

Stronzik, Marcus

Working Paper

Investitions- und Innovationsanreize: Ein Vergleich zwischen Revenue Cap und Yardstick Competition

WIK Diskussionsbeitrag, No. 379

Provided in Cooperation with:

WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef

Suggested Citation: Stronzik, Marcus (2013) : Investitions- und Innovationsanreize: Ein Vergleich zwischen Revenue Cap und Yardstick Competition, WIK Diskussionsbeitrag, No. 379, WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Bad Honnef

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/226992>

Standard-Nutzungsbedingungen:

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

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

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

Terms of use:

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

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

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

Investitions- und Innovationsanreize: Ein Vergleich zwischen Revenue Cap und Yardstick Competition

Autor:
Marcus Stronzik

Bad Honnef, September 2013

Impressum

WIK Wissenschaftliches Institut für
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH
Rhöndorfer Str. 68
53604 Bad Honnef
Deutschland
Tel.: +49 2224 9225-0
Fax: +49 2224 9225-63
E-Mail: info@wik.org
www.wik.org

Vertretungs- und zeichnungsberechtigte Personen

Geschäftsführerin und Direktorin	Dr. Cara Schwarz-Schilling
Direktor Abteilungsleiter Post und Logistik	Alex Kalevi Dieke
Direktor Abteilungsleiter Netze und Kosten	Dr. Thomas Plückebaum
Direktor Abteilungsleiter Regulierung und Wettbewerb	Dr. Bernd Sörries
Leiter der Verwaltung	Karl-Hubert Strüver
Vorsitzende des Aufsichtsrates	Dr. Daniela Brönstrup
Handelsregister	Amtsgericht Siegburg, HRB 7225
Steuer-Nr.	222/5751/0722
Umsatzsteueridentifikations-Nr.	DE 123 383 795

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

ISSN 1865-8997

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	II
Abbildungsverzeichnis	II
Zusammenfassung	III
Summary	IV
Abkürzungsverzeichnis	V
1 Einleitung	1
2 Revenue Cap und der Ratchet Effekt	4
3 Yardstick Competition	8
3.1 Schleifer (1985)	8
3.2 Agrell et al. (2005)	11
3.3 Meran und Hirschhausen (2009)	14
4 Vergleich Revenue Cap und Yardstick Competition	16
4.1 Abgrenzung	16
4.2 Anreizwirkung	18
4.2.1 Informationsrenten	19
4.2.2 Verlässlichkeit des Ansatzes	21
4.2.3 Symmetrie des Ansatzes	22
4.3 Zwischenfazit	24
5 Internationale Erfahrungen	28
5.1 Niederlande	28
5.1.1 Regulierungshistorie	28
5.1.2 Netzinvestitionen	30
5.2 Norwegen	31
5.2.1 Regulierungshistorie	31
5.2.2 Netzinvestitionen	35
6 Möglichkeiten für Deutschland	37
6.1 Status Quo	37
6.2 Übergang auf Yardstick Competition	40
7 Fazit	45
Literatur	47

Tabellenverzeichnis

Tabelle 5-1:	Generelle X-Faktoren in den Niederlanden	29
--------------	--	----

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4-1:	Systematisierung Revenue Cap vs. Yardstick Competition	16
Abbildung 5-1:	Regulierungshistorie und Netzinvestitionen in den Niederlanden	30
Abbildung 5-2:	Regulierungshistorie und Netzinvestitionen in Norwegen	35

Zusammenfassung

Vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussionen im Zusammenhang mit der Energiewende um einen erforderlichen Netzausbau wird im Rahmen dieser Studie der Frage nachgegangen, wo die grundsätzlichen Unterschiede zwischen den beiden Anreizregulierungsansätzen Revenue Cap und Yardstick Competition hinsichtlich der jeweiligen Investitions- und Innovationsanreize liegen. Der wesentliche konzeptionelle Unterschied zwischen beiden Ansätzen liegt in der Exogenität der Kostenbasis, d.h. inwiefern die zugrunde gelegten Kosten zur Ermittlung der erlaubten Erlöse durch den Netzbetreiber beeinflusst werden können. Während beim Revenue Cap die unternehmensindividuellen Kosten die Ausgangsbasis bilden und mithin weitgehend endogen sind, wird beim Yardstick auf die durchschnittlichen Kosten anderer, vergleichbarer Unternehmen abgestellt. Die Kostenbasis ist daher größtenteils exogen.

Aus theoretischer Sicht weist die Yardstick Competition tendenziell Vorteile hinsichtlich der Setzung adäquater Investitionsanreize gegenüber dem Revenue Cap auf. Neben der Vermeidung des so genannten Ratchet Effektes werden im Extremfall einer vollständig exogenen Kostenbasis sämtliche Informationsrenten beim Netzbetreiber belassen, wodurch ein hoher Investitionsanreiz gewährleistet wird. Ferner werden die Anreize nicht durch eine asymmetrische Behandlung von Chancen und Risiken verzerrt, was beim Revenue Cap nicht sichergestellt ist. Der Nachteil beim Yardstick hinsichtlich stabiler Rahmenbedingungen kann über einen höheren Kalkulationszinssatz ausgeglichen werden, der den höheren Erlösunsicherheiten Rechnung trägt. Letzteres ist Ausdruck dafür, dass Yardstick im Endeffekt näher an wettbewerbsähnliche Verhältnisse heranreicht als das Revenue Cap.

Auch die zwei betrachteten internationalen Beispiele von den Niederlanden und Norwegen, die jeweils in 2007 für Stromverteilnetze von einer Cap hin zu einer Yardstick Regulierung gewechselt sind, deuten darauf hin, dass Yardstick tendenziell höhere Investitionsanreize bietet als ein Revenue Cap. In beiden Ländern sind die Investitionen mit Einführung der Yardstick Competition deutlich angestiegen.

Abschließend werden grundsätzliche Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des bestehenden deutschen Systems der Erlösobergrenzenregulierung in Richtung eines Yardstick diskutiert. Aufgrund der hohen Anzahl der Netzbetreiber in Deutschland bietet sich insbesondere ein DEA-basiertes Yardstickkonzept von Agrell et al. (2005) an. Mit dem Benchmarking zur Ermittlung der individuellen X-Faktoren unter dem Revenue Cap ist das Kernelement eines solchen Yardstickings bereits implementiert. Vor dem Hintergrund der durch die Energiewende bedingten Investitionserfordernisse können die Investitionsmaßnahmen nach § 23 Abs. 6 ARegV und das Qualitätselement nach §§ 18-20 ARegV sinnvolle Ergänzungen darstellen. Der Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV würde durch das jährliche Update seine Berechtigung verlieren. Auch die Fortführung des vereinfachten Verfahrens nach § 24 ARegV ist kritisch zu beurteilen.

Summary

In 2010, the German government announced a new energy concept targeted at less carbon emissions, the promotion of renewable energy sources and energy efficiency measures as well as the phase-out of nuclear power until 2022. Against the background of the current discussions regarding the implications of the shift in German energy policy for energy networks (especially the need for high investments in electricity grids) we analysed the differences of two forms of incentive regulations, revenue cap and yardstick competition, with regard to investment and innovation incentives. The main difference of these two forms of network regulation is the exogeneity of the cost base, which determines the allowed revenues of network operators. Pure exogeneity means that the cost base cannot be influenced by the regulated firm. The starting point under a revenue cap are the individual costs of the regulated operator, whereas yardsticking rests on the average costs of comparable network operators others than the regulated one. Thus, revenue caps are characterised by mostly endogenous costs, whereas the cost base under yardstick competition is mainly exogenous.

From a theoretical point of view, yardstick competition provides better investment and innovation incentives than revenue caps because of the exogenous cost base. Besides the avoidance of the well-known ratchet effect caused by cost endogeneity, yardsticking with purely exogenous costs allows the investor to keep all informational rents and thus safeguards high investment incentives. Furthermore, up- and downside risks are treated symmetrically, which avoids distortive effects. The latter cannot be guaranteed by revenue caps. On the other hand, due to longer regulatory periods revenue caps provide more stable framework conditions. However, this can be compensated by granting higher cost of capital that take into account higher revenue risks associated with yardsticking. This corresponds with the fact that yardstick competition is usually much closer to real world competition than cap approaches.

Theoretical considerations are substantiated by two different international examples of yardstick competition. Norway and The Netherlands have switched from a cap regulation to yardsticking for electricity networks in 2007. Afterwards, network investments have increased substantially in both countries.

Regarding Germany, the current regulatory framework of revenue caps for energy networks provides a sound basis for switching to yardstick competition. Due to the high number of regulated network operators, a DEA-based approach developed by Agrell et al. (2005) may fit best. Because of the expected investment requirements the implemented and the revenue cap accompanying quality of service regulation (electricity) and the investment measures (a kind of investment budget) may be preserved as they are well suited to promote network investments. Other features of the current regime (e.g. the special treatment of small operators) are problematic under a new framework of yardsticking and might be abandoned.

Abkürzungsverzeichnis

α	An Konsumenten weitergereichter Kostensenkungsanteil
β	Der Kostenbasis hinzugerechneter Investitionskostenanteil
λ	Koeffizient für die Ziellanpassung in Abhängigkeit der Zielerreichung in der Vorperiode
ρ	Grad der Exogenität der Kostenbasis bzw. Stärke des Effizianzanreizes
ψ	Durch den Ratchet Effekt verzerrter Investitionsanreiz
b	Unverzerrter Investitionsanreiz
$C_{i,t}$	Kosten des Unternehmens i in Periode t
I_i	Effizienzsteigernde Investition des Unternehmens i
l	Länge der Regulierungsperiode
N	Anzahl der regulierten Unternehmen
$p_{i,t}$	Preis des Unternehmens i in Periode t
q_t	Faktor im Rahmen einer Qualitätsregulierung in Periode t
r	Diskontrate
$R_{i,t}$	Erlöse des Unternehmens i in Periode t
T_i	Transferzahlung an das Unternehmen i
\bar{x}_i	Durchschnittsoutput des Unternehmens i
$x_{*,t}$	X-Faktor in Periode t (individuell und generell)
ACM	Autoriteit Consument & Markt (niederländische Regulierungsbehörde)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BNetzA	Bundesnetzagentur
CENS	Cost of Energy Not Supplied
CPI	Consumer Price Index (Verbraucherpreisindex)
DEA	Data Envelopment Analysis
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
KWK	Kraftwärmekopplung
NVE	Norges Vassdragsog Energidirektorat (norwegische Regulierungsbehörde)
OLS	Ordinary Least Squares
PIZ	Pauschaler Investitionszuschlag
RPI	Retail Price Index (Einzelhandelspreisindex)
SFA	Stochastic Frontier Analysis
TOTEX	Total Expenditures (Gesamtkosten)
WACC	Weighted Average Cost of Capital

1 Einleitung

Seit dem 1.1.2009 unterliegen die Strom- und Gasnetzbetreiber in Deutschland einer Anreizregulierung, die als Erlösobergrenzenregulierung (Revenue Cap) ausgestaltet ist und die zuvor etablierte Kostenregulierung (Cost Plus) abgelöst hat. Grundsätzlich werden Netzbetreiber unter einer Anreizregulierung durch die (zeitweise) Entkopplung der Erlöse von den tatsächlichen Kosten motiviert, die Versorgungsaufgabe kosteneffizient umzusetzen. Ferner wird die Gefahr einer Fehlallokation der Inputfaktoren (Goldplating) vermieden (produktive Effizienz). Allerdings wird der bestehende Regulierungsrahmen vor dem Hintergrund des Ausbaus von erneuerbaren Energien und der daraus resultierenden neuen Anforderungen an die Stromnetze insbesondere in Hinblick auf seine dynamische Anreizwirkung zunehmend kritisch hinterfragt. Es finden vermehrt Diskussionen statt, inwiefern adäquate Investitions- und darüber hinaus auch Innovationsanreize (z.B. im Rahmen der Smart Grid-Problematik im Verteilnetzbereich) bestehen, um den erforderlichen Um- und Ausbau der Netze auch von regulatorischer Seite zu gewährleisten.

Problematisch wird vor allem gesehen, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen die Möglichkeit der Erwirtschaftung zusätzlicher Renditen an die individuellen Kosten bzw. Anstrengungen des Netzbetreibers binden. Beim Revenue Cap werden zu Beginn einer jeden Regulierungsperiode die Erlöse wieder auf das aktuelle Kostenniveau des Netzbetreibers eingerastet. In diesem Zusammenhang wird argumentiert, dass eine Erlösobergrenzenregulierung durch diesen so genannten Ratchet Effekt eher zur Hebung kurzfristiger Effizienzpotenziale im Bereich der operativen Kosten anreizt, als dass langfristig adäquate Investitions- und Innovationsanreize gesetzt werden, da sich Investitionen in effizienzsteigernde Maßnahmen sozusagen innerhalb einer Regulierungsperiode amortisieren müssen.¹

Eine weitergehende Entkopplung zukünftiger Kostenreduktionen von den eigenen Anstrengungen des Unternehmens wird generell der so genannten Yardstick Competition zugesprochen.² Bei einer Anreizregulierung in Form des Yardstick-Ansatzes wird eine Preissenkungsrate vorgegeben, die sich am durchschnittlichen Produktivitätsfortschritt einer Branche orientiert. Damit werden die Erlöse nicht an den Kosten des jeweiligen Unternehmens ausgerichtet sondern an einer Größe, die außerhalb der Kontrolle des Unternehmens liegt und somit exogen ist. Heutige Kostensenkungen eines Netzbetreibers üben dadurch tendenziell einen geringeren Einfluss auf künftige Gewinnerzielungsmöglichkeiten aus.

Im Zuge der Konzeption der geltenden Anreizregulierung ist von Seiten der Bundesnetzagentur (BNetzA) perspektivisch eine Umstellung vom Revenue Cap-Ansatz auf eine Yardstick-Regulierung nach zwei Regulierungsperioden angedacht worden.³ Hin-

¹ Siehe z.B. Bauknecht und Koch (2010), Bauknecht (2011) und Müller et al. (2011).

² Siehe z.B. Agrell et al. (2005).

³ Siehe BNetzA (2006),

tergrund dieses Plans ist, dass eine Voraussetzung für die Einführung der Yardstick Competition ein vergleichbares Effizienzniveau der beteiligten Akteure ist. Über die ersten beiden Regulierungsperioden sollten die Unternehmen über die Vorgabe individueller Effizienzwerte an dieses Niveau herangeführt werden.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussionen im Zusammenhang mit der Energie- wende um einen erforderlichen Netzausbau soll im Rahmen dieser Studie der Frage nachgegangen werden, wo die grundsätzlichen Unterschiede zwischen Revenue Cap und Yardstick Competition hinsichtlich der jeweiligen Investitions- und Innovationsanreize liegen. Insbesondere soll geklärt werden, ob ein Übergang auf das Yardsticking die grundsätzliche, durch den Ratchet-Effekt bedingte Anreizproblematik unter einer Erlös-obergrenzenregulierung heilen kann. Dabei werden auch unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten der beiden Grundkonzepte diskutiert.

Die Frage der Exogenisierung der Kostenbasis über mehrere Regulierungsperioden hinweg spiegelt sich vor allem in der Investitionsproblematik wider.⁴ Daher liegt der Analysefokus auf der dynamischen Anreizwirkung. Durch die bei beiden Ansätzen vorhandene Gewinnerzielungsmöglichkeit innerhalb einer Regulierungsperiode existieren keine Unterschiede hinsichtlich der Anreize zur Hebung kurzfristiger Effizienzpotenziale (z.B. im Bereich der Betriebskosten), die im weiteren Verlauf daher nicht weiter thematisiert werden.⁵ Auch die Grundthese des Netzausbaubedarfs infolge der zunehmenden Integration erneuerbarer Energieanlagen (z.B. Wind und Photovoltaik) ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung.⁶

In einem ersten Schritt werden das Revenue Cap und der damit einhergehende Ratchet-Effekt erläutert, indem die wesentlichen Determinanten der zugrunde liegenden Anreizproblematik identifiziert werden. Anschließend wird das Konzept der Yardstick Competition vorgestellt und unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten diskutiert. In Kapitel 4 werden beide Konzepte – Revenue Cap und Yardsticking – miteinander verglichen. Dies beinhaltet zum einen eine kurze Systematisierung bzw. Abgrenzung der beiden Ansätze, indem die charakteristischen Unterschiede herausgearbeitet werden. Auf Basis dieser Abgrenzung werden danach die aus den Unterschieden resultierenden Investitions- und Innovationsanreize analysiert. Wesentliche Punkte sind hierbei die Extraktion von Informationsrenten sowie die Verlässlichkeit und Symmetrie des Regu-

4 Innovationen haben eine ähnliche Zahlungsstruktur wie Investitionen. Um Innovationspotenziale zu heben, sind anfängliche Kapitalkaufwendungen erforderlich, die erst mit einer gewissen Zeitverzögerung ihre effizienzsteigernden Wirkungen entfalten. Dies gilt insbesondere für Produktinnovationen, während Prozessinnovationen häufig mit einem wesentlich geringeren Aufwand verbunden sind (siehe z.B. Stronzik 2011). Wenn nichts anderes erwähnt wird, gelten die im Rahmen dieser Studie abgeleiteten Aussagen für Investitionen analog auch für Innovationen.

5 Nachhaltige Betriebskostenreduktionen, die ihre Wirkung über mehrere Regulierungsperioden hinweg entfalten, ähneln in ihrer Anreizproblematik derjenigen von Investitionen und werden daher nicht separat behandelt. Da diese Effizienzpotenziale in der Regel ohne größeren vorhergehenden Kapitaleinsatz gehoben werden können, refinanzieren sie sich jedoch erheblich schneller als kapitalintensive Investitionen, weshalb sich die im Rahmen dieser Studie diskutierten Anreizprobleme grundsätzlich weniger gravierend auswirken.

6 Siehe hierzu z.B. Hülsen et al. (2013) und Kohler et al. (2013).

lierungsrahmens. In Kapitel 5 werden internationale Erfahrungen mit einer Yardstick-Regulierung ausgewertet. Für Stromnetzbetreiber haben sowohl die Niederlande als auch Norwegen die Yardstick Competition seit 2007 implementiert. In Kapitel 6 werden grundsätzliche Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des deutschen Systems in Richtung eines Yardstickings erörtert. Abschließend erfolgt ein kurzes Fazit, indem die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst werden.

2 Revenue Cap und der Ratchet Effekt

Die Regulierung von Netzbetreibern durch die Vorgabe von Erlösobergrenzen ist eine Form der Anreizregulierung.⁷ Im Gegensatz zu kostenorientierten Herangehensweisen (vor allem Cost Plus und Rate of Return) sind Anreizregulierungsregime darauf ausgelegt, die direkte Verbindung zwischen den Kosten der einzelnen Unternehmen und den regulierten Tarifen (Netzentgelten) aufzulösen, um damit den Effizienzfokus von Monopolunternehmen zu schärfen. Weitere Ziele der Anreizregulierung sind die Überwindung von Informationsasymmetrien⁸ sowie die transparente und durch eine ex-ante Genehmigung der Tarife verbindliche Gestaltung des Kontraktes zwischen Regulierungsbehörde und reguliertem Netzbetreiber. Grundprinzip von Anreizregulierungsregimen ist mithin eine (phasenweise) Entkopplung von Erlösen (bzw. Preisen) und Kosten, die es dem regulierten Netzbetreiber in einem begrenzten Spielraum ermöglicht, seine Wertflüsse selbst zu steuern.

