundel, Jörg/Germelmann, Claas-Friedrich (2009): Kein Schlussstein für die Liberalisierung der Energiemärkte – Das Dritte Binnenmarktpaket. In: Europäische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht (EuZW), 20. Jg., Nr. 21, 2009, S. 763–770.
- Guthrie, Graeme (2006): Regulation infrastructure – The impact on risk and investment. In: Journal of Economic Literature, 44. Jg., Nr. 4, 2006, S. 925–972.
- Haber, Alfons (2010): Stromnetzregulierung – Investitionsförderung und Anforderungen am Beispiel Österreich. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 60. Jg., Nr. 10, 2010, S. 84–87.
- Hägg, P./Göran T. (1997): Theories on the economics of regulation – A survey of the literature from European perspective. In: European Journal of Law and Economics, 4. Jg., Nr. 4, 1997, S. 337–370.
- Handelsblatt (2009): Netz AG – Die Hürden liegen jetzt höher. In: Handelsblatt, Nr. 218, 2009, S. 25.
- Handelsblatt (2010a): Verantwortung statt Abzocke ist angesagt. In: Handelsblatt, Nr. 16, 2010, S. 4–5.
- Handelsblatt (2010b): E.ON macht Verkauf des Hochspannungsnetzes an Tennet perfekt. In: Handelsblatt, Nr. 40, 2010, S. 32.

- Handelsblatt (2010c): Belgier übernehmen ostdeutsches Stromnetz. In: Handelsblatt, Nr. 50, 2010, S. 23.
- Handelsblatt (2010d): „Tsunami“ an Kreditausfällen rollt auf die US-Wirtschaft zu. In: Handelsblatt, Nr. 66, 2010, S. 7.
- Handelsblatt (2010e): Windparks sorgen für Milliardenlasten bei Stromkunden. In: Handelsblatt, Nr. 83, 2010, S. 22–23.
- Handelsblatt (2010f): RWE-Konzern sucht Führung – Stromnetzverkauf wird geprüft. In: Handelsblatt, Nr. 193, 2010, S. 22.
- Handelsblatt (2010g): Die Netzrenditen sind attraktiv – Interview mit Matthias Kurth. In: Handelsblatt, Nr. 195, 2010, S. 16.
- Handelsblatt (2010h): Wie Basel III die Kreditwelt ändert. In: Handelsblatt, Nr. 222, 2010, S. 41.
- Handelsblatt (2011a): EU gewährt Netzbetreibern höhere Renditen. In: Handelsblatt, Nr. 26, 2011, S. 16.
- Handelsblatt (2011b): Keine Gnade für die Netzbetreiber. In: Handelsblatt, Nr. 31, 2011, S. 14.
- Hantke-Domas, Michael (2003): The public interest theory of regulation – Non-existence or misinterpretation? In: European Journal of Law and Economics, 15. Jg., Nr. 2, 2003, S. 165–194.
- Haslinger, Sebastian (2006): Netzmonopole in der Elektrizitätswirtschaft und Wettbewerb. Archivserver der Deutschen Nationalbibliothek, verfügbar unter <http://d-nb.info/98237982X/34>, abgerufen am 02.02.2010, 2006.
- Haubrich, Hans-Jürgen/Fritz, Wolfgang/Maurer, Christoph (2008): Herausforderungen an die Regulierung der Stromübertragungs- und -verteilnetze. In: Picot, Arnold (2008b, Hrsg.): 10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland – Bestandsaufnahme und Perspektiven der Regulierung. Beck, München, 2008b, S. 281–301.
- Haucap, Justus/Kruse, Jörn (2003): Ex-ante-Regulierung oder Ex-post-Aufsicht für netzgebundene Industrien? Volkswirtschaftliche Diskussionsbeiträge der

- Universität der Bundeswehr Hamburg, Diskussionspapier Nr. 25, Hamburg (auch verfügbar unter <http://134.245.95.50:8080/dspace/bitstream/10419/23541/1/paperno25.pdf>, abgerufen am 05.03.2010), 2003.
- Haucap, Justus/Uhde, André (2008): Regulierung und Wettbewerbsrecht in liberalisierten Netzindustrien aus institutionenökonomischer Perspektive. In: Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft, Nr. 59, 2008, S. 237–262.
- Hawdon, David et al. (2007): Optimal sliding scale regulation – An application to regional electricity distribution in England and Wales. In: Oxford Economic Papers, 59. Jg., Nr. 3, 2007, S. 458–485.
- Heck, Volker (2006): Regulation of the electricity market in Germany. In: CESifo DICE Report, 4. Jg., Nr. 2, 2006, S. 30–38.
- Heggin, Markus (2007): Das optimale Verhältnis von Fremdkapital zu Eigenkapital – Die Grundlage für wertorientierte Unternehmensführung. In: Private, 8. Jg., Nr. 2, 2007, S. 58–60.
- Heilemann, Franz/Stephan, Andreas/Badunenko, Oleg (2009): Anreizregulierung mittels stochastischer Frontier Analyse – Potenzial für Fehleinschätzungen in Milliardenhöhe. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 59. Jg., Nr. 1/2, 2009, S. 66–71.
- Heilemann, Ullrich/Hillebrand, Bernhard (2001): Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte – Erwartungen und erste Ergebnisse. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, RWI-Papier Nr. 73, Essen, 2001.
- Heine, Klaus (2007): Governance-Probleme bei der erfolgreichen unternehmensinternen Umsetzung der Anreizregulierung. In: Säcker, Franz J./Busse von Colb, Walter (2007, Hrsg.): Wettbewerbsfördernde Anreizregulierung – Zum Anreizregulierungsbericht der Bundesnetzagentur vom 30. Juni 2006. Lang, Frankfurt/M., 2007, S. 11–36.
- Heise, Michael (2008): Das Verhältnis von Regulierung und Kartellrecht im Bereich der Netzwirtschaften – Zur Frage der Herausbildung eines eigenständigen Netzwirtschaftsrechts. Duncker und Humblot, Berlin, 2008.