Beim Revenue Cap basieren die Erlösvorgaben für ein Unternehmen i für eine bestimmte Periode t , $R_{i,t}$, auf folgender stilisierter Formel:

$$(2-1) \quad R_{i,t} = C_{i,t_0} \cdot (1 + CPI_t - x_{gen,t}) \cdot f(x_{i,t_0}; l).$$

Charakteristisches Element des Ansatzes ist der erste Term auf der rechten Seite von Gleichung (2-1). Die unternehmensindividuellen Kosten eines bestimmten Basisjahres t_0 , C_{i,t_0} , werden mit einem Preisindex fortgeschrieben, d.h. inflationiert, wobei die Inflationsrate um einen Produktivitätsfortschritt, den generellen X-Faktor $x_{gen,t}$, reduziert wird. Zur Inflationierung wird häufig der allgemeine Verbraucherpreisindex (Consumer Price Index, CPI) oder der gesamtwirtschaftliche Einzelhandelspreisindex (Retail Price Index, RPI) herangezogen, weswegen der Ansatz vor allem in der englischsprachigen Literatur auch als CPI-X- bzw. RPI-X-Regulierung firmiert.⁹ Die Wahl des Indexes zur Inflationierung der Kostenbasis beeinflusst dabei systematisch den Aussagegehalt des generellen X-Faktors. Sowohl der CPI als auch der RPI sind outputorientierte Indices für die Gesamtwirtschaft, die eine Differenzialbetrachtung für den generellen X-Faktor erfordern. In diesem Fall ist der X-Faktor eine relative Größe und beinhaltet einen Vergleich der Entwicklung der regulierten Industrie mit der Entwicklung der Gesamtwirtschaft. Die im Rahmen der Anreizregulierung geforderte Produktivitätsanpassung ergibt sich dann aus dem Produktivitätsdifferenzial der regulierten Industrie im Vergleich zur Gesamtwirtschaft, korrigiert um Abweichungen in der Preisentwicklung zwischen Ökonomie

⁷ Weitere Formen der Anreizregulierung sind neben dem Revenue Cap das direkt verwandte Price Cap sowie die Yardstick Competition. Während auf Yardsticking noch eingehend in Kapitel 3 eingegangen wird, sei für eine Beschreibung des Price Cap-Ansatzes auf Müller et al. (2010: 12ff.) verwiesen. Im Gegensatz zu den Erlösen werden dort direkt die Tarife (Netzentgelte) einer Regulierung unterworfen.

⁸ Die regulierten Unternehmen sind in der Regel besser über ihre eigene Kostenstruktur informiert als der Regulierer, der diese Kosten jedoch einer Überprüfung unterziehen soll. Daher kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass Netzbetreiber im Regulierungsprozess einen gewissen Informationsvorsprung gegenüber der Aufsichtsbehörde besitzen. Dies bezieht sich nicht nur auf das aktuelle Kostenniveau sondern auch auf mögliche kurz-, mittel- und langfristige Einsparungspotenziale durch verbesserten Ressourceneinsatz. Dieser Informationsvorsprung wiederum eröffnet den Netzbetreibern Raum für strategisches Verhalten gegenüber dem Regulierer.

⁹ Siehe z.B. Bernstein und Sappington (2001).

und Industrie. Wird hingegen ein Inputpreisindex des regulierten Sektors zur Inflationierung der Kostenbasis herangezogen, so bildet der allgemeine X-Faktor alleine den zu erwartenden sektoralen technologischen Produktivitätsfortschritt in Form der Änderung der sektoralen totalen Faktorproduktivität ab. Die Verwendung des allgemeinen X-Faktors als relative Größe bei einer Inflationierung der Kostenbasis mit einer allgemeinen Inflationsrate der Gesamtwirtschaft dient quasi dazu, die in der Inflationsrate enthaltenen gesamtwirtschaftlichen Entwicklungen wieder über den allgemeinen X-Faktor herauszurechnen, um wettbewerbliche Bedingungen im regulierten Sektor zu simulieren.¹⁰

Während der generelle X-Faktor sowie die Inflationsrate für den Netzbetreiber exogene Größen darstellen, d.h. außerhalb seines Verantwortungsbereichs bzw. seiner Einfluss-sphäre liegen, werden die individuellen Kosten maßgeblich durch Entscheidungen des betrachteten Unternehmens bestimmt. Die Basisgröße zur Ermittlung der Erlösobergrenze ist mithin endogen.

Der Ausdruck $(1 + CPI_t - x_{gen,t})$ korrespondiert mit der Verschiebung der Produktionsgrenze effizienter Unternehmen über die Zeit (technologischer Fortschritt), was auch als Frontier Shift bezeichnet wird. Neben dieser allgemeinen und für alle regulierten Netzbetreiber geltenden Vorgabe beinhaltet das Revenue Cap in der Regel auch eine Komponente zur individuellen Effizienzverbesserung, $f(x_{i,t0}; l)$, um bisher ineffiziente Unternehmen an die Produktionsgrenze heranzuführen (Catch up). Zur Bestimmung der individuellen Effizienzvorgaben wird in der Regel ein Benchmarking durchgeführt, in dem die Kosten des betrachteten Unternehmens in Relation zu den Kosten vergleichbarer Netzbetreiber gesetzt werden. Die technische Ineffizienz einer Netzgesellschaft $(x_{i,t0})$ ¹¹ stellt somit eine gemischte Relation hinsichtlich der Exogenität der eingehenden Größen dar. Während der „Zähler“ die unternehmensindividuellen Kosten beinhaltet und endogen ist, wird der „Nenner“ durch die Kosten (strukturell) vergleichbarer Netzbetreiber bestimmt. Für das regulierte Unternehmen ist dieses Datum mithin exogen. Zur Ermittlung der Erlösobergrenze für das Unternehmen i im Jahr t wird die abzubauenen Ineffizienz ferner über die Länge l einer (oder mehrerer) Regulierungsperioden verteilt. Dies bedeutet, dass ceteris paribus die erlaubten Erlöse am Anfang einer Regulierungsperiode höher sind als am Ende, wenn ein Großteil der ineffizienten Kosten bereits abgebaut sein soll. Die Länge einer Regulierungsperiode im Rahmen einer Erlösobergrenzenregulierung beträgt üblicherweise drei bis fünf Jahre. Während der Regulierungsperiode wird dem Netzbetreiber somit eine zusätzliche Gewinnerzielungsmöglichkeit eingeräumt, wenn seine Kosten unterhalb der Erlösobergrenze liegen. Dies impliziert, dass das Unternehmen Einsparpotenziale realisiert, die über die regulatorischen

¹⁰ Siehe z.B. Bernstein und Sappington (1999) sowie Stronzik und Wissner (2013). Während in Deutschland ein outputorientierter Index der Gesamtwirtschaft verwendet wird, werden die Kosten österreichischer Gasverteilnetzbetreiber mit einem sektoraler Inputpreisindex inflationiert (siehe Schweinsberg et al. 2012).

¹¹ Die sich aus dem Benchmarking ergebende Effizienzvorgabe für das einzelne Unternehmen wird in Abgrenzung zum generellen X-Faktor auch als individueller X-Faktor bezeichnet.

Vorgaben des generellen ($x_{gen,t}$) und des individuellen X-Faktors ($f(x_{i,t0}; l)$) hinausgehen. Diese Effizienzgewinne kann der Netzbetreiber einbehalten.

Zu Beginn der nächsten Regulierungsperiode werden erneut die tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers i erhoben und durch die Regulierungsbehörde geprüft.¹² Diese Kosten bilden gemäß Formel (2-1) den Ausgangspunkt für die erlaubten Erlöse in der neuen Regulierungsperiode. Die Erlöse werden gewissermaßen auf diesem neuen individuellen Kostenniveau eingerastet. Da somit der Erlöspfad für ein reguliertes Unternehmen in einer bestimmten Regulierungsperiode von Maßnahmen (z.B. Investitionen, Kostenniveau und Kostenreduktion) desselben Unternehmens in einer vorhergehenden Regulierungsperiode abhängt, ergibt sich ein dynamisches Anreizproblem, der sogenannte Ratchet Effekt. Laffont und Tirole (1993: 375f.) beschreiben das mit diesem Effekt einhergehende Problem folgendermaßen: „If (the regulated firm) produces at a low cost today, the regulator might infer that low costs are not that hard to achieve and tomorrow offer a demanding incentive scheme. That is, the firm jeopardizes futures rents by being efficient.“ Weitzman (1980: 302f.) definiert: „The dynamic incentive problem (...) arises from the well-known tendency of planners to use current performance as a criterion in determining future goals. This tendency has sometimes been called the “ratchet principle” of economic planning, because current performance acts like a notched gear wheel in fixing the point of departure for next period’s target. (...) In such situations, agents face a dynamic tradeoff between present rewards from better current performance and future losses from the assignment of higher targets.“¹³

Durch das Einrasten des Netzbetreibers auf sein aktuelles tatsächliches Kostenniveau zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode wird die Vorgabe für diese Periode maßgeblich durch Maßnahmen des Netzbetreibers in den vorausgegangenen Perioden bestimmt. Je größer seine Anstrengungen in der Vergangenheit waren, die Kosten zu reduzieren, desto geringer fällt ceteris paribus die Erlösobergrenze für die folgende Regulierungsperiode aus. Sei b der unverzerrte Anreiz des Unternehmens, in kostensenkende Maßnahmen zu investieren, der sich aus der Differenz der Erlöse und den tatsächlichen Kosten ergibt. Durch den Ratchet Effekt wird der Investitionsanreiz ψ folgendermaßen verändert:¹⁴

$$(2-2) \quad \psi = \frac{b}{1+\lambda/r}.$$

Die beiden zentralen Einflussvariablen sind der Koeffizient λ , der angibt, um welchen Betrag das Ziel aufgrund einer Zielüberschreitung in der Vorperiode erhöht wird (bzw. die Erlöse aufgrund einer Kostensenkung in der Vorperiode reduziert werden), und die

¹² Unter Umständen erfolgt zudem ein erneutes Benchmarking, um den individuellen X-Faktor für die beginnende Regulierungsperiode neu zu bestimmen. Ferner kann es im Rahmen der Kostenprüfung bereits zu bestimmten Kürzungen kommen, wenn die übermittelten Werte von der Regulierungsbehörde als unsachgemäß eingestuft werden.

¹³ Freixas et al. (1985: 173) beschreiben den Ratchet Effekt folgendermaßen: „As the planner revises the scheme over time to take into account information provided by the firm’s performance, this induces firms to underproduce to avoid more demanding schedules in the future.“

¹⁴ Siehe Weitzman (1980) und Laffont und Tirole (1993).

Diskontrate r . Ein positiver Anpassungskoeffizient führt gemäß Gleichung (2-2) zu einem verminderten Investitionsanreiz. Dabei wird λ sowohl durch die Endogenität der Kostenbasis als auch durch das Verhalten des Regulierers determiniert. Beim Revenue Cap ist λ durch den individuellen Kostenbezug hoch. Allerdings wird insbesondere durch ein Benchmarking dieser Verzerrungseffekt abgemildert. Der Bezug auf eine exogene Kostengröße ermöglicht es dem Netzbetreiber, seine Erlösaussichten durch Kostenreduktionen für die folgenden Regulierungsperioden zu verbessern, indem er die individuellen Effizienzvorgaben reduziert. Der Anpassungskoeffizient wird ebenfalls durch die Glaubwürdigkeit bzw. Verlässlichkeit des Regulierers (bzw. der regulatorischen Rahmenbedingungen) positiv beeinflusst. Der Verzerrungseffekt verschwindet gänzlich bei $\lambda = 0$.

Der Ratchet Effekt wird ebenfalls durch hohe Diskontraten abgemildert. Dabei wird die Diskontrate maßgeblich durch die Länge der Regulierungsperioden bestimmt. Je länger eine Periode dauert, desto höher ist die Diskontrate und desto geringer ist die Verzerrungswirkung, da den negativen Effekten heutiger Kostensenkungen auf zukünftige Erlöse ein geringeres Gewicht beigemessen wird. Der Extremfall von $l = \infty$ impliziert $r = \infty$, so dass wieder $\psi = b$ gilt, unabhängig von der Höhe von λ .

Der Ratchet Effekt impliziert zwei Folgewirkungen. Die Abschöpfung von Effizienzgewinnen beim nächsten Kostenbezug führt generell zu einem reduzierten Anreiz zur Durchführung von kostensenkenden Maßnahmen in der laufenden Periode. Dies wiederum bewirkt eine allgemeine Erhöhung des Kostenniveaus, da potenzielle effizienzverbessernde Maßnahmen unterbleiben. Ferner besteht ein Anreiz für strategische Kostenerhöhungen gegen Ende einer Regulierungsperiode, da Kostensenkungen weniger lohnend und somit eher in die nächste Regulierungsperiode verschoben werden. Hierdurch kommt es zu einer Erhöhung des Kostenausgangsniveaus für die nächste Regulierungsperiode ($C_{i,t0}$).

3 Yardstick Competition

Das in Kapitel 2 beschriebene dynamische Anreizproblem wird vor allem dadurch hervorgerufen, dass sich die Erlösvorgabe für eine Regulierungsperiode zu einem wesentlichen Teil auf die individuellen Kosten des regulierten Netzbetreibers stützt. Daraus resultiert eine Endogenität der Zielvorgabe, da die Erlösobergrenze durch Maßnahmen des Unternehmens in zurückliegenden Regulierungsperioden beeinflusst wird. Um dieses Endogenitätsproblem zu überwinden, bedarf es somit einer Exogenisierung der Zielsetzung in der Form, dass die Erlösobergrenze unabhängig von vergangenen Effizienzmaßnahmen des regulierten Unternehmens wird. Die Entkopplung zukünftiger Preisreduktionen von den eigenen Anstrengungen eines Netzbetreibers ist die Grundidee der Yardstick Competition. Im Folgenden werden drei Ausgestaltungsvarianten des Yardstick Competition vorgestellt. Die Grundidee der Yardstick Competition geht auf Schleifer (1985) zurück, die in Abschnitt 3.1 diskutiert wird. In Abschnitt 3.2 wird der Ansatz von Agrell et al. (2005) erläutert, dessen charakteristisches Element die Nutzung der Data Envelopment Analysis (DEA) ist. Abschließend wird eine Weiterentwicklung durch Meran und Hirschhausen (2009) präsentiert, die im Gegensatz zur Grundidee von Schleifer eine Preisdiskriminierung erlaubt. Neben der Vorstellung der verschiedenen Ansätze erfolgt zudem die Identifizierung von Modellannahmen, die im Kontext der Netzregulierung als problematisch einzustufen sind.

3.1 Schleifer (1985)

Die Exogenisierung der Zielvorgabe wird bei der Grundidee von Schleifer (1985) dadurch erreicht, dass sich die Vorgaben für ein bestimmtes Unternehmen ausschließlich auf Kostengrößen anderer, vergleichbarer¹⁵ Unternehmen beziehen. Dabei wird angenommen, dass Netzbetreiber ihre Grenzkosten c durch Investitionen in Höhe von $I(c)$ reduzieren können. Je höher die Investition ist, desto geringer fallen die Grenzkosten aus, d.h. $I'(c) < 0$. Allerdings nehmen die zusätzlichen Kostenreduktionen mit zunehmender Investition ab, d.h. $I''(c) > 0$.¹⁶ Im Rahmen des Schleifer-Ansatzes hat der Regulierer zwei Handlungsparameter, den Preis p für den Output des Unternehmens und die Transferzahlung T .¹⁷ Aufgrund der Anwendung auf natürliche Monopole ist eine Transferzahlung erforderlich, um Kostendeckung beim regulierten Unternehmen zu gewährleisten, da die Kostenverläufe im Bereich der relevanten Nachfrage subadditiv sind.¹⁸

¹⁵ Genauer gesagt: Schleifer unterstellt Unternehmen mit identischen Kostenstrukturen.

¹⁶ Diese Annahme korrespondiert mit der in der Ökonomie üblichen Annahme, dass die Grenzerträge mit zunehmendem Ressourceneinsatz fallen bzw. Grenzkosten steigen.

¹⁷ Im Energiebereich entspricht p der Festlegung der Höhe der Netzentgelte. Durch die gleichzeitige Festlegung der Transferzahlung T korrespondiert der Ansatz sowohl mit einer Preis- als auch einer Erlösobergrenzenregulierung.

¹⁸ Subadditivität bedeutet, dass die Nachfrage am kostengünstigsten durch ein einzelnes Unternehmen bedient werden kann. Dies kann z.B. aufgrund von Größenvorteilen bedingt sein, die zu sinkenden Durchschnittskosten führen. In diesem Fall liegen die Grenzkosten unterhalb der Durchschnittskosten, so dass eine Grenzpreisbildung zu dauerhaften Verlusten beim regulierten Unternehmen führen würde.

Die Regulierung erfolgt in drei Schritten. Zunächst legt die Regulierungsbehörde eine Preisregel fest, woraufhin die Unternehmen in Kostenreduktionen investieren und einen entsprechenden Output produzieren. Auf Basis dieses Outputs bestimmt der Regulierer in einem dritten Schritt die Transferzahlung, die das Unternehmen erhält. Durch folgende Vorgaben kann bei N vergleichbaren Unternehmen die Gesamtwohlfahrt optimiert werden:

$$(3-1) \quad p_i = c_i = \frac{1}{N-1} \sum_{j \neq i} c_j \quad (\text{variable Kosten})$$

$$T_i = I_i = \frac{1}{N-1} \sum_{j \neq i} I(c_j) \quad (\text{fixe Kosten})$$

Die erste Gleichung in Formel (3-1) besagt, dass die variablen Kosten c_i eines regulierten Unternehmens in der Höhe des Durchschnitts der variablen Kosten der anderen N-1 vergleichbaren Unternehmen entgolten werden (Preisregel: $p_i = c_i$). Analog wird die Transferzahlung T_i an dieses Unternehmen festgelegt, mit der die fixen Kosten für Investitionen in Maßnahmen zur Kostenreduktion (I_i) abgegolten werden. Diese entsprechen den durchschnittlichen Investitionskosten der anderen N-1 Unternehmen, für die die Regulierung Anwendung findet. Somit sind sowohl die Transferzahlung als auch der Preis, den das Unternehmen für seine Leistung erhält, unabhängig von den eigenen Kosten c_i . Dies gilt für alle N Unternehmen. Da die unternehmensindividuellen Kosten keinen Einfluss auf den zu erzielenden Preis und die Höhe der Transferzahlung haben, hat die Wahl der unternehmensindividuellen Kosten auch keinen Einfluss auf zukünftig zu erzielende Erlöse. Daher wählen alle Netzbetreiber im Rahmen ihrer Gewinnoptimierung das wohlfahrtsoptimale Grenzkostenniveau c^* . Dies wiederum impliziert, dass sie auch zu einer wohlfahrtsoptimalen Investitionstätigkeit $I^*(c^*)$ angereizt werden.

Der Modellansatz weist eine Reihe von Annahmen auf, die im Kontext der Netzregulierung nicht unproblematisch sind. Zuvorderst wird unterstellt, dass die betrachteten Unternehmen vergleichbar sind, d.h., dass sie ähnliche Kostenstrukturen aufweisen. Ist dies nicht der Fall, so ist eine entsprechende Korrektur für die Kostenheterogenität erforderlich.¹⁹ Bei einer unzureichenden Korrektur für die Heterogenität kommt es im Ergebnis zu einer Abweichung vom wohlfahrtsökonomischen Optimum, da sich die Unternehmen innerhalb gewisser Unschärfbereiche individuell optimieren können. Für die Netzbetreiber eröffnet sich die Möglichkeit für strategisches Verhalten, so dass individuelles und gesamtgesellschaftliches Optimum auseinanderfallen. Ferner beinhaltet der Ansatz einen lump-sum Transfer in Höhe von T_i zur Abdeckung der Fixkosten, der in Form zweiteiliger Tarife oder staatlicher Zuschüsse ausgestaltet werden kann. Dieses zentrale Element wird in Diskussionen um mögliche Regulierungsansätze oft überse-

¹⁹ Schleifer (1985: 324ff.) schlägt z.B. die Verwendung von Regressionen vor, um die relevanten Treiber für Kostenunterschiede zu identifizieren, so dass im Anschluss die unternehmensindividuellen Kosten entsprechend bereinigt werden können. An dieser Problematik setzen Agrell et al. (2005) an, die die Forderung homogener Kostenstrukturen dahingehend abschwächen, indem sie unter Verwendung der DEA-Technik implizit für Kostenunterschiede kontrollieren. Weitere Erläuterungen folgen in Abschnitt 3.2.

hen. Insbesondere die Bestimmung der Höhe gestaltet sich in der Regulierungspraxis schwierig. Beispielhaft sei der Einfluss unterschiedlicher Investitionszyklen genannt.

Generell sind keine extensiven Informationsvoraussetzungen erforderlich. Es genügt, wenn der Regulierer ex post c und $l(c)$ aller Unternehmen beobachten kann und danach die Höhe des Preises und der Transferzahlungen für die folgende Regulierungsperiode festlegt. Es sind keine Abschätzungen über zukünftige Entwicklungen erforderlich. Allerdings werden die variablen und fixen Kostenbestandteile gemäß Gleichung (3-1) getrennten Regelungen unterworfen, so dass keine Preisdifferenzierungen zweiten oder dritten Grades möglich sind, wodurch es ebenfalls zu Abweichungen vom Optimum kommen kann.²⁰ Dies gilt insbesondere, wenn Kostenheterogenität existiert, diese aber nicht durch Hilfsvariablen erfasst werden kann.²¹ Würde den Unternehmen eine gewisse Preisflexibilität eingeräumt werden, könnten sie die durch die nicht erfasste Kostenheterogenität bedingten Abweichungen vom Optimum durch entsprechende Preisdiskriminierungen (zumindest teilweise) wieder kompensieren.²²

Problematisch sind zudem die beiden Annahmen, dass es keine Outputänderungen gibt und dass Marktaustritte (Zulassung von Insolvenzen) möglich sind. Insbesondere die erste Annahme wirft die Frage auf, inwiefern der Modellansatz auch Investitionen in den Netzausbau aufgrund eines zunehmenden Energieabsatzes (Erweiterungsinvestitionen) oder Rückbauaktivitäten aufgrund eines abnehmenden Verbrauchs abdeckt.²³ Die Zulassung von Insolvenzen ist im Endeffekt eine Problematik aller Anreizregulierungsregime. Ohne diese bindende Nebenbedingung haben regulierte Unternehmen in allen Regimen den Anreiz, sich nicht optimal zu verhalten, da abweichendes Agieren nicht entsprechend sanktioniert wird. Das Fehlen einer solchen Option reizt z.B. dazu an, riskantere Investitionen zu tätigen als ein vergleichbares, am Markt agierendes Unter-

20 Eine Preisdifferenzierung ersten Grades, bei der der Monopolist verschiedene Outputseinheiten zu unterschiedlichen Preisen verkauft und diese Preise von Person zu Person verschieden sein können, ist nur im Fall eines unregulierten Monopolisten relevant. Durch die vollständige Abschöpfung der Konsumentenrente würde eine Transferzahlung obsolet werden (siehe z.B. Varian 2001: 420). Preisdifferenzierungen zweiten und dritten Grades sind hingegen auch bei regulierten Monopolen relevant. Bei der Preisdifferenzierung zweiten Grades sind die Preise für unterschiedliche Mengen verschieden, nicht jedoch hinsichtlich der Personen. Beispiele sind Mengenrabatte oder nicht-lineare Tarife. Preisdifferenzierung dritten Grades liegt vor, wenn der Monopolist den Output an verschiedene Personen zu unterschiedlichen Preisen verkauft, für jede Outputseinheit jedoch, die an einen bestimmten Abnehmerkreis verkauft wird, denselben Preis verlangt. Beispiele sind zeitlich oder regional differenzierte Netzentgelte, die insbesondere im Zusammenhang mit der Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz zunehmend diskutiert werden (siehe z.B. Brandstätter et al. 2011).

21 Dieses Problem der so genannten unbeobachtbaren Heterogenität (unobserved heterogeneity) ist auch in der Ökonometrie weit verbreitet. Dort führt es zu Fehlern in der statistischen Inferenz. Gründe für das Vorliegen von „unobserved heterogeneity“ sind z.B. nicht berücksichtigte Variablen, die einen signifikanten Erklärungsbeitrag leisten (siehe z.B. Arellano 2003).

22 Siehe Meran und Hirschhausen (2009). Daher modifizieren die beiden Autoren den Schleifer-Ansatz entsprechend, um Preisdifferenzierungen zu ermöglichen. Zu weiteren Erläuterungen siehe Abschnitt 3.3.

23 Der Rückbau von Netzen ist in Deutschland vor allem in Teilen der östlichen Bundesländer aufgrund einer zurückgehenden Bevölkerung und des Wegzugs energieintensiver Industrien ein Thema. Im Gasnetz – zumindest im Verteilnetz – gewinnt die Handhabung von Netzzückbaukosten an Bedeutung, wenn der Gasabsatz aufgrund verbesserter Wärmedämmungen in Zukunft signifikant sinkt, ohne dass der Rückgang durch andere Netznutzungsmöglichkeiten aufgefangen wird (z.B. durch Power to Gas).

nehmen. Die Möglichkeit, dass Netzbetreiber aus dem Markt ausscheiden können, ist mithin eine notwendige Voraussetzung, dass Anreizregulierungsregime ihre Lenkungswirkung vollständig entfalten können.

3.2 Agrell et al. (2005)

Ein weiterer Ansatz der Yardstick Competition als Form der Anreizregulierung ist von Agrell et al. (2005) entwickelt worden. Sie stellen einen dynamischen Regulierungsmechanismus in einem Prinzipal-Agent Modell dar, wobei der Regulierer der Prinzipal und der Netzbetreiber der Agent ist. Der dynamische Aspekt liegt darin, dass laufend anhand aktueller Input- und Outputinformationen mittels einer DEA Analyse die Zielvorgaben für die Unternehmen bestimmt werden. Den Rahmen bildet mithin ein sequentielles Anreizmodell, d.h., dass innerhalb einer Regulierungsperiode (z.B. von fünf Jahren) regelmäßig (z.B. jährlich) die Zielvorgaben angepasst werden. Durch den Ansatz können grundsätzlich Unternehmen berücksichtigt werden, die sowohl unterschiedliche Kostenstrukturen als auch unterschiedliche Effizienzniveaus aufweisen. Die Herstellung der Vergleichbarkeit der regulierten Unternehmen erfolgt mittels der DEA. Auf Basis von tatsächlichen Kostendaten der Netzbetreiber (Input), Informationen über deren Versorgungsaufgabe (Output) und der Berücksichtigung weiterer so genannter Strukturparameter wird eine DEA-basierte Kostennorm C_t^{DEA} ermittelt.

Einem Netzbetreiber i werden durch die Regulierungsbehörde Erlöse $R_{i,t}$ in Höhe der tatsächlichen individuellen Kosten $C_{i,t}$ plus einem Anreizterm zugestanden, der sich aus der Differenz der durch die DEA ermittelten Kostennorm und den individuellen Kosten ergibt:²⁴

$$(3-2) \quad R_{i,t} = C_{i,t} + \rho [C_t^{DEA} - C_{i,t}].$$

Liegen die tatsächlichen Kosten unter (über) der DEA-basierten Kostennorm, so erhält das Unternehmen einen Bonus (Malus) in Höhe von $\rho(C_t^{DEA} - C_{i,t})$. Die Höhe von ρ bestimmt somit die Stärke des Anreizes für die Netzbetreiber, die Kostennorm zu unterbieten. Je höher ρ , desto stärker fällt der Anreiz aus. ρ kann auch als Schattenpreis für die individuelle Ineffizienz (Slack) interpretiert werden.²⁵ Bei $\rho = 0$ werden den Netzbetreibern immer die tatsächlichen Kosten entgolten, was einer Cost-plus Regulierung entspricht. Die Höhe von ρ kann entweder einseitig durch die Regulierungsbehörde festgelegt werden oder das Ergebnis von Verhandlungen zwischen den beteiligten Parteien sein.

Das sequentielle Anreizmodell bedeutet, dass innerhalb einer Regulierungsperiode in jedem Jahr eine DEA auf Basis aktueller Kosten und Informationen über die Output-

²⁴ Eine Analogie findet dieser Anreizterm in der deutschen Netzregulierung im so genannten Q-Element der Qualitätsregulierung, die das Revenue Cap additiv ergänzt.

²⁵ Vgl. Agrell et al. (2005: 181). Allerdings ist zu prüfen, inwiefern der Ratchet Effekt bei kleinem ρ wieder aufleben kann. Der Grundgedanke dabei ist, dass bei einem kleinen ρ der Vorteil aus einer Erhöhung der individuellen Kosten unter Umständen den Nachteil in Form des Malus überwiegt.

und Strukturparameter durchgeführt wird und die erlaubten Erlöse gemäß Gleichung (3-2) festgelegt werden. Durch dieses Design werden die Netzbetreiber sowohl zu statischer (in jeder Periode) als auch dynamischer (über mehrere Perioden) Effizienz angereizt. Wesentliche Verhaltensdeterminanten sind zum einen die durch den Anreizterm in Gleichung (3-2) implementierte Gewinnmöglichkeit für das Unternehmen und zum anderen die durch die DEA implementierte Unsicherheit über die relative Position (Effizienz) gegenüber vergleichbaren Netzbetreibern. Da die Erlöse nicht im Ausgangsjahr für die gesamte Regulierungsperiode festgelegt werden, sondern die Erlöse jährlich auf Basis der zusätzlichen Informationen der Vorjahre angepasst werden, wird der Ratchet Effekt vermieden. Dies bedeutet zudem, dass der aus der Planungstheorie bekannte Zielkonflikt zwischen dem Kontrollproblem (Anreiz zu Kosteneffizienz in jeder Periode) und dem Lernproblem (Informationsoffenbarung und Umgang mit neuen Informationen über die Zeit) durch das sequentielle Update des DEA Yardsticks gelöst wird.²⁶

Zentraler Baustein des Ansatzes ist die DEA, mit der die Effizienz einzelner Unternehmen sowie die sektorale Effizienzgrenze bestimmt werden kann. Aufgrund der asymmetrischen Information hat der Regulierer in der Regel nur eine ungenügende Information über diese minimalen Kosten, zu denen die Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers erfüllt werden kann. Ziel der DEA ist es, aus bestehenden Daten diese Information zu extrahieren. Dabei erfolgt eine Abschätzung über die Obergrenze der tatsächlichen minimalen (unbekannten) Produktionskosten. Bezüglich anderer Methoden zur Effizienzmessung weist die DEA den Vorteil auf, dass nur geringe Restriktionen hinsichtlich der Abbildung von Produktionsfunktionen bestehen.²⁷ Aufgrund dieser Flexibilität können auch Veränderungen in der Input-Output Struktur über die Zeit erfasst werden, indem z.B. neue Output- und Strukturparameter mitberücksichtigt werden oder nicht mehr relevante Variablen eliminiert werden.²⁸ Agrell et al. (2005) verwenden das Konzept der Supereffizienz, was DEA-Effizienzwerte größer als Eins ermöglicht. Um die Einflussmöglichkeiten des einzelnen Netzbetreibers auf die DEA-basierte Kostennorm auszuschließen, gehen nur Kosten- und Parameterdaten des betrachteten Netzbetreibers i aus der Vergangenheit in die Analyse ein, jedoch keine aktuellen Informationen. Aktuelle Kosteninformationen werden nur von den anderen $(N-1)$ Netzbetreibern ($j \neq i$) verwendet. Dies bedeutet, dass für jedes Unternehmen eine DEA separat gerechnet wird. Aus den letzten beiden Punkten (Supereffizienz und $j \neq i$) folgt zudem, dass bei effizienten Netzbetreibern die tatsächlichen Kosten unter der DEA-Kostennorm liegen können, so dass zusätzlich zu den bestehenden Kosten ein Bonus gewährt wird. Der Ansatz kann auch um eine so genannte Catch-up Komponente erweitert werden, um unterschiedliche Starteffizienzen der Unternehmen zu berücksichtigen und eine Überfor-

²⁶ Siehe Rodgarkia-Dara (2007).

²⁷ Siehe z.B. Franz und Stronzik (2005) und Coelli et al. (1998, 2003).

²⁸ In Deutschland erfolgte eine solche Anpassung z.B. im Rahmen des Erweiterungsfaktors, der Investitionen in Netzerweiterungen adressiert und Änderungen in der Versorgungsaufgabe über eine entsprechende Adjustierung der Erlösobergrenze mittels bestimmter zugrunde liegender Kostentreiber erfasst. Seit 2010 wird dort die Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen bei Stromverteilnetzbetreibern als zusätzlicher Kostentreiber berücksichtigt, was vorher nicht der Fall war (vgl. BNetzA 2010a). Zu weiteren Erläuterungen zum deutschen System siehe Kapitel 6.

derung einzelner Netzbetreiber zu vermeiden. Dabei wird die aufzuholende Ineffizienz über mehrere Jahre verteilt.²⁹

Durch das Vorgehen wird die Verschiebung der Effizienzgrenze, die im Rahmen des Revenue Cap bei entsprechender Ausgestaltung der Kosteninflationierung dem generellen X-Faktor entspricht,³⁰ gewissermaßen modellendogen bestimmt. Allerdings beinhaltet auch das DEA-basierte Yardstickimplikationen und Prämissen, die trotz der Abschwächung der Annahme vergleichbarer Unternehmen im Kontext der Regulierung von Betreibern von Strom- oder Gasnetzen nicht unproblematisch sind. So bedingt das sequentielle Informationsupdate mit der einhergehenden Anpassung der Erlösobergrenze stark schwankende Erlöse auf Seiten der Netzbetreiber. Diese Unsicherheit kann Investitionsanreize reduzieren. Auf der anderen Seite ist es im Modellrahmen von Agrell et al. (2005) gerade diese durch die DEA implementierte Unsicherheit, die neben der Gewinnmöglichkeit zu dynamisch effizientem Verhalten der Akteure anreizt. Entscheidende Stellgröße in der Praxis wird die Festlegung des Zinssatzes sein, mit dem das eingesetzte Kapital im Rahmen der Ermittlung der kalkulatorischen Kapitalkosten verzinst wird. Die höhere Erlösunsicherheit beim Yardstickimplikationen erfordert unter sonst gleichen Bedingungen einen entsprechend höheren kalkulatorischen Zinssatz als beim Revenue Cap. Das Yardstickimplikationen ist durch die zusätzliche Unsicherheit gewissermaßen näher an wettbewerbsanaloge Bedingungen als eine Erlösobergrenzenregulierung.

Ferner wird eine unelastische und stabile Nachfrage unterstellt, wodurch Erweiterungsinvestitionen weitgehend ausgeblendet bleiben. Darüber hinaus hängt die Güte des Gesamtsystems von der Güte des Benchmarkings ab. Auf der einen Seite ermöglicht die DEA die Herstellung der Vergleichbarkeit eigentlich strukturell unterschiedlicher Netzbetreiber über die Berücksichtigung entsprechender Strukturparameter. Auch können Änderungen in der Input-Output Struktur über eine damit korrespondierende Anpassung der Benchmarkingparameter erfasst werden. Auf der anderen Seite wird Anreizkompatibilität nur erreicht, wenn die zugrunde liegenden Verhaltensdeterminanten für Investitionen und Innovationen über entsprechende Outputparameter korrekt in der DEA abgebildet werden. Die Frage in der praktischen Umsetzung ist, ob alle relevanten Leistungsdimensionen eines Netzbetreibers adäquat in der DEA erfasst sind. Neben den üblichen Angaben über das Netz müssten z.B. auch Parameter enthalten sein, die die Versorgungsqualität erfassen. Besonders problematisch dürfte sich die Abbildung von Innovationen gestalten. Generell lassen sich Prozess- und Produktinnovationen differenzieren.³¹ Während Prozessinnovationen oft nur zu einer Reduktion der betrieblichen Kosten führen und somit relativ gut erfassbar sind, lassen sich Produktinnovationen

²⁹ Siehe Agrell et al. (2005: 185f.). Im Endeffekt entspricht diese Erweiterung dem Verteilungsfaktor in der deutschen Anreizregulierung. Zu weiteren Erläuterungen zum deutschen System siehe Kapitel 6.

³⁰ Siehe Kapitel 2.

³¹ Zu folgenden Ausführungen siehe auch Stronzik (2011).

nen in der Regel nur schwer über die Menge bereits berücksichtigter Parameter abbilden. Aber gerade diese Innovationen sind häufig sehr forschungs- und kapitalintensiv.³²

Abschließend sei noch auf ein methodisches Problem der DEA hingewiesen. Unternehmen auf der Effizienzgrenze mit extremen Merkmalsausprägungen, die somit ein Alleinstellungsmerkmal haben, können oft ihre Kosten inflationieren, ohne dass sich ihr Effizienzwert ändert. Dieses Phänomen ist auch unter dem Begriff der Slack-Problematik bekannt und gilt insbesondere bei Anwendung des Konzeptes der Supereffizienz.³³ Um die Gefahr des Auftretens der Slack-Problematik zu begrenzen, sollte die Anzahl der Outputparameter so gering wie möglich gehalten werden, so dass bei der Optimierung hinreichend viele Freiheitsgrade verbleiben. Diese Vorgabe konfliktiert unter Umständen mit dem Wunsch, die Diversität der betrachteten Netzbetreiber möglichst genau abzubilden. Zur Lösung dieses Zielkonflikts schlagen Agrell et al. (2005: 197) in Extremfällen eine Einzelfallprüfung im Rahmen eines Cost-Plus-Ansatzes für Unternehmen mit Alleinstellungsmerkmal vor.