- Helm, Dieter/Yarrow, George (1988): The assessment – The regulation of utilities. In: Oxford Review of Economic Policy, 4. Jg., Nr. 2, 1988, S. 1–31.
- Helm, Dieter (1994): British utility regulation – Theory, practice, and reform. In: Oxford Review of Economic Policy, 10. Jg., Nr. 3, 1994, S. 17–39.
- Helm, Dieter (2009): Infrastructure investment, the cost of capital, and regulation – An assessment. In: Oxford Review of Economic Policy, 25. Jg., Nr. 3, 2009, S. 307–326.
- Hense, Andreas/Stronzik, Marcus (2005): Produktivitätsentwicklung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber – Untersuchungsmethodik und empirische Ergebnisse. Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK), Diskussionsbeitrag Nr. 268, Bad Honnef, 2005.
- Hern, Richard/Haug, Tomas (2008): Stellungnahme zum Entwurf der BNetzA hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen – Im Auftrag des BDEW/Zusammenfassung. NERA Economic Consulting, London, 2008.
- Hertog, Johannes A. den (2000): General theories of regulation. In: Bouckaert, Boudewijn/De Geest, Gerrit (2000, Hrsg.): Encyclopedia of law and economics – The regulation of contracts (Band 3). Edward Elgar, Cheltenham, 2000, S. 396–466.
- Hertog, Johannes A. den (2003): Public and private interests in regulation – Essays in the law & economics of regulation. Universität Utrecht (Dissertationsschriften), Utrecht (auch verfügbar unter <http://igitur-archive.library.uu.nl/dissertations/2003-0207-165004/full.pdf>, abgerufen am 02.03.2010), 2003.
- Heuterkes, Michael/Janssen, Matthias (2008): Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland. Beiträge aus der angewandten Wirtschaftsforschung der Universität Münster Nr. 29, Münster, 2008.
- Hirschhausen, Christian von/Hess, Borge (2007): Das volkswirtschaftliche Profil einer effizienten Anreizregulierung. In: Säcker, Franz J./Busse von Colb, Walter (2007, Hrsg.): Wettbewerbsfördernde Anreizregulierung – Zum Anreizregulierungsbericht der Bundesnetzagentur vom 30. Juni 2006. Lang, Frankfurt/M., 2007, S. 1–9.

- Hirschhausen, Christian von/Neumann, Anne/Rüster, Sophia (2007): Wettbewerb im Ferntransport von Erdgas? – Technisch-ökonomische Grundlagen und Anwendung auf Deutschland. Globalization of Natural Gas Markets Working Papers des German Institute for Economic Research (DIW Berlin, TU Dresden), WP-GG-21, Dresden (auch verfügbar unter http://www.tu-dresden.de/www/wleeg/publications/wp_gg_21_hirschhausen_et_al_2007_wettbewerb_ferng_astransport_EFET.pdf, abgerufen am 31.03.2010), 2007.
- Hirschhausen, Christian von/Weigt, Hannes/Zachmann, Georg (2007): Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland – Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz. Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK) Gutachten, Dresden (auch verfügbar unter http://www.vik.de/fileadmin/vik/Pressemitteilungen/PM070118/VIK_Gutachten.pdf, abgerufen am 26.04.2010), 2007.
- Hirschhausen, Christian von (2006): Reform der Erdgaswirtschaft in der EU und in Deutschland – Wie viel Regulierung braucht der Wettbewerb? In: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 7. Jg., Nr. 1, 2006, S. 89–103.
- Höch, Thomas (2008): Voraussetzungen und Reichweite einer Genehmigung nach § 23 ARegV für Übertragungsnetzbetreiber. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 58. Jg., Nr. 10, 2008, S. 22–29.
- Holznagel, Bernd/Schumacher, Pascal (2007): Eigentum verpflichtet? Eigentum verzichtet! – Die Pläne der EU-Kommission zur eigentumsrechtlichen Entflechtung der Energienetzbetreiber. In: Ad Legendum, 4. Jg., Nr. 4, 2007, S. 225–233.
- IAEA – International Atomic Energy Agency (2005): Energy indicators for sustainable development – Guidelines and methodologies. International Atomic Energy Agency, Wien, 2005.
- Jacob, Martin (2009): Unbeeinflussbare Kosten in der Anreizregulierung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 59. Jg., Nr. 1/2, 2009, S. 146–149.
- Jahn, Karoline (2006): Instrumente, Probleme und Erfolgsaussichten der Regulierung von Entgelten für den Netzzugang nach dem Energiewirtschaftsgesetz. Deutsches Forschungsinstitut für öffentliche Verwaltung Speyer (FÖV), Discussion Paper Nr. 38, Speyer, 2006.

- Jansen, Guido (2009): Die Ermittlung der Kosten für Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze. Nomos, Baden-Baden, 2009.
- Jarass, Lorenz/Obermair, Gustav M. (2006): Unternehmenssteuerreform 2008 – Kosten und Nutzen der Reformvorschläge. MV Wissenschaft, Münster, 2006.
- Jendrian, Lars (2002): Nutzungsentgelte elektrischer Energieverteilungsnetze – Ein zahlungsstromorientiertes Verfahren. Erich Schmidt, Berlin, 2002.
- Jensen, Uwe et al. (2008): Fairer Effizienzvergleich oder Milchmädchenrechnung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 58. Jg., Nr. 7, 2008, S. 28–32.
- Joskow, Paul L. (1974): Inflation and environmental concern – Structural change in the process of public utility price regulation. In: Journal of Law and Economics, 17. Jg., Nr. 2, 1974, S. 291–327.
- Joskow, Paul L. (1991): The role of transaction cost economics in antitrust and public utility regulatory policies. In: Journal of Law, Economics and Organization, 7. Jg., Sonderausgabe, 1991, S. 53–83.
- Joskow, Paul L. (2005): Regulation of natural monopolies. Center for Energy and Environmental Policy Research (MIT), Working Paper Nr. 05-008, Cambridge (auch verfügbar unter <http://tisphere.mit.edu/RePEc/mee/wpaper/2005-008.pdf>, abgerufen am 05.02.2010), 2005.
- Jung, Hans (2008): Allgemeine Betriebswirtschaftslehre. 10. Aufl., Oldenbourg, München, 2008.
- Kahn, Alfred E. (1993): The economics of regulation – Principles and institutions (Volume I: Economic principles). 5. Aufl., MIT Press, Cambridge, 1993.
- Kaldewei, Reinold/Albers, Heike/Hübner, Kay (2008): Die 40-Prozent-EK-Quote – Netzbetreiber in der Eigenkapital-Falle? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 58. Jg., Nr. 4, 2008, S. 50–53.
- Kaltschmitt, Martin/Hartmann, Hans/Hofbauer, Hermann (2009): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Aufl., Springer, Berlin, 2009.
- Kaltschmitt, Martin/Thrän, Daniela (2009): Biomasse im Energiesystem. In: Kaltschmitt, Martin/Hartmann, Hans/Hofbauer, Hermann (2009, Hrsg.): Energie aus

- Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Aufl., Springer, Berlin, 2009, S. 7–36.
- Kaminski, Bert/Strunk, Günther (2007): Besteuerung unternehmerischer Tätigkeit – Grundlagen, Auswirkungen, Beispiele. Gabler, Wiesbaden, 2007.
- Kaufer, Erich (1981): Theorie der öffentlichen Regulierung. Vahlen, München, 1981.
- Kay, John/Vickers, John (1988): Regulatory reform in Britain. In: Economic Policy, 3. Jg., Nr. 7, 1988, S. 285–351.
- Kessler, Martin (2008): Kampf um die Netze. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 58. Jg., Nr. 8, 2008, S. 4.
- Klaus, Samuel (2009): DeRegulierung der netzbasierten Infrastruktur – Identifikation und Analyse von Lenkungsinstrumenten im Rahmen von De-/Regulierungsvorgängen in Primärinfrastruktursektoren. Books on Demand, Norderstedt, 2009.
- Klug, Eric/Roon, Serafin von (2010): Ausbauszenarien der Windenergie für Deutschland. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 60. Jg., Nr. 4, 2010, S. 22–27.
- Knieps, Günther/Brunekreeft, Gert (2003): Zwischen Regulierung und Wettbewerb – Netzsektoren in Deutschland. 2. Aufl., Physica, Heidelberg, 2003.
- Knieps, Günther (2003): Entgeltregulierung aus der Perspektive des disaggregierten Regulierungsansatzes. Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik der Universität Freiburg, Diskussionsbeitrag Nr. 94, Freiburg (auch verfügbar unter <http://www.vwl.uni-freiburg.de/fakultaet/vw/publikationen/diskussionspapiere/disk94.pdf>, abgerufen am 19.05.2010), 2003.
- Knieps, Günther (2005): Aktuelle Vorschläge zur Preisregulierung natürlicher Monopole. Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik der Universität Freiburg, Diskussionsbeitrag Nr. 105, Freiburg, 2005.
- Knieps, Günther (2008): Wettbewerbsökonomie. 3. Aufl., Springer, Berlin, 2008.
- Knieps, Günther (2000): Price-Cap-Regulierung in Netzindustrien – Chancen und Risiken eines neuen Regulierungsinstrumentes. Schriftenreihe der Deutschen

- Verkehrswissenschaftlichen Gesellschaft e. V. (DVWG), Reihe B, B 232, Bergisch Gladbach, 2000.
- Knieps, Günther (2007a): Disaggregierte Regulierung in Netzsektoren – Normative und positive Theorie. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), 31. Jg., Nr. 3, 2007, S. 229–236.
- Knieps, Günther (2007b): Netzökonomie – Grundlagen, Strategien, Wettbewerbspolitik. Gabler, Wiesbaden, 2007b.
- Koenker, Roger W./Perry, Martin K. (1981): Product differentiation, monopolistic competition, and public policy. In: Bell Journal of Economics, 12. Jg., Nr. 1, 1981, S. 217–231.
- Köhler, Grit/Bachmann, Anja (2009): Effizienzbewertung mittels SFA – Annahmehandlung immanente Ergebnisse und Fehlerpotenzial. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 59. Jg., Nr. 6, 2009, S. 40–43.
- Koller, Tim/Goedhart, Marc/Wessels, David (2005): Valuation – Measuring and managing the value of companies. 4. Aufl., John Wiley & Sons, Hoboken, 2005.
- Kraus, Michael (2005): Liberalised energy markets – Do we need re-regulation. In: Applied Research in Environmental Economics, 31. Jg., Nr. 1, 2005, S. 197–218.
- Kroneberg, Jürgen (2009): Zum Verhältnis von Investitionsbereitschaft und Preishöhe – Benötigen Investitionen in neue Infrastruktur Regulierungsurlaub? Online-Archiv des Instituts für Energie- und Regulierungsrecht Berlin e. V., verfügbar unter http://www.enreg.de/content/material/2009/SYLT09_KRONEBERG.pdf, abgerufen am 18.10.2011, 2009.
- Kruschwitz, Lutz (2007): Finanzierung und Investition. 5. Aufl., Oldenbourg, München, 2007.
- Kühling, Jürgen/Hermeier, Guido (2008): Eigentumsrechtliche Leitplanken eines Ownership-Unbundlings in der Energiewirtschaft. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 58. Jg., Nr. 1/2, 2008, S. 134.

-
- Kühn, Christian P. (2005): Ein Vorschlag für eine Yardstick-Regulierung der Verteilungsnetzentgelte für Strom. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), 29. Jg., Nr. 2, 2005, S. 125–134.
- Kühn, Christian P. (2006): Yardstick-Regulierung für Elektrizitätsverteilungsnetzbetreiber. Oldenbourg, München, 2006.
- Kumkar, Lars (1998): Regulierung vertikal strukturierter Industrien – Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage der neuen Industrieökonomik. Institut für Weltwirtschaft, Kieler Arbeitspapier Nr. 874, Kiel, 1998.
- Kumkar, Lars (2000): Wettbewerbsorientierte Reformen der Stromwirtschaft – Eine institutionenökonomische Analyse. Mohr Siebeck, Tübingen, 2000.
- Kumkar, Lars (2002): Das kalifornische Strommarktdebakel – Von Liberalisierungsversprechen und Regulierungsversagen. Institut für Weltwirtschaft, Kieler Arbeitspapier Nr. 874, Kiel, 2002.
- Kunkel, Wolfgang/Peters, Hans/Preiser, Erich (1950): Enzyklopädie der Rechts- und Staatswissenschaft. Springer, Berlin, 1950.
- Kunz, Martin (2003): Regulierungsregime in Theorie und Praxis. In: Knieps, Günther/Brunekreeft, Gert (2003, Hrsg.): Zwischen Regulierung und Wettbewerb – Netzsektoren in Deutschland. 2. Aufl., Physica, Heidelberg, 2003, S. 47–81.
- Kurth, Matthias (2009): Was ist eine erfolgreiche Regulierung der Strom- und Gasnetze – Rolle der Regulierungsbehörde sowie Ansätze zur Bewertung. In: Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung (zbf), 61. Jg., Nr. 6 (9), 2009, S. 679–697.
- Kurth, Matthias (2010): Integration erneuerbarer Energien – Impuls für ein zukunftsfähiges Stromnetz in Deutschland. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 60. Jg., Nr. 1/2, 2010, S. 38–41.
- Kutschke, Georg et al. (2009): Projekt „Benchmarking-Transparenz 2008“ – Ein Fazit. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 59. Jg., Nr. 1/2, 2009, S. 79–83.
- Laffont, Jean-Jacques/Tirole, Jean (1986): Using cost observation to regulate firms. In: Journal of Political Economy, 94. Jg., Nr. 3, 1986, S. 614–641.