3.3 Meran und Hirschhausen (2009)

Wie in Abschnitt 3.1 erwähnt, erlaubt der Ansatz von Schleifer (1985) keine Preisdiskriminierung zweiten und dritten Grades, da die variablen und fixen Kostenbestandteile separat adressiert werden (siehe Formel ((3-1)), wodurch der Ansatz besonders anfällig in Hinblick auf heterogene Kostenstrukturen bei den regulierten Unternehmen ist. Meran und Hirschhausen (2009) modifizieren das Schleifer-Yardsticking dahingehend, dass auf eine isolierte Regulierung der einzelnen Tarifbestandteile verzichtet wird:³⁴

$$(3-3) \quad \bar{c}_i = \frac{1}{N-1} \sum_{j \neq i} C(x_j, c_j) = \frac{1}{N-1} \sum_{j \neq i} [c_j x_j + I(c_j)] \quad (\text{Durchschnittskosten})$$

$$\bar{x}_i = \frac{1}{N-1} \sum_{j \neq i} x_j \quad (\text{Durchschnittsoutput})$$

$$p_i \bar{x}_i + \tau_i \leq \bar{c}_i \quad (\text{Regulierungsbedingung}).$$

Die Regulierungsbedingung in Formel (3-3) besagt, dass der Netzbetreiber seine Entgeltbestandteile, den variablen Anteil p_i und die fixe Komponente τ_i , frei wählen kann, so dass die mengengewichteten Erlöse die durchschnittlichen Gesamtkosten \bar{c}_i der anderen (N-1) vergleichbaren Unternehmen nicht überschreiten. Zur Mengengewichtung wird ebenfalls der durchschnittliche Output \bar{x}_i der anderen $j \neq i$ Netzbetreiber herangezogen. Anstatt jedes Element eines zweiteiligen Tarifs separat zu regulieren, wird

³² An dieser Stelle sei z.B. auf die Forschungs- und Entwicklungsbemühungen der Netzbetreiber im Rahmen von Smart Grids verwiesen. Hier stellt sich sogar die Frage, ob durch Smart Grids nicht auch neue Leistungen durch Netzbetreiber bereitgestellt werden (können), die andere Netzbetreiber, die nicht in Smart Grids investieren, nicht anbieten. Wird dieses zusätzliche Leistungsangebot nicht in der DEA durch Outputparameter abgebildet, werden Innovationsanreize im Rahmen von Smart Grids tendenziell abgeschwächt.

³³ Siehe z.B. Coelli et al. (2003).

³⁴ Der Ansatz ist angelehnt an Vogelsang (1984), bei dem der Regulierer die Preise für ein Unternehmen in Höhe der verzögerten Durchschnittskosten eines anderen Unternehmens vorgibt.

bei Meran und Hirschhausen der Gesamttarif einer Regulierungsregel unterworfen.³⁵ Die Vorgaben des Regulierers, \bar{c}_i und \bar{x}_i , können durch den Netzbetreiber nicht beeinflusst werden und sind daher vollständig exogen. Innerhalb dieser exogenen Vorgaben kann sich das Unternehmen durch die Wahl von p_i und τ_i individuell optimieren. Die Tarifsetzung hat keinen Einfluss auf die Erlöse in der Folgeperiode, wodurch der Ratchet Effekt ausgeschaltet ist. Im Vergleich zu Schleifer (1985) haben die Netzbetreiber mehr Freiheitsgrade zur Optimierung. Diese Flexibilität bei der Preisgestaltung ermöglicht auch eine Preisdiskriminierung zweiten und dritten Grades.

Generell gelten die gleichen Kritikpunkte bei der Anwendung auf die Regulierung von Energienetzen wie bei Schleifer (z.B. konstanter Output und die Insolvenzmöglichkeit). Allerdings ist der Ansatz durch die höheren Freiheitsgrade weniger anfällig gegenüber heterogenen Kostenstrukturen. Dies bedeutet, dass die Wohlfahrtsverluste bei der Verletzung der Annahme homogener Unternehmen geringer ausfallen. Außerdem sind weniger Informationen erforderlich. Insbesondere sind keine genauen Kenntnisse über Nachfrage- und Kostenstrukturen notwendig. Fehler durch eine unsachgemäße Kostenrechnung werden vermieden, da keine Aufteilung in fixe und variable Kostenbestandteile vonnöten ist. Benötigt werden nur ex post Werte über den Output, die Gesamtkosten sowie die Preise der Netzbetreiber.

³⁵ Die Autoren sprechen daher von einer „tariff basket regulation“ (Meran und Hirschhausen 2009: 224).

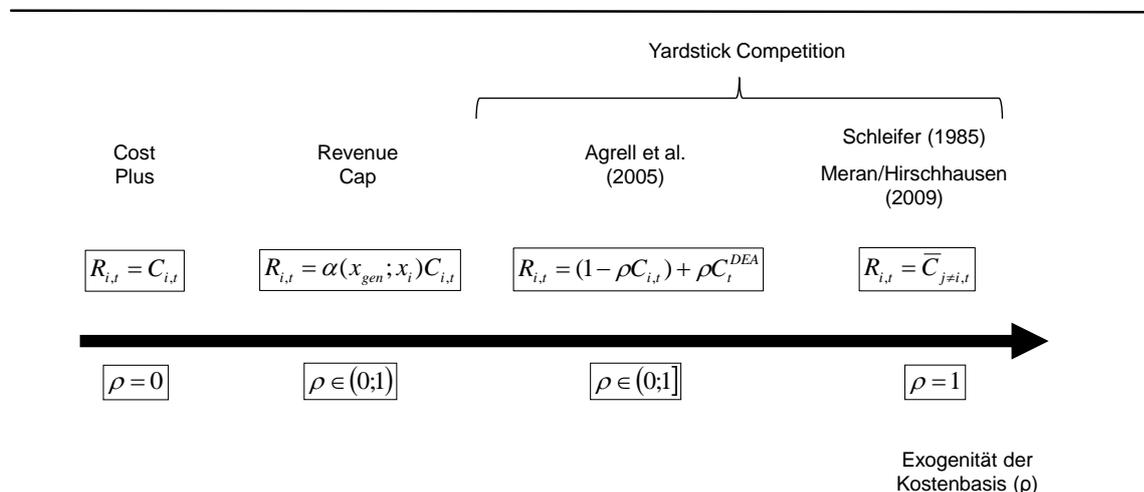
4 Vergleich Revenue Cap und Yardstick Competition

In diesem Kapitel werden die beiden vorgestellten Konzepte der Anreizregulierung, das Revenue Cap und die Yardstick Competition, miteinander verglichen. Dies beinhaltet zum einen eine kurze Systematisierung bzw. Abgrenzung der beiden Ansätze, indem die charakteristischen Unterschiede herausgearbeitet werden. Auf Basis dieser Abgrenzung werden danach die aus den Unterschieden resultierenden Investitions- und Innovationsanreize analysiert. Wesentliche Punkte sind hierbei die Extraktion von Informationsrenten sowie die Verlässlichkeit und Symmetrie des Regulierungsrahmens. Abschließend wird aus theoretischer Sicht ein Zwischenfazit gezogen.

4.1 Abgrenzung

Es stellt sich die Frage, ob eine eindeutige Unterscheidung zwischen den beiden Grundformen der Anreizregulierung getroffen werden kann. Zitate der Autoren, die Varianten der Yardstick Competition entwickelt haben, lassen vermuten, dass dies nicht der Fall ist. So bezeichnen Agrell et al. (2005: 186) ihren eigenen Ansatz auch als dynamisches Revenue Cap. Meran und Hirschhausen (2009: 224) interpretieren die Ausgangsvariante von Schleifer als differenziertes, kostenbasiertes Price Cap.

Abbildung 4-1: Systematisierung Revenue Cap vs. Yardstick Competition



Quelle: Eigene Darstellung.

Zur Systematisierung wird im Folgenden das Kriterium der Exogenität der Kostenbasis ρ herangezogen (siehe Abbildung 4-1). Es geht mithin um die Stärke des Einflusses der unternehmensindividuellen Kosten auf die Zielvorgaben durch die Regulierungsbehörde. Je unabhängiger diese Vorgaben von den individuellen Maßnahmen eines Netzbetreibers gesetzt werden, desto höher ist ρ . Die bisherigen Ausführungen haben gezeigt,

dass Revenue Cap und Yardsticking eher ein Kontinuum aufspannen als dass eine klare Trennlinie zwischen beiden Formen der Anreizregulierung besteht. Dies kann am besten anhand des Konzeptes von Agrell et al. (2005) veranschaulicht werden. Hierzu sei Gleichung (3-2) umformuliert:

$$(4-1) \quad R_{i,t} = (1 - \rho C_{i,t}) + \rho C_t^{DEA}.$$

Die Erlöse $R_{i,t}$ eines Netzbetreibers entsprechen den individuellen Kosten $C_{i,t}$ ergänzt um einen exogenen Bestandteil, der auf dem Kostenniveau basiert, das sich aus dem Benchmarking ergibt, C_t^{DEA} . Letzteres kann als die Durchschnittskosten vergleichbarer Netzbetreiber interpretiert werden, wobei keine Informationen des betrachteten Unternehmens eingehen. ρ gibt in diesem Fall die Stärke des Anreizes an, sich an diesen Vergleichskosten auszurichten. Bei $\rho = 1$ orientieren sich die Erlöse ausschließlich an den durchschnittlichen Kosten anderer Netzbetreiber. Die Kostenbasis ist vollständig exogen; individuelle Kosten spielen bei der Erlösvorgabe keine Rolle mehr, was den Ansätzen von Schleifer (1985) und Meran und Hirschhausen (2009) entspricht. Bei $\rho = 0$ degeneriert der Ansatz zu einer Cost Plus Regulierung, bei der nur die unternehmensindividuellen Kosten die Erlöse determinieren. Die Stärke des Anreizes ρ wird auch reduziert, wenn eine individuelle Catch-up Komponente analog dem individuellen X-Faktor beim Revenue Cap eingeführt wird, da unternehmensindividuelle Aspekte (Berücksichtigung begrenzter Kostenreduktionsmöglichkeiten) der exogenen Vergleichsbasis hinzugefügt werden.³⁶

Umgekehrt verhält es sich, wenn beim Revenue Cap ein individueller X-Faktor verwendet wird. Ausgangspunkt für die Erlösfestlegung sind die individuellen Kosten $C_{i,t}$, was dazu führt, dass ρ eher am unteren Rand des Intervalls $[0;1]$ liegt. Weitere Erlösbestimmungsgrößen sind in der Regel die beiden X-Faktoren, deren funktionale Einbindung in Abbildung 4-1 verallgemeinert dargestellt ist als $\alpha(x_{gen}; x_i)$. Während der generelle X-Faktor vollständig exogen ist, stellt der individuelle X-Faktor eine Mischgröße aus endogenen (individuelle Kosten) und exogenen (Vergleichskosten) Werten dar. Bei Anwendung eines individuellen X-Faktors werden im Gegensatz zum Ansatz von Agrell et al. (2005) beim Revenue Cap der endogenen Grundgröße der individuellen Kosten eine teilweise exogene Größe hinzugeführt, wodurch ρ steigt.

Als Hauptunterschied zwischen Revenue Cap und Yardsticking kann somit die Basisgröße für die die Erlösvorgaben identifiziert werden. Während die Erlöse beim Revenue Cap vor allem auf den individuellen Kosten fußen, sind bei der Yardstick Competition die durchschnittlichen Kosten anderer, vergleichbarer Netzbetreiber ausschlaggebend. Abgesehen von Effekten durch die Kostenprüfungen bekommt der Netzbetreiber beim Revenue Cap seine tatsächlichen Kosten vergütet, auf deren Basis nachfolgend ein Absenkungspfad vorgegeben wird. Beim Yardsticking erhält das Unternehmen grundsätzlich vorneweg nur die effizienten Kosten vergütet. Je nach konkreter Ausgestaltung

³⁶ Der individuelle X-Faktor ergibt sich aus dem Verhältnis der individuellen Kosten zu den Kosten eines vergleichbaren effizienten Netzbetreibers.

können die Ansätze allerdings unterschiedlich auf dem Zahlenstrahl von ρ in Abbildung 4-1 verortet werden. Die einzelnen Konzepte decken dabei unterschiedliche Intervalle von ρ ab, wobei es teilweise Überlappungen gibt. Die Extrempunkte werden durch die Cost Plus Regulierung ($\rho = 0$) und die beiden Formen des Yardsticking von Schleifer (1985) und Meran und Hirschhuasen (2009) ($\rho = 1$) gebildet. Beim Revenue Cap ist ρ kleiner als eins, während der Extremwert bei Agrell et al. (2005) miteingeschlossen ist.

Ein weiterer Unterschied, der eher auf Basis der praktischen Anwendungen abgeleitet werden kann, ist die Häufigkeit der Erlösüberprüfungen durch die Regulierungsbehörde (Regulatory Review).³⁷ Während beim Yardsticking in der Regel alle ein bis drei Jahre ein Review erfolgt, sind die Intervalle beim Revenue Cap häufig länger (drei bis fünf Jahre).

4.2 Anreizwirkung

Bei der Regulierung natürlicher Monopole müssen insbesondere zwei Ziele im Blick behalten werden.³⁸ Dies ist zum einen die Gewährleistung von allokativer Effizienz, d.h., dass die Preise für Leistungen optimal gesetzt werden, so dass sie den Grenzkosten entsprechen.³⁹ Zum anderen gilt es, die regulierten Unternehmen zu wohlfahrtssteigernden Aktivitäten anzureizen, um produktive Effizienz zu erreichen, so dass eine kostenminimale Leistungsbereitstellung erfolgt. Letzteres ist sowohl in statischer als auch dynamischer Hinsicht zu gewährleisten, um ein wohlfahrtsoptimales Investitionsverhalten zu erreichen. In der Regel verfügt der Regulierer nicht über die hierfür erforderlichen Informationen. So sind beispielsweise die minimalen Bereitstellungskosten private Informationen der Unternehmen. Es liegt Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und regulierten Netzbetreibern vor. Damit das Unternehmen dem Regulierer Informationen (z.B. über seine Kostenstruktur) offenbart und gleichzeitig wohlfahrtssteigernde Maßnahmen vornimmt, muss dem Unternehmen ein entsprechender ökonomischer Gewinn überlassen werden, der auch als Informationsrente bezeichnet wird. Ökonomische Gewinne können allerdings nur erwirtschaftet werden, wenn von der Grenzkostenpreisregel abgewichen wird und die Erlöse die Kosten übersteigen, was eine Inkaufnahme (kurzfristiger) allokativer Ineffizienzen bedingt. Grob gesprochen wird ein Teil der Konsumentenrente in Produzentenrente umgewandelt, um den regulierten Monopolist anzureizen, sich durch geeignetes eigenes Verhalten dem Gleichgewicht unter vollkommener Konkurrenz anzunähern.

Im Kontext asymmetrischer Informationen wird der Investitionsanreiz von Unternehmen durch die Möglichkeit determiniert, Informationsrenten zu erwirtschaften.⁴⁰ Das eben

³⁷ Zu praktischen Beispielen für das Yardsticking siehe Kapitel 5 und für das Revenue Cap Kapitel 6.

³⁸ Vgl. zu nachfolgenden Ausführungen z.B. Laffont und Tirole (1993) und Borrmann und Finsinger (1999).

³⁹ Die Grenzkostenpreisregel gilt im erstbesten Fall. Da natürliche Monopole sinkende Durchschnittskosten im relevanten Bereich der Nachfrage aufweisen, sind bei Kostendeckung im zweitbesten Fall entsprechende Ramsey-Preise anzusetzen.

⁴⁰ Vgl. z.B. Finsinger und Vogelsang (1981), Crew und Kleindorfer (1996) und Dalen (1998).

beschriebene Spannungsfeld zwischen produktiver und allokativer Effizienz stellt sich für den Regulierer wie folgt dar:

- Die Überlassung von Informationsrenten reizt Netzbetreiber an, effizienzsteigernde Investitionen durchzuführen. Je höher die überlassene Rente ist, desto größer ist der Investitionsanreiz.
- Eine unvollständige Extraktion der privaten Renten führt zu allokativer Ineffizienz.

Daraus folgt, dass zwischen Rentenextraktion und Investitions- bzw. Innovationsanreizen ein Trade-off besteht. Regulierungsregime, die ein Höchstmaß an privaten Renten abschöpfen, bieten daher die geringsten Anreize, effizienzsteigernde Handlungen durchzuführen.⁴¹ Weitere Kriterien, die im Rahmen dieser Studie zur Beurteilung der Anreizkompatibilität eines Systems herangezogen werden, sind die Verlässlichkeit des Regulierungsrahmes inklusive der Glaubwürdigkeit des Regulierers selbst sowie die Symmetrie des Ansatzes. Bei der Verlässlichkeit geht es darum, dass aufgrund der Regulierungssystematik in Form regelmäßiger Überprüfungen eine hohe Gefahr für den Netzbetreiber besteht, dass private Renten ex post abgeschöpft werden, nachdem sie im Rahmen der Kostenprüfungen offenbart worden sind, was ex ante Investitionsanreize tendenziell abschwächt.⁴² Stabile Rahmenbedingungen helfen in diesem Kontext, investitionshemmende Unsicherheiten auf Seiten der Unternehmen zu beschränken. Eng verwandt mit dieser Problematik ist auch die Frage, inwieweit der Regulierungsrahmen Chancen und Risiken symmetrisch behandelt. Die Ungleichgewichtung führt zu asymmetrischen Risikoprofilen, die wiederum ein aus wohlfahrtsökonomischer Perspektive suboptimales Investitionsniveau zur Folge haben.⁴³

4.2.1 Informationsrenten

In der älteren regulierungsökonomischen Literatur werden Anreizregulierungsregime eher kritisch hinsichtlich ihrer Investitionsanreize eingestuft.⁴⁴ Dabei werden diese Regime mit der Kostenregulierung verglichen. Die Ergebnisse sind vor allem durch die Annahme getrieben, dass in einer Kostenregulierung durch Investitionen private Renten generiert werden können, die auch über die Zeit dem Regulierer nicht offenbar werden. Während bei der Kostenregulierung private Renten unabhängig vom Verhalten anderer Netzbetreiber kreierte werden können, ist dies bei der Anreizregulierung durch den Bezug der Erlöse auf die Kostenstruktur vergleichbarer Unternehmen nur möglich, wenn der betrachtete Netzbetreiber seine relative Position gegenüber den Vergleichsunternehmen verbessert. So unterscheidet z.B. Dalen (1998) zwei Investitionskategorien. Bei

⁴¹ Vgl. Riordan und Sappington (1987).

⁴² Vgl. Tirole (1986) und Laffont und Tirole (1993). An dieser Stelle sei auch auf die Ausführungen zum Ratchet Effekt in Kapitel 2 verwiesen. Stabile Rahmenbedingungen bzw. ein Regulierer mit einer hohen Glaubwürdigkeit reduzieren λ in Gleichung (2-2), wodurch die durch die Endogenität der Kostenbasis beim Revenue Cap hervorgerufene Anreizproblematik abgemildert wird.

⁴³ Vgl. Guthrie (2006).

⁴⁴ Vgl. z.B. Dalen (1998) und Sobel (1999).

industriespezifischen Investitionen kann die eigene relative Position aufgrund von Spillover-Effekten nicht verändert werden, da die Ergebnisse der Investition nicht privatisiert werden können und dem gesamten Sektor zur Verfügung stehen. Beispiele sind Erweiterungsinvestitionen und Produktinnovationen, die mit Netzexternalitäten einhergehen, indem durch die Maßnahmen z.B. die Stabilität des Gesamtnetzes verbessert wird. Im Gegensatz dazu können durch rein firmenspezifische Investitionen private Renten generiert werden, da sie mit keinen Spillovers für andere Marktteilnehmer verbunden sind. Unter diese Kategorie fallen eher Ersatzinvestitionen oder Prozessinnovationen, die sich ausschließlich auf das Netz des betrachteten Betreibers beziehen und nicht auf andere Netze übertragbar sind (z.B. aufgrund besonderer Netzcharakteristika).

Eine Unterscheidung zwischen verschiedenen Formen der Anreizregulierung erfolgt in diesem Kontext nicht, so dass auch keine Aussagen hinsichtlich des Vergleichs zwischen Revenue Cap und Yardsticking abgeleitet werden können. Hilfreicher in dieser Hinsicht sind neuere Erkenntnisse der regulierungsökonomischen Literatur.⁴⁵ Dort wird die Annahme aufgegeben, dass private Renten auf Dauer vor dem Regulierer gewissermaßen versteckt werden können. Vor dem Hintergrund verbesserter Kostenrechnungsvorgaben im Zuge der Entflechtungen der Energieversorgungsunternehmen sowie der Tatsache, dass auch unter kostenbasierten Regulierungsregimen in der Praxis vermehrt die tatsächlichen Kosten zumindest indirekten Vergleichen unterworfen werden, erscheint die Annahme einer dauerhafte Verschleierung privater Renten nicht mehr zeitgemäß. Der Fokus liegt nun vielmehr auf dem Einfluss der Rentenextraktion ex post auf Investitionsanreize. Je stärker die Renten am Ende einer Regulierungsperiode abgeschöpft werden, desto geringer ist ex ante der Anreiz zu investieren. Die Stärke der Rentenabschöpfung hängt wiederum von der Exogenität der Kostenbasis ρ ab (siehe auch Abbildung 4-1); sie ist reziprok zu ρ .⁴⁶ Bei Cost Plus ($\rho = 0$) wird dem Netzbetreiber keine Informationsrente zugestanden, da nur Erlöse in Höhe der tatsächlichen Kosten gewährt werden. Das Unternehmen kann somit keine ökonomischen Gewinne erwirtschaften. Die Investitionsanreize sind bei dieser Regulierungsform daher am geringsten. Da das Revenue Cap in der Regel ein geringeres ρ aufweist als die Ansätze der Yardstick Competition, fallen auch die Investitionsanreize entsprechend geringer aus. Dies sei kurz anhand einer Innovation veranschaulicht. Innovationsprozesse zeichnen sich oft dadurch aus, dass sich der Innovator temporär einen Vorteil gegenüber seinen Konkurrenten erarbeiten kann, da Wettbewerber eine gewisse Zeit benötigen, um sich die Innovation selbst anzueignen (Imitation). Übertragen auf Netzbetreiber bedeutet dies, dass der innovierende Netzbetreiber temporär einen Kostenvorteil gegenüber vergleichbaren Unternehmen hat. Da sich seine Erlöse nach den Kosten der anderen (vergleichbaren) Netzbetreiber richten, wird ihm zeitweise ein ökonomischer Gewinn zugestanden, bis sich durch zeitverzögerte Spillover Effekte die Kosten wieder angleichen. Dies entspricht exakt der Wirkung von Diffusionsprozessen bei Innovationen im Wettbewerb.⁴⁷ Beim Revenue Cap ist dies nicht gegeben, da der Netzbetreiber

⁴⁵ Vgl. z.B. Armstrong und Sappington (2007) und Sappington und Weisman (2010).

⁴⁶ Vgl. Guthrie (2006).

⁴⁷ Von den Wirkungen des Patentschutzes sei an dieser Stelle abstrahiert.

beim nächsten Kostenbezug wieder auf sein individuelles Kostenniveau eingerastet wird, wodurch die erzielbare Innovationsrente begrenzt wird. Der ex ante Anreiz fällt entsprechend geringer aus. Innovationen sind in der Regel mit hohen Risiken behaftet (insbesondere kapitalintensive Produktinnovationen) und gehen daher mit der Möglichkeit einher, bei Erfolg hohe ökonomische Gewinne zu erwirtschaften. Dies ist beim Revenue Cap nur bedingt gegeben.

Simulationen von Agrell et al. (2005) stützen diese Aussagen. Die Autoren vergleichen anhand von Vergangenheitsdaten schwedischer Verteilnetzbetreiber das Revenue Cap mit dem von ihnen entwickelten Ansatz der Yardstick Competition (siehe Abschnitt 3.2). Während Informationsrenten beim Yardsticking eher kontinuierlich abgeschöpft werden, erfolgt dies beim Revenue Cap deutlich progressiver. Einschränkend sei jedoch angemerkt, dass die Simulationsergebnisse vor allem dadurch bedingt sind, dass beim Revenue Cap ein höherer genereller X-Faktor zur Bestimmung der Erlöse angesetzt wurde, als sich kostenseitig tatsächlich ergeben hat. Mit anderen Worten: der prognostizierte generelle X-Faktor war größer als der tatsächlich realisierte technologische Fortschritt. Daraus folgt, dass die Erlöse stärker nach unten angepasst werden als es kostenseitig nachvollzogen werden konnte. Hieraus ergibt sich rein mathematisch eine über die Zeit zunehmende Rentenextraktion. Unter Berücksichtigung dieser Einschränkung ergeben sich die Vorteile des Yardsticking vor allem aus der zeitnahen Nutzung neuer Informationen, da die Erlöse jährlich an die sich ändernden Bedingungen angepasst werden.

4.2.2 Verlässlichkeit des Ansatzes

Investitionen in Energienetze sind häufig kapitalintensiv und irreversibel, d.h. die Investitionsgüter können nur in Ausnahmefällen einer anderen Verwendung zugeführt werden.⁴⁸ Außerdem besteht in der Regel immer eine gewisse zeitliche Flexibilität, wann die Investition getätigt wird. Daher können Netzinvestitionen auch als Realooptionen aufgefasst werden.⁴⁹ Für den Investor hat die Möglichkeit (Option), die Maßnahme zeitlich zu verschieben (warten), einen Wert (Optionswert), da er neue Informationen gewinnen und dadurch seine Entscheidungsgrundlage verbessern kann. Der Wert einer Investition beinhaltet daher neben dem üblichen Kapitalwert einen zusätzlichen Optionswert. Der Preis einer Option steigt mit den mit den Cash Flows verbundenen Unsicherheiten. Unterliegen die zukünftigen Zahlungsströme der Investition einem hohen Risiko, führt dies zu einer hohen Optionsprämie mit der Folge, dass die Investition zeitlich in die Zu-

⁴⁸ Für Investitionen bzw. Innovationen im Bereich der Smart Grids gilt dies nur eingeschränkt, da insbesondere Informations- und Kommunikationstechnologien weniger kapitalintensiv sind und kürzeren Investitionszyklen unterliegen.

⁴⁹ Vgl. Dixit und Pindyck (1994) und Trigeorgis (1995). Aufgrund der umfangreichen gesetzlichen Verantwortlichkeiten der Netzbetreiber insbesondere im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ist die Flexibilität tendenziell geringer einzustufen als bei vergleichbaren Investitionen in Wettbewerbsmärkten. Während ein Investor im Wettbewerb die Option hat, eine geplante Maßnahme vollkommen zurückzuziehen, ist die Durchführung einer Maßnahme für einen Netzbetreiber unter Umständen unumgänglich, um gesetzlichen Vorgaben z.B. hinsichtlich der Netzstabilität nicht zu verletzen.

kunft geschoben wird; der Investor wartet ab.⁵⁰ Hohe Optionswerte korrespondieren daher mit einem geringen Investitionsanreiz.

Sowohl beim Revenue Cap als auch bei allen Formen der Yardstick Competition werden Investitionen ex post durch den Regulierer einer Überprüfung unterzogen. Beim Revenue Cap wird die Effizienz der getroffenen Maßnahmen im Rahmen des Benchmarkings ermittelt. Der Benchmark beim Yardsticking sind die durchschnittlichen Kosten vergleichbarer Netzbetreiber. Stellt sich die Investition ex post als ineffizient heraus, werden die Erlöse entsprechend nach unten korrigiert.⁵¹ Zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung sind somit die erwarteten Zahlungsströme für den Investor mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Verhält sich der Regulierer opportunistisch, d.h. misst er der allokativen Effizienz in Form niedriger Preise einen größeren Wert bei als der produktiven Effizienz, wird der Rückfluss versunkener Kosten mit einer zusätzlichen Unsicherheit für den Investor versehen, was den Optionswert erhöht.⁵² Ein stabiler Rahmen, in dem der Regulierer nach klaren und für die Marktakteure transparenten Vorgaben handelt, reduziert mithin Investitionsrisiken. Ein wesentlicher Einflussfaktor in diesem Kontext ist auch die Häufigkeit der Regulatory Reviews.⁵³ Durch die längeren Regulierungsperioden und dadurch bedingt weniger häufig stattfindende Überprüfungen der Maßnahmen eines Netzbetreibers hat das Revenue Cap in dieser Hinsicht tendenziell einen Vorteil gegenüber dem Yardsticking. Durch die Vorgabe der Erlösobergrenze für mehrere Jahre bietet das Revenue Cap stabilere Rahmenbedingungen mit einer besseren Prognostizierbarkeit zukünftiger Cash Flows.⁵⁴

4.2.3 Symmetrie des Ansatzes

Ein weiterer wesentlicher Einflussfaktor für Investitionsanreize ist die Verteilung der mit einem Investitionsprojekt verbundenen Chancen und Risiken. Im Rahmen der Netzregulierung geht es vor allem darum, wie die Gewinne und Kosten zwischen dem Netzbetreiber als Investor und den Endverbrauchern aufgeteilt werden.⁵⁵ Es sei eine Investition unterstellt, die zukünftig zu Einsparungen bei den Betriebskosten führt. α sei der Anteil der künftigen Kostensenkung, der über eine entsprechende Erlösanpassung – z.B. im Zusammenhang mit der nächsten Kostenüberprüfung durch den Regulierer

⁵⁰ Dieser Zusammenhang findet bei Finanzoptionen seine Entsprechung: Der Optionswert steigt mit der Volatilität des der Option zugrunde liegenden Basiswertes. Die Volatilität ist dabei ein Maß für das Risiko. Siehe z.B. Hull (2003).

⁵¹ Diese Überprüfung ist das Ziel einer Anreizregulierung, die wettbewerbliche Prozesse simulieren soll. Im Wettbewerb erfolgt die ex post Korrektur von getätigten Investitionen durch den Markt. Der Kalkulationszinssatz, der den Netzbetreibern gewährt wird, sollte daher diese Investitionsrisiken abdecken. In Relation zur Kostenregulierung verschiebt das Benchmarking einen Teil des Investitionsrisikos zurück zu den Anteilseignern, was insgesamt zu effizienteren Investitionen führt. Auf der anderen Seite sind die Unternehmen dann weniger bereit, in kapitalintensive und risikoreiche Projekte zu investieren (Teisberg 1994).

⁵² Vgl. z.B. Pitchford und Snyder (2004).

⁵³ Vgl. Teisberg (1993).

⁵⁴ Die höhere Erlösunsicherheit beim Yardsticking kann über einen entsprechend höheren kalkulatorischen Zinssatz ausgeglichen werden (siehe Abschnitt 3.2).

⁵⁵ Vgl. Biglaiser und Riordan (2000) und Guthrie (2006).

(Regulatory Review) - an die Konsumenten weitergereicht wird. β sei der Anteil der Investitionskosten, der der Kostenbasis hinzugerechnet wird. Bei einer angenommenen marktgerechten Verzinsung des eingesetzten Kapitals muss für wohlfahrtsoptimales Investitionsverhalten gewährleistet sein, dass gilt:

$$(4-2) \quad \alpha = \beta.$$

Bei der konkreten Ausgestaltung des Regulierungsansatzes ist daher auf eine symmetrische Behandlung von Investitionschancen und -risiken zu achten (Risikoadäquanz). $\alpha > \beta$ führt zu Unterinvestitionen, während $\alpha < \beta$ Überinvestitionen zur Folge hat. Bei asymmetrischer Aufteilung erhält derjenige, der die Kosten einer Investition trägt, keine damit einhergehende Entlohnung. Beispielsweise bedeutet $\alpha < \beta$, dass die Haftung für den Netzbetreiber überproportional beschränkt wird, so dass ein Großteil des Verlustrisikos auf die Endverbraucher abgewälzt wird. Netzbetreiber werden daher im Verhältnis zum Optimum zu risikoreich investieren.

Bei einer Cost Plus Regulierung werden alle offenbaren Kostensenkungen direkt an die Endverbraucher weitergegeben.⁵⁶ Auf der anderen Seite werden die Investitionskosten eins zu eins in die Rate Base eingestellt. Es gilt mithin $\alpha = \beta = 1$. Im Gegensatz dazu gilt beim Yardsticking $\alpha = \beta = 0$.⁵⁷ Unternehmen können potenzielle Gewinne in Form von Kostenreduktionen vollständig behalten. Auf der anderen Seite werden keine durch eine Investition bedingten Kosten in die Kalkulationsbasis eingerechnet. Es werden nur die Durchschnittskosten vergleichbarer Netzbetreiber entgolten.

Ob die symmetrische Behandlung von Chancen und Risiken beim Revenue Cap erhalten bleibt, erscheint fraglich, da endogene und exogene Kosten im Rahmen eines Benchmarkings vermischt werden und ein Erlöspfad mechanisch ermittelt wird. Als Ergebnis des Benchmarkings wird dem Netzbetreiber ein individueller X-Faktor vorgegeben. Die ermittelten Ineffizienzen sind über einen gewissen Zeitraum (eine oder mehrere Regulierungsperioden) abzubauen. Es sei eine Investition angenommen, die kurz vor Beginn einer neuen Regulierungsperiode durchgeführt wird und anschließend zu einer Senkung der operativen Kosten führt. Daraus folgt, dass zu Beginn einer Regulierungsperiode die Investitionskosten zunächst annähernd vollständig der Kostenbasis zugeschlagen werden ($\beta \approx 1$). Auf der anderen Seite werden die Erlöse sukzessive im Laufe der neuen Regulierungsperiode reduziert. Symmetrie kann nur erreicht werden, wenn die realisierten Kostenreduktionen dem vorgegebenen Erlöspfad folgen. Dies wird jedoch nur in Ausnahmefällen der Fall sein. Investitionen während einer Regulierungsperiode führen zunächst zu keinen Änderungen bei den Erlösen und der Kostenbasis, so dass $\alpha = \beta = 0$. Allerdings werden zu Beginn der folgenden Regulierungsperiode die

⁵⁶ Diese Aussage korrespondiert damit, dass im Zuge von Cost Plus die gesamte Informationsrente abgeschöpft und an die Endverbraucher weitergereicht wird (siehe Abschnitte 4.1 und 4.2.1). Ferner sei darauf hingewiesen, dass das so genannte Gold Plating (Substitution von Arbeit durch Kapital) bei Cost Plus nur auftritt, wenn die gewährte Kapitalverzinsung über der Markttrendite liegt (siehe z.B. Müller et al. 2011).

⁵⁷ Genau genommen gilt dies nur für $\rho = 1$. Die Symmetrie bleibt aber auch bei Agrell et al. (2005) für $\rho < 1$ erhalten, allerdings gilt dann $\alpha = \beta = (1 - \rho)$.

Erlöse wieder an die individuellen Kosten angepasst unter Berücksichtigung der Benchmarkingergebnisse. Symmetrie wird nur erreicht, wenn das Anteil der Investitionskosten, der in der Kostenbasis Berücksichtigung findet, dem Anteil der realisierten Kostenreduktionen entspricht, der an die Endkunden weitergereicht wird. Da die Erlöse zu Beginn der Regulierungsperiode annähernd auf dem individuellen Kostenniveau eingerastet werden, wird jedoch nahezu die komplette Kostensenkung abgeschöpft ($\alpha \approx 1$).⁵⁸

Darüber hinaus können durch die Vorgabe einer festen Erlösobergrenze Investitionsanreize generell tendenziell nach unten verzerrt sein. Spence (1975) weist für Cap Regime nach, dass es zu Unterinvestitionen in Qualität kommt, da die Chancen für den Investor gewissermaßen nach oben beschränkt sind. In diesem Kontext wird erneut der Zusammenhang zwischen den dem Regulierungsansatz inhärenten Unsicherheiten und der Wahl des kalkulatorischen Zinssatzes deutlich (siehe z.B. Abschnitt 3.2). Die geringeren Erlösunsicherheiten beim Revenue Cap erfordern ceteris paribus einen geringeren Zinssatz als das Yardsticking. Allerdings kann es durch die Kappung der Gewinnchancen nach oben im vorliegenden Fall zusätzlich zu einer Asymmetrie zwischen Chancen und Risiken kommen, wenn das Kostenrisiko nicht gleichzeitig entsprechend nach unten begrenzt wird.

Eine weitere Gefahr für die Gleichbehandlung von Chancen und Risiken geht vom Verhalten des Regulierers aus. Der im vorhergehenden Abschnitt bereits angesprochene Opportunismus reduziert nicht nur die Glaubwürdigkeit des Ansatzes per se sondern kann zudem zu Asymmetrien führen, wodurch Investitionsanreize zusätzlich verzerrt werden. Dies wäre beispielsweise der Fall, wenn Renten vollständig abgeschöpft werden ($\alpha = 1$) aber nur ein Teil der Investitionskosten in der Kostenbasis anerkannt wird ($\beta < 1$).⁵⁹ Konzepte, die die Erlöse vorwiegend an die individuellen Kosten binden, erscheinen in diesem Zusammenhang tendenziell anfälliger. Neben dem Revenue Cap gehört hierzu auch der Ansatz von Agrell et al. (2005), insbesondere wenn dem exogenen Kostenbestandteil ein kleineres Gewicht beigemessen wird.