- Laffont, Jean-Jacques/Tirole, Jean (1993): A theory of incentives in procurement and regulation. MIT Press, Cambridge, 1993.
- Laffont, Jean-Jacques (1994): The new economics of regulation ten years after. In: *Econometrica*, 62. Jg., Nr. 3, 1994, S. 507–537.
- Landeck, Erik/Hechler, Wolfgang (2010): Alternde Anlagen und zukünftige Investitionen unter dem Regime der Anreizregulierung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (et), 60. Jg., Nr. 1/2, 2010, S. 48–51.
- Landes, William M./Posner, Richard A. (1981): Market power in antitrust cases. In: *Harvard Law Review*, 94. Jg., Nr. 5, 1981, S. 937–996.
- Lehman, Dale E./Weisman, Dennis L. (1996): Telephone pools and economic incentives. In: *Journal of Regulatory Economics*, 10. Jg., Nr. 2, 1996, S. 123–146.
- Leprich, Uwe (2006): Intelligente Anreizregulierung als Katalysator für einen nachhaltigen Umbau des deutschen Stromsystems. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (ZfE), 30. Jg., Nr. 3, 2006, S. 195–204.
- Lipsky, Abbott B./Sidak, Gregory J. (1999): Essential Facilities. In: *Stanford Law Review*, 51. Jg., Nr. 5, 1999, S. 1187–1248.
- Liston, Catherine (1993): Price-cap versus rate-of-return regulation. In: *Journal of Regulatory Economics*, 5. Jg., Nr. 1, 1993, S. 25–48.
- Littlechild, Stephen C. (1973): Two-part tariffs. University of Aston Management Centre, Working Paper Series Nr. 11, Birmingham, 1973.
- Littlechild, Stephen C. (1983): Regulation of British telecommunications' profitability – Report to the secretary of state. Department of Industry, London, 1983.
- Loeb, Martin/Magat, Wesley A. (1979): A decentralized method for utility regulation. In: *Journal of Law and Economics*, 22. Jg., Nr. 2, 1979, S. 399–404.
- Lohmann, Matthias (2007): Anreizregulierung als hoheitlich vermittelter Wettbewerb. Nomos, Baden-Baden, 2007.
- Lorentzen, Claudia (2000): Die Preisregulierung der Briefdienste – Ökonomische Analyse des deutschen Postgesetzes. Lang, Frankfurt/M., 2000.

-
- Löschel, Andreas/Moslener, Ulf/Rübbelke, Dirk T. G. (2010): Indicators of energy security in industrialised countries. In: *Energy Policy*, 38. Jg., Nr. 4, 2010, S. 1665–1671.
- Luís-Manso, Patrícia/Felisberto, Cátia (2006): Economic regulation in the network industries – Where does it stand? CDM Working Papers Series, MIR-Report 2006–2010, Lausanne, 2006.
- Lundborg, Martin/Ruhle, Ernst-Olav/Schulze zur Wiesche, Jens (2005): Entgeltregulierung im Energiesektor mittels Yardstick-Competition. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE)*, 29. Jg., Nr. 2, 2005, S. 115–123.
- Lyon, Thomas P. (1996a): A model of sliding-scale regulation. In: *Journal of Regulatory Economics*, 9. Jg., Nr. 3, 1996, S. 227–247.
- Lyon, Thomas P. (1996b): Evaluating the performance of non-Bayesian regulatory mechanisms. In: *Journal of Regulatory Economics*, 9. Jg., Nr. 1, 1997, S. 41–60.
- Mas-Colell, Andreu/Whinston, Michael/Green, Jerry (1995): *Microeconomic theory*. Oxford University Press, New York, 1995.
- Mathios, Alan D./Rogers, Robert P. (1989): The impact of alternative forms of state regulation of AT&T on direct-dial, long-distance telephone rates. In: *Rand Journal of Economics*, 20. Jg., Nr. 3, 1989, S. 437–453.
- Mayer, Colin/Vickers, John (1996): Profit-sharing regulation – An economic analysis. In: *Fiscal Studies*, 17. Jg., Nr. 1, 1996, S. 1–18.
- Mehnert, Angelika/Erbsland, Manfred (1993): Zum Begriff der Regulierung – Gegenstand, Träger und Methoden. Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung der Universität Mannheim, Discussion Papier Nr. 93-04, Mannheim, 1993.
- Meister, Florian (2007): Die Etablierung von Netzwerken in der Elektrizitätswirtschaft – Change Management vor dem Hintergrund der Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes. Deutscher Universitäts-Verlag, Wiesbaden, 2007.
- Mierzwa, Thomas (2009): Implementierung eines Wertorientierten Steuerungssystems – inklusive Beispiel anhand eines mittelgroßen Energieversorgungsunternehmens. epubli, Berlin, 2009.