4.3 Zwischenfazit

Vor dem Hintergrund der bisherigen theoretischen Ausführungen kann folgendes Zwischenfazit in Bezug auf die beiden im Rahmen dieser Studie betrachteten Anreizregulierungsregime Revenue Cap und Yardsticking abgeleitet werden. Bei der Setzung adäquater Investitionsanreize weist die Yardstick Competition tendenziell Vorteile gegenüber dem Revenue Cap auf. Neben der Vermeidung des Ratchet Effektes werden

⁵⁸ Diese Einschränkungen gelten auch für Agrell et al. (2005), wenn der grundsätzliche Ansatz um eine Catch-up Komponente erweitert wird (siehe Abschnitt 3.2).

⁵⁹ In diesem Kontext geht es nur um die Berücksichtigung tatsächlich angefallener Investitionskosten und nicht um durch den Investor strategisch überhöhte Kostenangaben (z.B. infolge einer unsachgemäßen Gemeinkostenzurechnung). Letzteres wäre im Endeffekt das Pendant zum opportunistischen Verhalten der Regulierungsbehörde und würde somit ebenfalls zu entsprechenden Asymmetrien führen.

im Extremfall einer vollständig exogenen Kostenbasis sämtliche Informationsrenten beim Netzbetreiber belassen, wodurch ein hoher Investitionsanreiz gewährleistet wird. Ferner werden die Anreize nicht durch eine asymmetrische Behandlung von Chancen und Risiken verzerrt, was beim Revenue Cap nicht sichergestellt ist. Der Nachteil beim Yardsticking hinsichtlich stabiler Rahmenbedingungen kann über einen höheren Kalkulationszinssatz ausgeglichen werden, der den höheren Erlösunsicherheiten Rechnung trägt. Letzteres ist Ausdruck dafür, dass Yardsticking im Endeffekt näher an wettbewerbsähnliche Verhältnisse heranreicht als das Revenue Cap.

Nachfolgend wird noch auf ausgewählte Einzelaspekte eingegangen, die oft im Zusammenhang von Anreizregulierungsregimen aufgegriffen werden, wenn Investitionsstimuli betrachtet werden.⁶⁰ Beispielsweise verliert Yardsticking seine Vorteilhaftigkeit bei Kollusion. Wenn sich die regulierten Unternehmen koordiniert verhalten können, erodiert der Vorteil einer exogenen Kostenbasis, da die Vergleichskosten der anderen Unternehmen nun im Einflussbereich des betrachteten Unternehmens und mithin endogen sind.⁶¹ Die Gefahr von kollusivem Verhalten ist hoch, wenn nur wenige Akteure mit gleichgerichteten Interessen beteiligt sind. Daher ist Yardsticking eher ratsam, wenn die Menge der regulierten Unternehmen groß und/oder heterogen ist.⁶²

Ein häufiger Kritikpunkt an der Erlösobergrenzenregulierung wiederum ist die Festlegung des generellen X-Faktors, da dieser eher in Form von Verhandlungen zwischen dem Regulierer und den regulierten Unternehmen ermittelt wird als im Rahmen eines transparenten Prozesses auf Basis einer wissenschaftlich anerkannten Methodik. Im Gegensatz hierzu ergibt sich der Frontier Shift beim Yardsticking prozessendogen.⁶³ Insbesondere bei Einführung eines Revenue Cap trifft der Kritikpunkt oft zu, was vor allem der mangelhaften Informationslage geschuldet ist. Ferner basieren die Verhandlungspositionen in der Regel auf wissenschaftlich mehr oder weniger fundierten Analysen.⁶⁴ Darüber hinaus geht es beim generellen X-Faktor um eine Abschätzung, wie sich der sektorale technische Fortschritt in Zukunft entwickeln wird. Eine solche Abschätzung ist naturgemäß mit Unsicherheiten verbunden und kann nie wissenschaftlich exakt erfolgen. Fraglich ist zudem, ob die Implementierung eines Yardsticking ohne Verhandlungen zwischen der Branche und der Regulierungsbehörde möglich ist. So dürfte z.B. beim Ansatz von Agrell et al. (2005) die Festlegung der Stärke des Anreizes ρ nicht ohne entsprechende Branchenkonsultationen erfolgen.⁶⁵ Allerdings besteht im

⁶⁰ Siehe z.B. Burns et al. (2005).

⁶¹ Formal wird aus $j \neq i$ gewissermaßen $j = i$; siehe z.B. Gleichung (3-1).

⁶² Insbesondere in Deutschland mit seiner Vielzahl sehr unterschiedlich strukturierter Verteilnetzbetreiber ist die Gefahr von kollusivem Verhalten sowohl im Gas- als auch im Stromsektor vernachlässigbar. Diese Aussage behält ihre Gültigkeit, wenn nur Unternehmen im so genannten Regelverfahren betrachtet werden. So ist z.B. die Anzahl der Netzbetreiber im Stromsektor, die am Regelverfahren teilnehmen, mit über 200 immer noch hinreichend hoch, um Kollusionen mit einer Wahrscheinlichkeit von nahezu 1 ausschließen zu können. Weiteren Ausführungen zur deutschen Situation erfolgen in Kapitel 6.

⁶³ Vgl. Agrell et al. (2005).

⁶⁴ Beispielhaft sei auf die Einführungen in Deutschland (siehe z.B. Stronzik 2006) und Österreich (siehe z.B. E-Control 2006, 2008) verwiesen.

⁶⁵ Siehe auch Abschnitt 5.2.

Gegensatz zum generellen X-Faktor bei ρ keine einheitliche Interessenlage der regulierten Netzbetreiber, da sie unterschiedlich betroffen sind. Effiziente Netzbetreiber präferieren einen starken Anreiz, während ineffiziente Unternehmen einen geringen Wert für ρ vorziehen. Aufgrund der Verwendung einer supereffizienten DEA erhalten effiziente Betreiber einen Bonus, der mit der Höhe von ρ steigt. Hinsichtlich des generellen X-Faktors unter einem Revenue Cap ist es für alle Netzbetreiber umso vorteilhafter, je kleiner der Wert gewählt wird.

Wenn Benchmarkingverfahren im Rahmen der Regulierung Anwendung finden, hängt die Güte des Gesamtsystems und somit auch die Güte der Investitionsanreize maßgeblich von der Güte des Benchmarkings ab. Dies gilt insbesondere für das Konzept von Agrell et al. (2005), bei dem die DEA zentraler Baustein für die Erlöermittlung ist. Wenn die Input-Outputstrukturen der Unternehmen nur unzureichend abgebildet sind, kommt es automatisch zu verzerrten Anreizen für Investitionen. Beispielsweise führt die Vernachlässigung der Dimensionen Versorgungsqualität (z.B. Dauer und Häufigkeit von Unterbrechungen, Spannungshaltung) und Netzzinnovationen (z.B. Produktinnovationen im Rahmen von Smart Grids) zu geringeren Anreizen, in entsprechende Projekte zu investieren.⁶⁶ Die Wahl der Outputparameter beim Benchmarking hat somit eine nicht unwesentliche Lenkungsfunktion.

Der Übergang auf ein Yardsticking löst ferner nicht die im Kontext von Netzregulierungen diskutierten Probleme von Investitionszyklen und dem zeitlichen Auseinanderfallen von Kosten (unmittelbare Effizienzrelevanz von Kapitalkosten) und Wirkungen (zeitverzögertes Auftreten der Kosteneinsparungen) der Investition.⁶⁷ Unterschiedliche Investitionszyklen bei den verglichenen Unternehmen erschweren tendenziell die Unterscheidung, ob tatsächlich Ineffizienzen oder temporäre Unterauslastungen (z.B. aufgrund einer erforderlichen Netzerweiterung) vorliegen. Das Problem der Investitionszyklen kann über Kostenstandardisierungen (z.B. auf Normauslastungen bezogene Investitionskosten), eine Korrektur im Rahmen des Benchmarkings (z.B. durch die Berücksichtigung ergänzender Outputparameter) oder die Verwendung dynamischer Benchmarkingverfahren zumindest abgemildert werden. Letztere berücksichtigen im Gegensatz zu statischen Verfahren explizit das intertemporale Optimierungskalkül eines Netzbetreibers. Allerdings sind sie mit einem erheblichen Datenerfordernis verbunden, da Informationen über den gesamten Lebenszyklus der Investitionsgüter notwendig sind.⁶⁸ Die zeitliche Diskrepanz zwischen den Kosten und der Wirkung einer Investition kann über ein regelmäßigeres Update der Informationen gelindert werden, was Kernelement des Konzeptes von Agrell et al. (2005) ist. Hierdurch wird zumindest gewährleistet, dass

⁶⁶ Dieser Verzerrungswirkung kann auch entgegengewirkt werden, wenn die im Benchmarking vernachlässigten Parameter an anderer Stelle adäquat berücksichtigt werden. So werden Qualitätsaspekte in einer Anreizregulierung häufig über eine ergänzende Qualitätsregulierung (oft in Form eines Bonus-Malus-Ansatzes) erfasst, wie dies in Deutschland der Fall ist. Weiteren Ausführungen zur deutschen Situation erfolgen in Kapitel 6.

⁶⁷ Vgl. z.B. Stronzik (2011).

⁶⁸ Siehe z.B. Nemoto und Goto (1999, 2003).

Wirkungen berücksichtigt werden, sobald sie auftreten, ohne dass die grundsätzliche Anreizsystematik durchbrochen wird.

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass Yardsticking nicht alle Probleme löst, die mit der Behandlung von Investitionen im Rahmen einer Regulierung von Netzbetreibern zusammenhängen. Aufgrund der höheren Performance-Unsicherheiten für die Unternehmen (insbesondere erlösseitig) weist seine Anreizstruktur allerdings eine ausgeprägtere Wettbewerbsanalogie auf als das Revenue Cap. Um Yardsticking noch näher an wettbewerbliche Verhältnisse zu schieben, fehlen insbesondere zwei wesentliche Komponenten. Zum einen müsste die Option eines Marktaustrittes gegeben sein. Fehlt diese Möglichkeit, so ist das Verlustrisiko für Netzbetreiber nach unten begrenzt, was zu asymmetrischen Anreizstrukturen führen kann.⁶⁹ Das zweite Element betrifft eher die regulatorische Praxis, die in der Regel keine Sonderabschreibungen bzw. Wertberichtigungen vorsieht. Ohne diese Möglichkeit bleibt ein Netzbetreiber bei Fehlinvestitionen *ceteris paribus* bis zum Ende der Nutzungsdauer der entsprechenden Anlagegüter ineffizient, was im Vergleich zu marktlichen Gegebenheiten ebenfalls Verzerrungseffekte zur Folge haben kann.

⁶⁹ Der Marktaustritt ist bei den drei in Kapitel 3 vorgestellten Ansätzen der Yardstick Competition explizit als Modellannahme enthalten. Dies ändert jedoch nichts an der relativen Vorteilhaftigkeit, da diese Annahme implizit auch beim Revenue Cap unterstellt wird. Siehe z.B. Crew und Kleindorfer (1996) und Sappington und Weisman (2010).

5 Internationale Erfahrungen

In diesem Kapitel werden zwei internationale Beispiele einer Yardstick-Regulierung vorgestellt. Sowohl die Niederlande als auch Norwegen haben seit 2007 die Yardstick Competition für Stromverteilnetzbetreiber implementiert. Für jedes Land wird zunächst ein kurzer Abriss über die Regulierungshistorie gegeben und die wesentlichen Elemente der gegenwärtig implementierten Yardstick Regulierung beschrieben. Vor dem Hintergrund dieser Historie werden anschließend die Verläufe der Netzinvestitionen diskutiert.

5.1 Niederlande

5.1.1 Regulierungshistorie

Die Niederlande haben bereits zu Beginn der 1990er Jahre begonnen, den Stromsektor umzustrukturieren. Kurz nach der ersten Binnenmarkttrichtlinie 96/92/EG der Europäischen Union von 1996 wurde die Regulierungsbehörde DTe als Kammer der Wettbewerbsbehörde NMA etabliert, die später in Energiekamer umbenannt wurde. Zum 1.4.2013 wurden die Verantwortlichkeiten für die verschiedenen Netzsektoren (Energie, Post und Telekommunikation) neu geordnet und die unabhängige Behörde Autoriteit Consument & Markt (ACM) gegründet mit einer Unterabteilung für die Energieregulierung.

Nach mehreren Zusammenschlüssen wird das niederländische Stromnetz auf der Verteilebene zur Zeit von insgesamt acht Unternehmen betrieben, wobei die drei größten Gesellschaften, Liander, Stedin und Enexis, rund 80% des Netzes auf sich vereinen.⁷⁰ Die Verteilnetzbetreiber unterliegen per Gesetz einer Eigentumsentflechtung (Ownership Unbundling) und besitzen mithin weder Erzeugungskapazitäten noch Retailaktivitäten. Die Gesellschaften sind in öffentliche Hand mit überwiegend kommunaler Trägerschaft. Eine Privatisierung ist per Gesetz nicht möglich. Dies gilt auch für die Übertragungsnetzebene, deren alleiniger Betreiber TenneT ist und sich vollständig in Staatsbesitz befindet.

In 2001 wurde in den Niederlanden die bis dahin geltende Kostenregulierung durch eine Anreizregulierung ersetzt.⁷¹ Die Länge der Regulierungsperioden beträgt grundsätzlich drei Jahre. Die ersten beiden Perioden (2001-2003 und 2004-2006) waren als reines Price Cap ausgestaltet, das auf den unternehmensindividuellen Kosten der Netzbetreiber aufsetzte. Zusätzlich zum generellen X-Faktor wurden individuelle X-Faktoren ermittelt. Für die erste Regulierungsperiode wurden letztere jedoch aufgrund erfolgreicher Klagen der Netzbetreiber nachträglich durch ein Gericht für ungültig erklärt. Nach einer

⁷⁰ Vgl. Mißfeldt (2012)

⁷¹ Zu den folgenden Ausführungen siehe Nillesen und Pollitt (2007), ACCC (2012), Energiekamer (2012) und ACM (2013a, 2013b und 2013c).

Gesetzesanpassung konnten die individuellen X-Faktoren in der zweiten Periode angewendet werden. Im Durchschnitt betrug der individuelle Abschlag rund 2,6% p.a. Auf der anderen Seite wurde der generelle Produktivitätsfaktor von 3,2% auf 1,5% abgesenkt (siehe Tabelle 5-1).

Tabelle 5-1: Generelle X-Faktoren in den Niederlanden

Regulierungsperiode	Zeit	X-Faktoren
1	2001-2003	$X_{\text{gen}} = 3,2\%$
2	2004-2006	$X_{\text{gen}} = 1,5\%$; $X_{\text{ind}} = 2,6\%^*$
3	2007	$\emptyset 1,3\%$
4	2008-2010	$\emptyset 4,3\%$
5	2011-2013	$\emptyset -6,9\%$

Quelle: Brunekreeft (2011).

Anmerkung: * = ungewichteter Durchschnitt der drei größten Verteilnetzbetreiber.

In 2007 wurde das Price Cap durch ein Yardsticking ersetzt. Aufgrund der Übertragung der 110kV-Leitungen von den Verteilnetzbetreibern an TenneT, die in 2007 abgeschlossen wurde, und den damit einhergehenden Implikationen für die Regulatory Asset Base und den Unternehmensvergleich wurde die dritte Regulierungsperiode auf ein Jahr verkürzt. Ab 2008 wurde ferner der so genannte Q-Faktor aktiviert, der die Regulierungsformel um eine Qualitätskomponente in Form einer Bonus-Malus Regelung ergänzt. Dieser Q-Faktor wurde bereits in der zweiten Regulierungsperiode implementiert, aus Datengründen allerdings auf null gesetzt.

Der neue Regulierungsansatz startete somit erst vollständig ab der vierten Regulierungsperiode. Das Konzept ist eine Mischung aus einer CPI-X Regulierung und dem Ansatz nach Schleifer (1985). Die Preisobergrenze $p_{i,t}$ wird analog Formel (2-1) wie folgt ermittelt:⁷²

$$(5-1) \quad p_{i,t} = p_{i,0}(1 + CPI_t - x_t + q_t),$$

wobei die anfängliche Preisobergrenze $p_{i,0}$ mit dem Verbraucherpreisindex (CPI) - bereinigt um den X-Faktor und den Q-Faktor - inflationiert wird. Der X-Faktor wird ein Jahr vor Beginn der neuen Regulierungsperiode auf Basis der tatsächlichen Produktivitätsentwicklung der letzten drei Jahre als Durchschnittswert ermittelt. Über die Zeit hinweg wird gewissermaßen ein rollierender Dreijahresdurchschnitt gebildet mit einem sich stetig verschiebenden Stützintervall. Grob gesprochen bestimmt die tatsächliche Produktivitätsentwicklung in der Regulierungsperiode t den X-Faktor für die folgende Regu-

⁷² Die Darstellung ist sehr vereinfacht und erfasst nur die Kernelemente bzw. die Grundstruktur des Regulierungsansatzes. Zu Details siehe insbesondere ACM (2013b).

lierungsperiode $t+1$. Der essentielle Unterschied zum reinen Price Cap ist die initiale Preisvorgabe durch einen Yardstick auf Basis der sektoralen Durchschnittskosten:

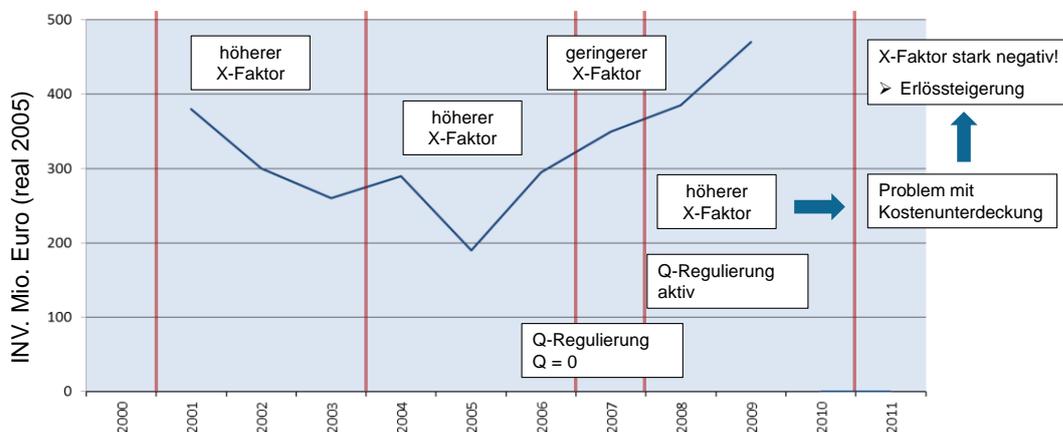
$$(5-2) \quad p_{i,0} = \bar{c} = \frac{\sum_{j=1}^8 (C_j - C_j^{NC})}{\sum_{j=1}^8 y_j}$$

Zur Ermittlung des Yardsticks werden bei jedem Netzbetreiber die Gesamtkosten C_j um nicht beeinflussbare Kostenbestandteile C_j^{NC} bereinigt. Diese Standardisierung zielt darauf ab, regionale Besonderheiten wie z.B. die Anzahl der Wasserüberquerungen in einem Versorgungsgebiet zu berücksichtigen. Die Durchschnittskosten werden pro Outputseinheit y (u.a. ein- und ausgespeiste Strommenge) berechnet.⁷³ Im Gegensatz zum ursprünglichen Ansatz von Schleifer (1985) ist der betrachtete Netzbetreiber in der Mittelwertbildung enthalten ($j=8$). Zur Bestimmung der erlaubten Erlöse werden Referenzvolumina auf die Preisvorgabe angewendet.

5.1.2 Netzinvestitionen

In Abbildung 5-1 ist der Verlauf der Investitionen in die niederländischen Verteilnetze seit Einführung der Anreizregulierung dargestellt. Es sind die realen Investitionskosten in Preisen von 2005 abgetragen.

Abbildung 5-1: Regulierungshistorie und Netzinvestitionen in den Niederlanden



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Brunekreeft (2011).

In den ersten beiden Regulierungsperioden unter einem reinen Price Cap mit individuellem Kostenbezug ist ein signifikanter Rückgang der Netzinvestitionen zu verzeichnen. Dies ist wahrscheinlich dem Sachverhalt geschuldet, dass unter der vorher etablierten Cost Plus Regulierung kapitalintensive Investitionen in der Regel begünstigt sind, so

⁷³ Die unterschiedlichen Outputvariablen werden über verschiedene Gewichtungsfaktoren zusammengeführt.

dass eine gewisse Konsolidierung beim Wechsel auf eine anreizorientierte Regulierung zu erwarten ist.⁷⁴ Allerdings hat sich das Niveau innerhalb von fünf Jahren nahezu halbiert. Nach der Talsohle in 2005 sind die Investitionen wieder kontinuierlich angestiegen und liegen in 2009 über dem Ausgangsniveau von 2001. Der Umschwung zeigt eine gewisse Koinzidenz mit den Planungen zur Einführung einer Yardstick Competition ab der dritten Regulierungsperiode. Der Investitionsverlauf unterstützt die in Abschnitt 4.2 aufgestellte Hypothese, dass Yardsticking tendenziell bessere Investitionsanreize bietet als Cap Regulierungen mit individuellem Kostenbezug. Zumindest kann diese These aufgrund der Empirie nicht verworfen werden.

Der Regimewechsel dürfte jedoch nicht der alleinige Grund für die steigenden Investitionen gewesen sein. In der Zeit nach dem Umschwung wurden ergänzende Regelungen implementiert, die das Investitionsklima verbessert haben. Neben der Aktivierung der Qualitätsregulierung ab der vierten Regulierungsperiode wurde Verteilnetzbetreibern die Möglichkeit eingeräumt, auf Antrag größere Investitionsprojekte teilweise von den Anforderungen der Anreizregulierung auszunehmen.⁷⁵ Die relativ hohen X-Faktoren in der vierten Regulierungsperiode (siehe Tabelle 5-1) gingen zudem nicht einher mit einer Reduktion der Investitionstätigkeiten. Allerdings kam es zu signifikanten Renditeminderungen bei fast allen Netzbetreibern, da die zugestandenen Erlöse zum Teil deutlich unter den tatsächlichen Kosten blieben. Dies veranlasste den Regulierer, eine vertiefende Analyse der Kosten-Erlös-Entwicklungen bei den Netzbetreibern durchzuführen. Im Zuge dieser Untersuchung konnte die dezentrale Einspeisung erneuerbarer Energien als wesentlicher Kostentreiber identifiziert werden, der bis zu diesem Zeitpunkt keine Berücksichtigung in der Regulierungssystematik fand.⁷⁶ Zur fünften Regulierungsperiode wurden die Regelungen daher entsprechend angepasst, indem die dezentrale Einspeisung als weitere Outputvariable integriert wurde. Gemeinsam mit dem stark negativen X-Faktor von -6,9% haben sich die Investitionsbedingungen in der fünften Periode somit weiter verbessert. Der negative X-Faktor spiegelt dabei die Erwartung wider, dass die Kosten weiter ansteigen werden.

5.2 Norwegen

5.2.1 Regulierungshistorie

Der Grundstein für die Liberalisierung des Stromsektors in Norwegen wurde mit dem Energy Act im Juni 1990 gelegt. In der Folge wurde das norwegische Wasser- und Energieamt (Norges Vassdragsog Energidirektorat, NVE) gegründet und mit der Branchenaufsicht betraut. Es ist formal dem Öl- und Energieministerium unterstellt. Anpas-

⁷⁴ Siehe auch Kapitel 2.

⁷⁵ Vgl. Müller (2011).

⁷⁶ Vgl. Brattle Group (2010).

sungen des Regulierungssystems und die operative Umsetzung obliegen jedoch vollständig NVE.⁷⁷

Die Branchenstruktur ist durch eine Vielzahl relativ kleiner Unternehmen gekennzeichnet. Während das Übertragungsnetz durch die staatliche Statnett SF betrieben wird, sind auf der Verteilnetzebene rund 160 Unternehmen mit überwiegend kommunaler Trägerschaft tätig, die sich in Größe und Struktur deutlich unterscheiden. Ab 100.000 versorgten Kunden müssen die Netzgesellschaften gesellschaftsrechtlich entflochten sein. Dies trifft jedoch nur auf einige wenige Unternehmen zu. Im Durchschnitt beliefert ein norwegischer Verteilnetzbetreiber rund 5.000 Kunden.⁷⁸

Als unabhängige Regulierungsbehörde hat NVE bereits zu Beginn fünfjährige Regulierungsperioden festgelegt.⁷⁹ Von 1992 bis einschließlich 1996 praktizierte NVE eine kostenorientierte Renditeregelung und wechselte 1997 hin zu einem anreizorientierten Regulierungssystem. Neben dem Vereinigten Königreich gehört Norwegen somit mit über 15 Jahren Erfahrung zu den Pionieren der Anreizregulierung. Die ersten beiden Perioden der Anreizregulierung waren als Revenue Cap mit individuellem Kostenbezug ausgestaltet. Die Erlösobergrenze für die zweite Regulierungsperiode ab 1997 basierte auf dem Durchschnitt der unternehmensindividuellen Kosten der Jahre 1994 und 1995, wobei eine Kapitalrendite von 8,3% zugrunde gelegt wurde. Um dem höheren Risiko der Anreizregulierung im Vergleich zur Renditeregelung Rechnung zu tragen, wurde den Unternehmen ein höherer Risikozuschlag zugestanden. Der generelle X-Faktor wurde auf 1,5% p.a. festgelegt. Die individuellen Effizienzvorgaben wurden mittels eines Benchmarkings in Form einer Data Envelopment Analysis (DEA) auf Basis der Gesamtkosten (TOTEX) ermittelt, wobei eine untere Schranke von 70% gesetzt wurde.⁸⁰ Um Datenunsicherheiten und einer fehlenden Standardisierung (insbesondere der Kapitalkosten) zu begegnen, wurde zwei Bewertungsverfahren durchgeführt, wobei den Unternehmen der höhere Effizienzwert zugewiesen wurde (Best-off Abrechnung). Eine Besonderheit der norwegischen Regulierung war die Integration eines Profit-Sharing Mechanismus, indem ein Renditekorrridor von 2% bis 15% implementiert wurde. Wurden diese Schranken unter- bzw. überschritten, so waren die Netzentgelte entsprechend anzupassen. Ein Mengenfaktor diente zudem zur Anpassung der Erlöse an Nachfrageschwankungen.

In der dritten Regulierungsperiode (ab 2002) blieb der generelle Produktivitätsfortschritt unverändert bei 1,5%. Als Kostenbasis wurde das Vierjahresmittel 1996 bis 1999 herangezogen. Der Renditekorrridor wurde etwas nach oben erweitert, indem nun maximal 20% Rendite möglich waren. Der Mengenfaktor erwies sich als nicht problemadäquat und wurde durch einen Justierungsfaktor ersetzt, der als additives Element in die Be-

⁷⁷ Vgl. Maeding (2011).

⁷⁸ Vgl. NVE (2012).

⁷⁹ Zu den folgenden Ausführungen siehe Førsund und Kittelsen (1998), Maeding (2011), Miguéis et al. (2011), Schweinsberg et al. (2011) und NVE (2012).

⁸⁰ Dies bedeutet, dass Unternehmen, für die sich im Benchmarking ein schlechterer Effizienzwert ergeben hat, einen Wert von 70% zugewiesen bekamen.

rechnung der Erlösobergrenze eingefügt wurde. Darüber hinaus wurde eine Qualitätsregulierung eingeführt in Form einer Bonus-Malus Regelung. Zentraler Kennwert sind die aus einer Versorgungsunterbrechung entstehenden Kosten (Cost of Energy not Supplied, CENS), die u.a. auf einer durchgeführten Studie zur Ermittlung der Zahlungsbereitschaft unterschiedlicher Kundengruppen und den historischen Unterbrechungsdaten der Netzbetreiber basieren. Der erlösneutrale Referenzwert wurde von NVE unternehmensindividuell festgelegt. Im Laufe einer Regulierungsperiode werden diese Referenzwerte den tatsächlichen Unterbrechungskosten gegenübergestellt, woraus ein entsprechende Qualitätsanreiz resultiert.

Im Zuge der kontinuierlichen Evaluierungen des Regimes kam zunehmend Kritik an den Investitionsanreizen des Systems auf.⁸¹ Im Mittelpunkt der Kritik stand dabei der Bezug auf die individuellen Kosten und der damit einhergehende Ratchet Effekt. Daher wurde die Regulierung ab 2007 grundlegend geändert mit dem primären Ziel, die Anreize für Investitionen zu stärken und weiterhin Effizienz zu gewährleisten.⁸² Das System wurde auf ein Yardsticking umgestellt, das sich an Agrell et al. (2005) orientiert. Es ist immer noch in den Rahmen der fünfjährigen Regulierungsperioden gebettet, allerdings werden nun sowohl die Erlösobergrenze als auch der kalkulatorische Zinssatz (Weighted Average Cost of Capital, WACC) jährlich neu ermittelt. Anstelle der Fortschreibung der individuellen Kosten mittels X-Faktoren werden die zulässigen Erlöse $R_{i,t}$ auf folgender Basis bestimmt:⁸³

$$(5-3) \quad R_{i,t} = 0,4 \cdot C_{i,t} + 0,6 \cdot C_t^{DEA} + IB_t.$$

Die aktuelle Regulierung ist eine Mischung aus den eigenen Kosten $C_{i,t}$, Normkosten C_t^{DEA} und einem Investitionsbudget IB_t . Die Gewichtung spiegelt die Stärke des Anreizes wider, sich an den Kosten vergleichbarer Netzbetreiber auszurichten.⁸⁴

Die Kostenbasis ist wie folgt festgelegt:

$$(5-4) \quad C_{i,t} = (OM_{i,t-2} + CENS_{i,t-2}) \cdot \frac{CPI_t}{CPI_{t-2}} + PL_{i,t-2} \cdot P_{el,t} + DEP_{i,t-2} + RAB_{i,t-2} \cdot WACC_t.$$

Bei den meisten Kosten entsteht der übliche (t-2)-Verzug, d.h., dass aufgrund der Rechnungslegung nur Kosteninformationen in die aktuelle Erlösobergrenze eingehen, die zwei Jahre zurückliegen. Mit der Systemumstellung wurde ferner auf Buchwerte übergegangen, um den durch die jährlichen Neuberechnungen bei den Unternehmen entstehenden Aufwand zu begrenzen. Die Betriebs- und Wartungskosten $OM_{i,t-2}$ sowie

⁸¹ Siehe auch Abschnitt 5.2.2.

⁸² Vgl. NVE (2011). Dort heißt es wörtlich: „The electricity network industry has been regulated economically through revenue caps since 1997. On 1. January 2007, NVE introduced major amendments to the network regulations. The goal has been to strengthen the incentives for investments and efficiency.”

⁸³ Die Darstellung ist vereinfacht und erfasst nur die Kernelemente des Regulierungsansatzes. Zu weiteren Details siehe NVE (2011).

⁸⁴ Die Gewichtung entspricht dem Parameter ρ im Ansatz von Agrell et al. (2005) und beträgt seit 2009 0,6 (siehe Abschnitt 3.2). Für die ersten beiden Jahre 2007 und 2008 wurde mit $\rho = 0,5$ ein schwächerer Anreiz gesetzt, um für die Netzbetreiber einen gleitenderen Übergang in das neue System zu ermöglichen.

die Unterbrechungskosten $CENS_{i,t-2}$ werden zum Ausgleich des Zeitverzuges mit dem Verbraucherpreisindex (CPI) inflationiert. Die Netzverluste $PL_{i,t-2}$ werden mit einem für alle Netzbetreiber einheitlichen aktuellen Referenzpreis für Strom bewertet. P_t ist dabei der volumengewichtete monatliche Spotpreis der Strombörse Nord Pool. Die Kapitalkosten bestehen aus den Abschreibungen aus t-2 ($DEP_{i,t-2}$) und der Verzinsung ($WACC_t$)⁸⁵ des durchschnittlich gebundenen Kapitals basierend auf den Restbuchwerten ($RAB_{i,t-2}$).

Die Normkosten werden mittels einer supereffizienten DEA berechnet. Seit Einführung der Anreizregulierung in 1997 ist die DEA ständiger Gegenstand methodischer Weiterentwicklungen, wobei insbesondere die Wahl adäquater Outputparameter im Mittelpunkt steht. Gegenwärtig sind dies:⁸⁶

- Abgenommene Strommenge in MWh,
- Anzahl der Verbraucher
- Anzahl der Verbraucher auf dem Land,
- Länge der Hochspannungsleitungen in km,
- Anzahl der Transformatorstationen,
- Verbindung zum Übertragungsnetz als kostengewichtete Summe der entsprechenden Anlagen,
- Anteil hochwachsender Wälder im Versorgungsgebiet in Prozent multipliziert mit der Länge der Hochspannungsfreileitungen in Kilometern,
- Menge des Niederschlags in Form von Schnee in mm multipliziert mit der Länge der Hochspannungsfreileitungen in Kilometern,
- Durchschnittliche Windgeschwindigkeit in m/s dividiert durch mittlere Distanz zur Küste in Metern sowie multipliziert mit der Länge der Hochspannungsfreileitungen in Kilometern.

Die DEA wird ergänzt um eine nachgelagerte OLS Regression zur Korrektur des Einflusses gewisser Umweltfaktoren (z.B. installierte Kapazität kleiner Wasserkraftanlagen, Anzahl der versorgten Inseln).

In Hinblick auf Investitionsanreize erfolgten 2009 neben der Anhebung des Anreizparameters von 0,5 auf 0,6 zwei weitere nennenswerte Änderungen. Zum einen wurde der Justierungsfaktor, der neben der Anpassung der Erlöse an Nachfrageschwankungen auch den Zeitverzug bei Investitionen kompensieren sollte, durch ein Investitionsbudget auf Plankostenbasis ersetzt. Zum anderen wurde die Qualitätsregulierung novelliert. So werden Versorgungsstörungen deutlich differenzierter bewertet, indem sektorspezifi-

⁸⁵ Mit Beginn des Yardsticking wurde die Risikoprämie zur Berechnung des WACC erhöht, um Investitionsanreize zu stärken. Ferner wurde die Kappung der Kapitalrendite nach oben abgeschafft (siehe Brunekreeft 2011).

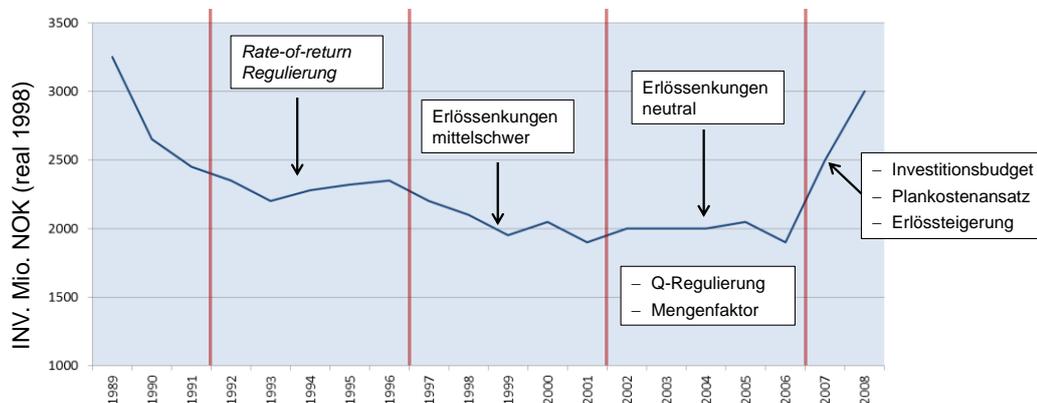
⁸⁶ Vgl. Bjørndal et al. (2008, 2009 und 2010) und Growitsch et al. (2012).

sche (z.B. höhere Gewichte für Industrie als für Haushalte) und zeitspezifische (z.B. bei der Industrie höhere Gewichte für Werkzeuge) Korrekturfaktoren in die Berechnungen eingehen.

5.2.2 Netzinvestitionen

In Abbildung 5-2 ist der Verlauf der Investitionen in die norwegischen Verteilnetze seit Beginn der Liberalisierung dargestellt. Es sind die realen Investitionskosten in Preisen von 1998 abgetragen.

Abbildung 5-2: Regulierungshistorie und Netzinvestitionen in Norwegen



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Brunekreeft (2011).

Bis 1993 sind die Investitionen deutlich zurückgegangen, um anschließend wieder leicht anzusteigen. Der Verlauf bis 1996 folgt mehr oder weniger dem auch zuvor zu beobachtenden Zyklus von Investitionen in norwegische Verteilnetze.⁸⁷ Erst mit Einführung der Anreizregulierung in Form des Revenue Caps in 1997 wurde dieser Zyklus durchbrochen, indem die Investitionen wieder sanken. Dem Zyklus folgend hätten die Investitionen eigentlich weiter ansteigen müssen. Der Abwärtstrend setzte sich während dieser Regulierungsperiode (1997 bis 2001) fort. In der darauffolgenden dritten Periode (2002 bis 2006) verharrten die Investitionen weiter auf diesem niedrigen Niveau. Mit Einführung des Yardstickings 2007 gab es einen signifikanten Sprung nach oben, so dass bereits 2008 fast wieder das Ausgangsniveau vor Beginn der Liberalisierung erreicht wurde.

⁸⁷ Vgl. Jamasb und Pollitt (2007).

Der empirische Verlauf der Investitionen in norwegische Verteilnetze deutet auf eine Bestätigung der aus der Theorie in Abschnitt 4.3 abgeleiteten Hypothese hin, dass Yardsticking tendenziell höhere Investitionsanreize setzt als das Revenue Cap. Jamasb und Pollitt (2007) diskutieren in diesem Zusammenhang die Entwicklungen der Netzinvestitionen in Großbritannien und Norwegen, wobei es in Norwegen während der anreizorientierten Regulierung zu einem stärkeren Rückgang der Investitionstätigkeit als in Großbritannien kam. Da in beiden Ländern im Vergleichszeitraum ein Revenue Cap etabliert war, führen die Autoren ein weiteres Argument an. Sie führen die geringeren Investitionsaktivitäten in Norwegen auf das TOTEX Benchmarking zurück, wodurch sich der Kosteneinsparungsdruck auch auf die Investitionskosten auswirkte, während in Großbritannien nur die operativen Kosten in den Unternehmensvergleich einbezogen wurden.