- Mishan, Edward J. (1962): Second thoughts on second best. In: Oxford Economic Papers, 14. Jg., Nr. 3, 1962, S. 205–217.
- Mitnick, Barry M. (1980): The political economy of regulation – Creating, designing, and removing regulatory forms. Columbia, New York, 1980.
- Modigliani, Franco/Miller, Merton H. (1958): The cost of capital – Corporation finance and the theory of investment. In: American Economic Review, 48. Jg., Nr. 3, 1958, S. 261–297.
- Monopolkommission (2009): Strom und Gas 2009 – Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb – 54. Sondergutachten. Deutscher Bundestag, Drs. 16/14060, 2009.
- Monopolkommission (2007): Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung – 49. Sondergutachten. Deutscher Bundestag, Drs. 16/7087, 2007.
- Mulder, Machiel/NMa – Netherlands Competition Authority (2010): Regulation and investments in the Dutch energy distribution networks – An assessment of the current framework. 5th Conference on Energy Economics and Technology an der Technischen Universität Dresden, Dresden (auch verfügbar unter <http://www.tu-dresden.de/wwbwleeg/events/enerday/2010/Presentations/Mulder.pdf>, abgerufen am 04.01.2011), 2010.
- Müller, Christoph A. (2003): (De-)Regulierung und Unternehmertum. KMU HSG, St. Gallen, 2003.
- Müller, Jürgen/Vogelsang, Ingo (1979): Staatliche Regulierung – Regulated Industries in den USA und Gemeinwohlbildung in wettbewerblichen Ausnahmebereichen in der Bundesrepublik Deutschland. Nomos, Baden-Baden, 1979.
- Myers, Stewart C. (1972): The application of finance theory to public utility rate cases. In: Bell Journal of Economics, 3. Jg., Nr. 1, 1972, S. 58–97.
- Netz, Janet S. (2000): Price Regulation – A (non-technical) overview. In: Bouckaert, Boudewijn/De Geest, Gerrit (2000, Hrsg.): Encyclopedia of law and economics – The regulation of contracts (Band 3). Edward Elgar, Cheltenham, 2000, S. 396–466.

- Neveling, Stefanie (2005): Die Bundesnetzagentur – Aufbau, Zuständigkeiten und Verfahrensweisen. In: Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER), 9. Jg., Nr. 4, 2005, S. 263–270.
- o. V. (2008a): Energiewirtschaft – OLG Düsseldorf zur Befugnis der BNetzA für die Festlegung von allgemeinen Bedingungen von Netznutzungsentgeltgenehmigungen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 58. Jg., Nr. 11, 2008, S. 80.
- o. V. (2008b): Anreizregulierung ante portas – Wie effizient sind deutsche Energienetze. Euroforum Newsletter 1/2008, Düsseldorf (auch verfügbar unter <http://www.euroforum.de/data/pdf/P1101843news.pdf>, abgerufen am 05.02.2010), 2008b.
- o. V. (2009): Regulierung – Bundesgerichtshof bestätigt die Entscheidung der Regulierungsbehörden zur Festlegung der Netzentgelte. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 59. Jg., Nr. 5, 2009, S. 76–80.
- Oberender, Peter (1984): Marktstruktur und Wettbewerb in der Bundesrepublik Deutschland – Branchenstudien zur deutschen Volkswirtschaft. Vahlen, München, 1984.
- Ofgem – Office of Gas and Electricity Markets (2004): Electricity distribution price control review – Final proposals. OGEM Consultation Paper Nr. 265/04, London, 2004.
- Ofgem – Office of Gas and Electricity Markets (2010): RIIO – A new way to regulate energy networks/Final Decision. Online-Archiv der Ofgem – Office of Gas and Electricity Markets, London (auch verfügbar unter <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/rpix20/ConsultDocs/Documents1/Decision%20doc.pdf>, abgerufen am 04.01.2011).
- Ogus, Anthony (2004): Regulation – Legal form and economic theory. 2. Aufl., Hart, Oxford, 2004.
- Ohl, Matthias/Hiller, Thomas (2008): Unternehmerische Herausforderungen der Anreizregulierung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 58. Jg., Nr. 6, 2008, S. 14–16.

- Parker, David (2001): Economic regulation – A preliminary literature review and summary of research questions arising. Centre on Regulation and Competition Working Paper Series, Working Paper Nr. 6, Manchester, 2001.
- Pedell, Burkhard/Rötzel, Peter (2010): Auswirkungen der Anreizregulierung auf die deutsche Stromwirtschaft. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (et), 60. Jg., Nr. 10, 2010, S. 38–41.
- Pedell, Burkhard (2007): Kein Anreiz ohne Risiko – Anmerkungen zur Anreizregulierung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (et), 57. Jg., Nr. 10, 2007, S. 32–35.
- Peles, Yoram C./Stein, Jerome L. (1976): The effect of rate of return regulation is highly sensitive to the nature of the uncertainty. In: *American Economic Review*, 66. Jg., Nr. 3, 1976, S. 278–289.
- Peltzman, Sam (1976): Toward a more general theory of regulation. In: *Journal of Law and Economics*, 19. Jg., Nr. 2, 1976, S. 211–240.
- Petrov, Konstantin/Keller, Katja/Speckamp, Christoph (2005): Optionen der Ausgestaltung des Regulierungsverfahrens – Praktikabilität, Konsistenz und Sachbezug. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (et), 55. Jg., Nr. 8, 2005, S. 547–551.
- Pettway, Richard H./Jordan, Bradford D. (1987): APT vs. CAPM estimates of the return generating function parameters for regulated public utilities. In: *Journal of Financial Research*, 10. Jg., Nr. 3, 1987, S. 227–238.
- Phillips, Charles F. Jr. (1993): *The regulation of public utilities*. 3. Aufl., Public Utilities Reports, Arlington, 1993.
- Picot, Arnold (2008a): Theorie der Regulierung und ihre Bedeutung für den Regulierungsprozess. In: Picot, Arnold (2008b, Hrsg.): *10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland – Bestandsaufnahme und Perspektiven der Regulierung*. Beck, München, 2008b, S. 9–35.
- Picot, Arnold (2008b): *10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland – Bestandsaufnahme und Perspektiven der Regulierung*. Beck, München, 2008b.

-
- Pint, Ellen M. (1992): Price-cap versus rate-of-return regulation in a stochastic-cost model. In: *Rand Journal of Economics*, 23. Jg., Nr. 4, 1992, S. 564–578.
- Pollitt, Michael (2010): Does electricity (and heat) network regulation have anything to learn from fixed line telecoms regulation? In: *Energy Policy*, 38. Jg., Nr. 3, 2010, S. 1360–1371.
- Posner, Richard A. (1974): Theories of economic regulation. In: *Bell Journal of Economics*, 5. Jg., Nr. 2, 1974, S. 335–358.
- Prael, Christoph/Fischer, Detlef (2007): Anreizregulierung – Ein Beitrag zu Entlastung von der Regulierungsbürokratie? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 57. Jg., Nr. 10, 2007, S. 58–61.
- Proettel, Thorsten/Streb, Jochen/Streb, Sabine (2009): Die Produktivitätsentwicklung in der deutschen Stromwirtschaft in langfristiger Perspektive. In: *Perspektiven der Wirtschaftspolitik*, 10. Jg., Nr. 3, 2009, S. 309–332.
- PwC (2007): Aktuelle energiewirtschaftliche Fragestellungen – Netzentgelte, Kraftwerksbeteiligungen. PricewaterhouseCoopers, Braunschweig, Düsseldorf, Hannover (auch verfügbar unter http://www.htee.tu-bs.de/studium/vorlesung/kraftwerke/WS%202006_2007_07.pdf, abgerufen am 02.06.2010), 2007.
- PZN – Plattform zukunftsfähige Netze (2010): Aktuelle Fragen der Regulierung aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber. Unveröffentlichtes Arbeitspapier der AG Investitionsrahmenbedingungen vom 10.08.2010, unter der Mitarbeit von 50Hertz, Amprion, EnBW Transportnetze und Transpower, 2010.
- Ramsey, Frank P. (1927): A contribution to the theory of taxation. In: *Economic Journal*, 37. Jg., Nr. 145, 1927, S. 47–61.
- Rebhan, Eckhard (2002): *Energiehandbuch – Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie*. Springer, Berlin, 2002.
- Reiffen, David/Kleit, Andrew N. (1990): Terminal railroad revisited – Foreclosure of an essential facility or simple horizontal monopoly? In: *Journal of Law and Economics*, 33. Jg., Nr. 2, 1990, S. 419–438.

- Rendschmidt, Dennis et al. (2007): Die Zukunft der deutschen Stromnetze – Veränderte Eigentümerstrukturen und intelligente Technologien. In: *Energiwirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 57. Jg., Nr. 11, 2007, S. 74–77.
- Richmann, Alfred (2004): Dynamische Anreizregulierung für Strom- und Erdgasnetzbetreiber. In: *Energiwirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 54. Jg., Nr. 3, 2004, S. 134–138.
- Riechmann, Christoph/Rodgarkia-Dara, Aria (2006): Regulatorisches Benchmarking – Konzeption und praktische Interpretation. In: *Zeitschrift für Energiwirtschaft (ZfE)*, 30. Jg., Nr. 3, 2006, S. 205–219.
- Riechmann, Christoph (1995): Price-Cap Regulierung. In: *Zeitschrift für Energiwirtschaft (ZfE)*, 19. Jg., Nr. 2, 1995, S. 157–167.
- Ringel, Marc (2003): Der europäische Binnenmarkt für Elektrizität – Erfordernis zusätzlicher umweltpolitischer Rahmensetzungen? In: *Zeitschrift für Energiwirtschaft (ZfE)*, 27. Jg., Nr. 2, 2003, S. 131–140.
- Rodgarkia-Dara, Aria (2003): Light-handed regulation is almost history? – Die Reform der Regulierung der Elektrizitätsverteilungsunternehmen in Neuseeland. In: *Zeitschrift für Energiwirtschaft (ZfE)*, 27. Jg., Nr. 4, 2003, S. 281–292.
- Rosin, Peter/Spiekermann, Kristin (2010): Die Praxis der BNetzA bei der Genehmigung von Investitionsbudgets. In: *Energiwirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 60. Jg., Nr. 8, 2010, S. 60–64.
- Ruge, Reinhard (2006): Rechtsfragen der Anreizregulierung nach § 21a EnWG. In: *Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER)*, 10. Jg., Nr. 3, 2006, S. 200–210.
- Säcker, Franz J./Böcker, Lina (2008): Die Entgeltkontrolle als Bestandteil einer Sektor übergreifenden Regulierungsdogmatik für Netzwirtschaften. In: Picot, Arnold (2008b, Hrsg.): *10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland – Bestandsaufnahme und Perspektiven der Regulierung*. Beck, München, 2008b, S. 66–122.
- Säcker, Franz J./Busse von Colb, Walter (2007): *Wettbewerbsfördernde Anreizregulierung – Zum Anreizregulierungsbericht der Bundesnetzagentur vom 30. Juni 2006*. Lang, Frankfurt/M., 2007.

- Säcker, Franz J. (2004): Freiheit durch Wettbewerb – Wettbewerb durch Regulierung. In: Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER), 8. Jg., Nr. 2, 2004, S. 98–113.
- Säcker, Franz J. (2005): Die wettbewerbsrechtliche Beurteilung von Netzkooperationen, Beteiligungen an Netzgesellschaften, Netzpacht und Betriebsführungsverträgen. In: Zeitschrift für neues Energierecht (ZNER), 9. Jg., Nr. 4, 2005, S. 270–285.
- Säcker, Franz J. (2008): Die wettbewerbsorientierte Anreizregulierung von Netzwirtschaften. In: Netzwirtschaften & Recht (N&R), 6. Jg., Nr. 2, 2009, S. 78–85.
- Salje, Peter (2006): Energiewirtschaftsgesetz Kommentar – Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970). Carl Heymanns, Köln, 2006.
- Sappington, David E. M./Sibley, David S. (1988): Regulating without cost information – The incremental surplus subsidy scheme. In: International Economic Review, 29. Jg., Nr. 2, 1988, S. 297–306.
- Sappington, David E. M. (1980): Strategic firm behavior under a dynamic regulatory adjustment process. In: Bell Journal of Economics, 11. Jg., Nr. 1, 1980, S. 360–372.
- Schäffner, Daniel (2006): Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes für eine Anreizregulierung des Energiesektors. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 56. Jg., Nr. 12, 2006, S. 46–50.
- Schiffer, Hans-Wilhelm (2008): Energiemarkt Deutschland. 10. Aufl., TÜV Media, Köln, 2008.
- Schlacher, Sebastian (2008): Auswirkungen der Unternehmenssteuerreform 2008 auf die Ermittlung des objektivierten Unternehmenswertes von Kapitalgesellschaften. GRIN, München, 2008.
- Schmalensee, Richard (1979): The control of natural monopolies. 2. Aufl., Heath and Company, Lexington, 1979.
- Schmidt-Preuß, Matthias (2009): OU - ISO - ITO – Die Unbundling-Optionen des 3. EU-Liberalisierungspakets. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 59. Jg., Nr. 9, 2009, S. 82–89.

- Schnitker, Christiane (2009): Regulierung der Netzsektoren Eisenbahnen, Elektrizität und Telekommunikation – Eine vergleichende Bewertung des Regulierungsdesigns und der Marktentwicklung seit der Liberalisierung. VVB Laufersweiler, Gießen, 2009.
- Schultz, Klaus-Peter/Westermann, Michael (2007): Die Durchführung der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur – Planungen und offene Fragen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (et), 57. Jg., Nr. 10, 2007, S. 48–53.
- Schultz, Klaus-Peter (2008): Die Liberalisierung der Märkte für die leitungsgebundene Energieversorgung – Bestandsaufnahme und Ausblick. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (et), 58. Jg., Nr. 1/2, 2008, S. 32.
- Schulze, Andreas (1999): Die ordnungspolitische Problematik von Netzinfrastrukturen – Eine institutionenökonomische Analyse. *Volkswirtschaftliche Diskussionsbeiträge der Universität Potsdam*, Diskussionsbeitrag Nr. 33, Potsdam, 1999.
- Schulze, Andreas (2003): Liberalisierung und Re-Regulierung von Netzindustrien – Ordnungspolitisches Paradoxon oder wettbewerbsökonomische Notwendigkeit? *Volkswirtschaftliche Diskussionsbeiträge der Universität Potsdam*, Diskussionsbeitrag Nr. 53, Potsdam, 2003.
- Schulze, Andreas (2006): Liberalisierung von Netzindustrien – Eine ökonomische Analyse am Beispiel der Eisenbahnen, der Telekommunikation und der leitungsgebundenen Energieversorgung. Universität Potsdam (Dissertationschriften), Potsdam (auch verfügbar unter http://opus.kobv.de/ubp/volltexte/2006/959/pdf/schulze_diss.pdf, abgerufen am 25.02.2010), 2006.
- Seelos, Christian (2008): Wann kommt das vierte Binnenmarktpaket? *Energate* (26.11.2008), Essen, 2008.
- Sendner, Helmuth/Kindler, Johannes (2010): Aus 9,29 werden mehr als elf Prozent Rendite. In: *Energie & Management*, 10. Jg., Nr. 21, 2010, S. 2.
- Sendner, Helmuth/Nüßlein, Georg (2010): Über die 9,29 Prozent muss offener diskutiert werden. In: *Energie & Management*, 10. Jg., Nr. 21, 2010, S. 3.
- Sharpe, William F. (1964): Capital asset prices – A theory of market equilibrium under conditions of risk. In: *Journal of Finance*, 19. Jg., Nr. 3, 1964, S. 425–442.

-
- Shleifer, Andrei (1985): A theory of yardstick competition. In: *Rand Journal of Economics*, 16. Jg., Nr. 2, 1985, S. 319–327.
- Shleifer, Andrei (2005): Understanding regulation. In: *European Financial Management*, 11. Jg., Nr. 4, 2005, S. 439–451.
- Sibley, David S. (1989): Asymmetric information, incentives and price-cap regulation. In: *Rand Journal of Economics*, 20. Jg., Nr. 3, 1989, S. 392–404.
- Sieper, Roswitha (1975): *The student's companion to the USA*. Hueber, München, 1975.
- Smeets, Heinz-Dieter/Knorr, Andreas (2008): Die Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft – Heute. In: *Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft*, Nr. 59, 2008, S. 263–285.
- Soemantri, Timnur (2007): Effizienzvergleich in der Anreizregulierung – Funktionsweise, Probleme und Sicherungsmechanismen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 57. Jg., Nr. 10, 2007, S. 44–47.
- Sohmen, Egon (1992): *Allokationstheorie und Wirtschaftspolitik*. 2. Aufl., Mohr Siebeck, Tübingen, 1992.
- Stahlke, Niels H. (2007): *Erfolgsfaktoren bei Mergers & Acquisitions in der deutschen Energiewirtschaft – Theoretische Fundierung und empirische Analyse unter Berücksichtigung einer Befragung von Führungskräften aus der Energiewirtschaft*. Technischen Universität Berlin, Fachgebiet Energie und Rohstoffwirtschaft (Dissertationsschriften), Berlin (auch verfügbar unter <http://opus.kobv.de/tuberlin/volltexte/2007/1480/>, abgerufen am 22.04.2010), 2007.
- Staschus, Konstantin et al. (2007): Kriterien zur Bestimmung des Qualitätselements in der Anreizregulierung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 57. Jg., Nr. 10, 2007, S. 20–25.
- Steger, Ulrich et al. (2008): *Die Regulierung elektrischer Netze – Offene Fragen und Lösungsansätze*. Springer, Berlin, 2008.
- Steinbach, Piet/Kremp, Ralph (2006): Die Revenue Cap-Regulierung – Ein fertiges Konzept? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 56. Jg., Nr. 9, 2006, S. 32–37.

- Stigler, Georg (1971): The theory of economic regulation. In: Bell Journal of Economics, 2. Jg., Nr. 1, 1971, S. 3–21.
- Stronzik, Marcus (2006): Anreizregulierung – Der Streit um den generellen X-Faktor. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), 30. Jg., Nr. 3, 2006, S. 221–232.
- Theobald, Christian et al. (2008): Anreizregulierung – Eine kritische Untersuchung. Beck, München, 2008.
- Thiemeyer, Theo (1983): Öffentliche Bindung von Unternehmen – Beiträge zur Regulierungsdebatte. Nomos, Baden-Baden, 1983.
- Train, Kenneth E. (1994): Optimal regulation – The economic theory of natural monopoly regulation. 3. Aufl., MIT Press, Cambridge, 1994.
- Trebing, Harry M. (1976): The Chicago school versus public utility regulation. In: Journal of Economic Issues, 10. Jg., Nr. 1, 1976, S. 97–126.
- U. S. Supreme Court (1915): US v. Terminal Railroad Association of St. Louis. Urteil 236 U. S. 194, verfügbar unter <http://laws.findlwa.com/us/236/194.html>, abgerufen am 25.02.2010, 1915.
- Ufer, Heinz-Werner/Finger, Hendrik/Schuchardt, Lukas D. (2010): Investitionsbudgets im Rahmen der Anreizregulierung. In: Zeitschrift für Planung & Unternehmenssteuerung (Online First Edition, veröffentlicht 23.02.2010), 2010.
- Valentin, Florian (2009): Der Anspruch auf Netzanschluss und Erweiterung der Netzkapazität nach dem EEG 2009. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 59. Jg., Nr. 8, 2009, S. 68–72.
- Varian, Hal R. (2007): Grundzüge der Mikroökonomik. 7. Aufl., Oldenbourg, München, 2007.
- Vaterlaus, Stephan (2007): Effizienzanalyse als Bestandteil einer Anreizregulierung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 57. Jg., Nr. 10, 2007, S. 40–43.
- VET – Vattenfall Europe Transmission (2006): Geschäftsbericht. Vattenfall Europe Transmission GmbH, Berlin, 2006.
- VET – Vattenfall Europe Transmission (2007): Geschäftsbericht. Vattenfall Europe Transmission GmbH, Berlin, 2007.

-
- VET – Vattenfall Europe Transmission (2008): Geschäftsbericht. Vattenfall Europe Transmission GmbH, Berlin, 2008.
- Vickers, John (1991): Government regulatory policy. In: Oxford Review of Economic Policy, 7. Jg., Nr. 3, 1991, S. 13–30.
- VIK – Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (2008): Stellungnahme zum EU-Paket zur Verbesserung des Binnenmarktes Strom und Gas. Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V., Essen, 2008.
- Viscusi, W. Kip/Harrington, Joseph E./Vernon, John M. (2005): Economics of regulation and antitrust. 4. Aufl., MIT Press, Cambridge, 2005.
- Vogelsang, Ingo/Finsinger, Jörg (1979): A regulatory adjustment process for optimal pricing by multiproduct monopoly firms. In: Bell Journal of Economics, 10. Jg., Nr. 1, 1979, S. 157–171.
- Vogelsang, Ingo (2002): Incentive regulation and competition in public utility markets – A 20-year perspective. In: Journal of Regulatory Economics, 22. Jg., Nr. 1, 2002, S. 5–27.
- Wagner, Ralf/Dudenhausen, Roman (2005): Anreizregulierung – Cui bono? ConEnergy, Essen, 2005.
- WAR – Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (2007): Stellungnahme zur Anreizregulierung im Energiesektor. Online-Archiv der Bundesnetzagentur, verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/26388/publicationFile/984/Stellungnahme200705Anreizregulierungid10338pdf.pdf>, abgerufen am 16.06.2010, 2007.
- WAR – Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (2009): Konstitution einer nationalen Netzgesellschaft zur Übertragung von Elektrizität – Stellungnahme. Online-Archiv der Bundesnetzagentur, verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/109846/publicationFile/989/WARStellungnahme200902id15669pdf.pdf>, abgerufen am 16.06.2010, 2009.
- Weber, Christoph/Schober, Dominik (2006): Auswirkungen der Anreizregulierung auf Betrieb, Investitionen und Rentabilität von Strom- und Gasnetzen. In: Energie-wirtschaftliche Tagesfragen (et), 56. Jg., Nr. 11 (Spezialausgabe), 2006, S. 8–12.

- Weise, Peter et al. (2005): *Neue Mikroökonomie*. 5. Aufl., Physica, Heidelberg, 2005.
- Weizsäcker, Christian von (1982): Staatliche Regulierung – Positive und normative Theorie. In: *Schweizerische Zeitschrift für Volkswirtschaft und Statistik*, 118. Jg., Nr. 3, 1982, S. 324–343.
- Welfens, Paul J. J./Graack, Cornelius (1996): *Telekommunikationswirtschaft – Deregulierung, Privatisierung und Internationalisierung*. Springer, Berlin, 1996.
- Welfens, Paul J. J. (2005): *Grundlagen der Wirtschaftspolitik – Institutionen, Makroökonomik, Politikkonzepte*. 2. Aufl., Springer, Berlin, 2005.
- Wissner, Matthias/Growitsch, Christian (2010): Dezentrale Erzeugung, Netznutzung und Entgelte. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 60. Jg., Nr. 5, 2010, S. 32–35.
- Wolf, Hans Günter/Porbatzki, Michael/Hiller, Thomas (2005): Anreizregulierung wird Strom- und Gasnetzbetreiber zur kontinuierlichen Effizienzverbesserung zwingen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 55. Jg., Nr. 11, 2005, S. 778–779.
- Xavier, Patrick (1995): *Price caps for telecommunications – Policies and experiences*. OECD Publications and Information Centre, Washington, 1995.

Kurzlebenslauf des Autors

- Felix Dehmel aus Köln, geboren am 13. Juli 1979 in Würzburg
- Erlangung der allgemeinen Hochschulreife im Juni 1999 an der Clemens-Brentano-Europaschule Lollar/Staufenberg
- Studium der Betriebswirtschaftslehre von Oktober 2000 bis März 2006 an der Katholischen Universität Eichstätt-Ingolstadt und der European Business School London mit den Vertiefungsfächern „Finanzierung und Bankbetriebslehre“ sowie „Internationales Management“
- Erlangung des akademischen Grades „Diplom-Kaufmann Univ.“ im März 2006 (Praxis-Diplomarbeit in Zusammenarbeit mit dem Bankhaus Sal. Oppenheim in Köln zum Thema „Führung von Unternehmensakquisitionsprozessen“ am Lehrstuhl für allgemeine Betriebswirtschaftslehre und internationales Management, Lehrstuhl Prof. Dr. Michael Kutschker)
- Mitarbeiter des Bankhauses Sal. Oppenheim in Köln zwischen 2006 und 2009 im Bereich Investment Banking/Mergers & Acquisitions, Branchenteam Energy/Public Sector
- Promotion am Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insbesondere Wirtschaftstheorie, der Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät Ingolstadt der Katholischen Universität Eichstätt-Ingolstadt (Lehrstuhl Prof. Dr. Johannes Schneider) in den Jahren 2010 und 2011
- Seit August 2011 leitender Mitarbeiter eines DAX30-Unternehmens im Bereich Mergers & Acquisitions