Hinsichtlich der Aussagekraft der Empirie sind allerdings zwei Einschränkungen zu beachten. Zum einen ist das Investitionsniveau vor Beginn der Liberalisierung aufgrund der kostenorientierten Regulierung oft durch sehr kapitalintensive Investitionsmaßnahmen gekennzeichnet, die eher einen Zustand der Überinvestition vermuten lassen. Daraus folgt, dass anreizorientierte Regulierungen aufgrund ihrer Effizienzeigenschaften hier zunächst immer zu einem deutlichen Investitionsrückgang führen müssten, um dieses relativ hohe Investitionsniveau auf ein adäquates Maß nach unten zu korrigieren. Die Frage ist, ob ein unmittelbarer Übergang von Cost Plus zu einem Yardsticking zu vergleichbaren Investitionsrückgängen führt oder nicht. Zum anderen ist der Anstieg in Norwegen nach 2006 durch weitere investitionsfördernde Maßnahmen überlagert und sehr wahrscheinlich nicht allein der Einführung der Yardstick Competition zuzuschreiben. So wurden durch die Einführung von Investitionsbudgets und die Umstellung auf Plankosten explizite Investitionsanreize gesetzt, die das Investitionsklima deutlich verbessert haben dürften. Eine Separierung der Effekte ist nicht möglich.⁸⁸ Ferner haben die Investitionsbudgets auch dazu geführt, dass die Erlösbergrenzen seit 2007 signifikant ansteigen und das Niveau von 1997 vor Einführung der Anreizregulierung real bereits wieder erreicht haben, was die Frage aufwirft, ob dies effizientes Verhalten darstellt.⁸⁹

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sowohl in den Niederlanden als auch in Norwegen Indizien vorliegen, dass Yardsticking tendenziell höhere Investitionsanreize bietet als ein Revenue Cap. Allerdings ist die Aussagekraft der empirischen Befunde in beiden Fällen deutlich eingeschränkt. Zumindest kann die aus der Theorie abgeleitete These aufgrund der Empirie nicht verworfen werden.

⁸⁸ Neben einem längeren Beobachtungsintervall, um bei Investitionen übliche zeitverzögerte Effekte zu erfassen, wäre auch ein Vergleichsmaßstab erforderlich, der nur eine der beiden Maßnahmen (z.B. Yardsticking ohne Investitionsbudgets) implementiert hat. Dies kann in der Regel nur über Ländervergleiche im Rahmen einer Panelanalyse erfolgen. Für einen derartigen Ansatz siehe z.B. Growitsch und Stronzik (2011), die die Effekte von Ownership Unbundling bei Gasfernleitungsnetzbetreibern analysiert haben.

⁸⁹ Vgl. NVE (2012).

6 Möglichkeiten für Deutschland

In diesem Kapitel werden die Umsetzungsmöglichkeiten für eine Yardstick Competition in Deutschland erörtert. Hierzu wird zunächst das gegenwärtige Regime in Deutschland mit seinen charakteristischen Ausgestaltungselementen kurz in die in Abschnitt 4.1 entwickelte Abgrenzungssystematik zwischen Revenue Cap und Yardstick Competition eingeordnet. Darauf aufbauend werden grundsätzliche Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des deutschen Systems in Richtung eines Yardstickings diskutiert.⁹⁰ Im Folgenden liegt der Fokus auf den Stromverteilnetzen, da sie vor dem Hintergrund der bevorstehenden Herausforderungen im Rahmen der Energiewende von herausragender Bedeutung sein werden.⁹¹

6.1 Status Quo

Die Anreizregulierung der rund 900 deutschen Stromverteilnetzbetreiber, die in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) kodifiziert ist, ist als Revenue Cap mit individuellem Kostenbezug ausgestaltet. Das Konzept ist zunächst für zwei fünfjährige Regulierungsperioden angelegt, 2009 bis 2013 und 2014 bis 2018. Der grundsätzliche Aufbau folgt der in Kapitel 2 dargestellten Systematik mit einigen Modifikationen.⁹² Folgende Abwandlungen zur reinen Erlösobergrenzenregulierung sollen in Hinblick auf die in Abschnitt 4.1 eingeführte Abgrenzungssystematik diskutiert werden:⁹³

- Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 4 Abs. 3 Nr. 2 in Verbindung mit § 11 Abs. 2 ARegV;
- Investitionsmaßnahmen nach § 23 Abs. 6 ARegV;
- Pauschalierter Investitionszuschlag nach § 25 ARegV;
- Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV;
- Qualitätselement nach §§ 18-20 ARegV;
- Vereinfachtes Verfahren nach § 24 ARegV.

Im deutschen System werden neben dem generellen X-Faktor individuelle X-Faktoren mittels eines Benchmarkings ermittelt, das eine Best-of-Four Abrechnung vornimmt. Es werden mit der Data Envelopment Analysis (DEA) und der Stochastic Frontier Analysis (SFA) zwei Verfahren verwendet, die jeweils für zwei unterschiedliche Kapitalkostenansätze gerechnet werden. Neben den tatsächlichen Kapitalkosten finden auch die in Form von Annuitäten normierten Kapitalkosten Eingang in die Berechnungen. Letzteres dient vor allem dazu, durch unterschiedliche Aktivierungs- und Abschreibungspraxen

⁹⁰ An dieser Stelle können nur erste Grundgedanken erarbeitet werden. Eine vertiefende Analyse übersteigt den Umfang dieses Papiers und sollte Gegenstand zukünftiger Untersuchungen sein.

⁹¹ Vgl. z.B. dena (2012).

⁹² Siehe insbesondere Gleichung (2-1).

⁹³ Zu weiterführenden Erläuterungen zu den einzelnen Elementen der deutschen Anreizregulierung siehe z.B. Maeding (2011), Missling (2013) und Schmidt (2013).

bedingte Verzerrungseffekte zu mildern. Auf der einen Seite wird somit gewissen Datenunsicherheiten Rechnung getragen. Auf der anderen Seite führt dies tendenziell zu einer stärkeren Endogenität der Kostenbasis, d.h. ρ in Abbildung 4-1 sinkt. Dem Netzbetreiber wird der beste aus vier möglichen Effizienzwerten zugewiesen, wodurch die Chance steigt, seine individuellen Kosten vollständig vergütet zu bekommen. Eine ähnliche Wirkung entfaltet die in der Verordnung verankerte Beschränkung des Effizienzwertes nach unten auf 60%, wodurch das Downside Risiko reduziert wird.⁹⁴

Drei weitere Regelungen, die unter Umständen zu einer Reduktion von ρ führen, sind die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, der pauschalierte Investitionszuschlag (PIZ) und Investitionsmaßnahmen. Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten unterliegen keinen Effizienzvorgaben und werden mit einem gewissen Zeitverzug (t-2) eins zu eins in die Erlösobergrenze durchgereicht. Sie werden quasi kostenreguliert. Die meisten Kostenpositionen unter dieser Regelung haben jedoch keine Verzerrungseffekte bezüglich der Investitionsanreize (Ratchet Effekt) zur Folge, da sie nicht dem Einfluss des Netzbetreibers unterliegen. Hierunter fallen z.B. gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben und die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen. Bei anderen Positionen wie beispielsweise den verfahrensregulierten Kosten ist dies weniger offensichtlich. Belässt die tatsächliche Ausgestaltung der Verfahrensregulierung den Netzbetreibern gewisse Freiheitsgrade, können verzerrte Anreize die Folge sein.⁹⁵

Darüber hinaus kann die Erlösobergrenze unter gewissen Voraussetzungen für Investitionskosten erhöht werden. So kann der Netzbetreiber vor Beginn einer neuen Regulierungsperiode einen pauschalen Zuschlag (PIZ) in Höhe von maximal 1 % der für den Effizienzvergleich ermittelten Kapitalkosten für geplante Investitionen bei der Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur (BNetzA) beantragen. In der folgenden Regulierungsperiode erfolgt dann ein Soll-Ist-Abgleich. Ferner können Verteilnetzbetreiber entsprechende Erhöhungen für Kosten von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen, so genannte Investitionsmaßnahmen, beantragen. Diese Regelung zielt insbesondere auf netzseitig erforderliche Maßnahmen zur Integration von EEG- und KWK-Anlagen ab. Voraussetzung ist, dass die Investitionen nicht bereits unter dem Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV erfasst sind und eine gewisse Kostenschwelle überschritten wird.⁹⁶ Seit März 2012 werden Planwerte angesetzt, so dass durch Zeitverzüge bedingte Investitionshemmnisse beseitigt sind. Nach Abschluss der Maßnahme werden die angesetzten Kosten mit den tatsächlich angefallenen Investitionskosten verglichen und die Erlösobergrenze über das Regulierungskonto entsprechend bereinigt. Sowohl der PIZ als auch Investitionsmaßnahmen werden während der Genehmigungsdauer als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten eingestuft und unterliegen somit in dieser Zeit

⁹⁴ Der Zweck dieser Regelung ist, Netzbetreiber hinsichtlich der Effizienzvorgaben nicht zu überfordern und möglicherweise eine Insolvenz zu verursachen. Die Kehrseite aus ökonomischer Sicht ist eine einseitig gestützte Chancen- und Risikoverteilung.

⁹⁵ Siehe z.B. Angenendt et al. (2008).

⁹⁶ Zum Erweiterungsfaktor siehe weiter unten. Die Kosten für die Investitionsmaßnahme müssen 0,5% der Gesamtkosten ohne Berücksichtigung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten überschreiten.

einer kostenorientierten Regulierung. Nach Abschluss des Investitionsprojektes finden die Kosten für die folgende Regulierungsperiode allerdings wieder Eingang in den Effizienzvergleich, so dass ein möglicher Ratchet Effekt deutlich begrenzt wird.⁹⁷ Auf der anderen Seite besteht die Gefahr einer asymmetrischen Behandlung von Chancen und Risiken, da eine ex ante Investitionsentscheidung einer ex post Kontrolle unterworfen wird, was Investitionsanreize verzerren kann.⁹⁸

Diesen potenziell die Endogenität der Kostenbasis verstärkenden Effekten stehen der Erweiterungsfaktor und das Qualitätselement entgegen, die zu einer Exogenisierung der Kostenbasis (Erhöhung von ρ) beitragen. Der Erweiterungsfaktor ist gewissermaßen das Bindeglied zwischen zwei Effizienzvergleichen, indem mit nachhaltigen Änderungen der Versorgungsaufgabe verbundene Kosten während einer Regulierungsperiode erfasst werden.⁹⁹ Er ist multiplikativ mit der Ausgangskostenbasis für die Erlösobergrenze verknüpft. Berücksichtigt werden Änderungen der Fläche, der Höchstlast und der Zahl an Anschlusspunkten, wenn sie die Gesamtkosten abzüglich der nicht beeinflussbaren Kosten des Unternehmens um mindestens 0,5 % erhöhen (Anspruchsgrundlage). Seit 2010 wird zusätzlich die Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen berücksichtigt, was vor allem den Herausforderungen in Form der Integration erneuerbarer Energien aus der Energiewende Rechnung tragen soll. Seit 2012 unterliegen die Stromverteilnetzbetreiber ferner einer Qualitätsregulierung in Form einer Bonus-Malus Regelung, wobei die Parameter Unterbrechungsdauer und Unterbrechungshäufigkeit berücksichtigt werden.¹⁰⁰ Sowohl der Erweiterungsfaktor als auch das Qualitätselement stellen hinsichtlich der Exogenität der Kostenbasis wie das Benchmarking eine Mischgröße dar, da unternehmensindividuelle (endogene) Informationen auf einen (exogenen) Referenzwert bezogen werden. Während beim Qualitätselement der Durchschnitt aller Netzbetreiber unter Berücksichtigung gewisser Strukturparameter (variable Lastdichte) zum Vergleich herangezogen werden, findet beim Erweiterungsfaktor ein Bezug auf unternehmensindividuelle Werte aus dem Basisjahr statt. Die Exogenität wird auch dadurch verstärkt, dass anstelle einer Orientierung an den realisierten Kosten eine Approximation auf Basis physikalischer Größen erfolgt. Daher sind die tatsächlichen Kosten für die Kalkulation der Erlösobergrenze irrelevant.

⁹⁷ Dies gilt auch für die bis zur Einführung der Investitionsmaßnahmen geltenden Investitionsbudgets. Siehe BNetzA (2010b, 2012).

⁹⁸ Wie in Abschnitt 4.2.2 dargelegt wurde, sind diese ex post Kontrollen erforderlich, um unter dem Regime der Anreizregulierung die wettbewerbliche Sanktionierung von Investitionen zu simulieren (siehe insbesondere Fußnote 51). Im vorliegenden Kontext der Investitionsmaßnahmen kann vielmehr eine mögliche Asymmetrie zu Anreizverzerrungen führen (siehe Abschnitt 4.2.3). Die Kostenregulierung während der Genehmigungsphase führt zu $\beta = 1$. Durch die Überführung der Investitionskosten in die Kostenbasis für den Effizienzvergleich in der Regulierungsperiode nach Projektabschluss kann es dazu kommen, dass ein Teil der Effizienzverbesserungen beim Netzbetreiber verbleibt, so dass $\alpha < 1$ folgt. Dies ließe sich nur vermeiden, wenn die ex ante genehmigten Investitionskosten dauerhaft außerhalb der Effizienzvorgaben verbleiben, was vor Einführung der Anreizregulierung im Zuge der Überlegungen zu Investitionsbudgets auch ursprünglich seitens der Bundesnetzagentur angedacht war (siehe BNetzA 2006). Aufgrund des dann geringeren Risikos müssten diese Investitionskosten jedoch mit einem geringeren Zinssatz verzinst werden als Investitionen, die unter die Effizienzvorgaben fallen, um Überinvestitionen zu vermeiden.

⁹⁹ Siehe BNetzA (2010c).

¹⁰⁰ Vgl. BNetzA (2010d, 2011).

Zusammenfassend lässt sich für das deutsche System der Anreizregulierung sagen, dass die beiden zuletzt genannten, die Exogenität der Kostenbasis verstärkenden Effekte des Erweiterungsfaktors und des Qualitätselements, die Wirkungen der zuvor aufgeführten Komponenten tendenziell überwiegen. Hauptgrund sind die im Rahmen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, der Investitionsmaßnahmen und des PIZ aufgeführten Faktoren, die die potenziellen Endogenitätseffekte wieder einschränkenden. Daher dürften die durch den Ratchet Effekt hervorgerufenen Anreizverzerrungen in der deutschen Anreizregulierung weniger ins Gewicht fallen als bei einem reinen Revenue Cap ohne ergänzende Elemente, das den Ausführungen in Kapitel 2 zugrunde liegt.

Die bisherigen Aussagen gelten allerdings nur für Netzbetreiber, die am so genannten Regelverfahren teilnehmen. Für kleine Stromverteilnetzbetreiber mit weniger als 30.000 angeschlossenen Kunden besteht die Möglichkeit, an einem vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilzunehmen. Diese Unternehmen nehmen nicht am Effizienzvergleich teil. Im Gegenzug wird ihnen ein individueller X-Faktor in Höhe des gewichteten Durchschnitts der Effizienzwerte der am Regelverfahren teilnehmenden Netzbetreiber zugewiesen.¹⁰¹ Daraus folgt, dass für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren der individuelle X-Faktor, obwohl nicht beeinflussbar und somit exogen, eine analoge Wirkung wie der generelle X-Faktor entfaltet. Das Korrektiv zur Eindämmung des Ratchet Effektes durch die Ermittlung eines individuellen Effizienzwertes in Relation zu anderen, vergleichbaren Netzbetreibern entfällt. Kosteninflationierungstendenzen wird nicht wirksam entgegengewirkt. Darüber hinaus werden 45% der Gesamtkosten per se als dauerhaft nicht beeinflussbar eingestuft, wodurch nahezu die Hälfte der Gesamtkosten de facto einer Cost Plus Regulierung unterliegen. Darüber hinaus dürfte die Nichtanwendung des Qualitätselements den Wegfall der potenziell die Endogenität der Kostenbasis verstärkenden Komponenten des PIZ und der Investitionsmaßnahmen überwiegen. Hintergrund sind wiederum die bereits erwähnten, die Endogenität wieder einschränkenden Faktoren beim PIZ und bei den Investitionsmaßnahmen. In der Summe haben die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren somit eine weniger exogene Kostenbasis (ρ_{VV}) als die am Regelverfahren teilnehmenden Unternehmen (ρ_{RV}), so dass gilt:

$$(6-1) \quad \rho_{VV} < \rho_{RV}.$$

Durch die zentrale Bedeutung des Benchmarkings zur Festlegung der Erlösobergrenze liegt das deutsche System für die am Regelverfahren beteiligten Netzbetreiber insgesamt gesehen sehr nahe am Grundansatz von Agrell et al. (2005).

6.2 Übergang auf Yardstick Competition

Die Erfahrungen in den Niederlanden und Norwegen deuten an, dass sich die Investitionsanreize durch einen Übergang auf ein Yardsticking verbessern können. Zumindest verschlechtert sich die Situation für die Netzbetreiber nicht. In beiden Ländern wurde

¹⁰¹ Für die erste Regulierungsperiode wurde der Wert in § 24 Abs. 2 S. 1 mit 87,5% per Verordnung festgelegt.

nach zwei Perioden unter einer Cap Regulierung ein Yardstick eingeführt, wonach die Investitionsaktivitäten angestiegen sind.¹⁰² Deutschland könnte zukünftig einen ähnlichen Weg beschreiten. Die Netzbetreiber könnten dann eine mehrjährige Erfahrung mit einer anreizorientierten Netzregulierung vorweisen. Dadurch werden zwei für ein Yardstick fundamentale Erfolgsdeterminanten adressiert. Die Netzbetreiber haben Zeit, sich ausreichende Kenntnisse anzueignen, den Netzbetrieb und die Netzgestaltung neben technischen auch zunehmend an ökonomischen Kriterien (Effizienz) auszurichten. Bei erfolgreichem Lernprozess sollten sich zudem die Effizienzunterschiede zwischen den Unternehmen ausgehend vom Beginn der Anreizregulierung in 2009 verringert haben. Letzteres hat zur Folge, dass eine bessere Vergleichbarkeit der Netzbetreiber erreicht wird, eine Grundvoraussetzung für die Anwendbarkeit des Yardstick. Auch von Seiten der Regulierungsbehörde kann die Zeit genutzt werden, um weitere Informationen über die tatsächlichen Input-Output-Strukturen der Netzbetreiber zu generieren, was bereits durch die umfangreichen Monitoringaktivitäten auf nationaler und europäischer Ebene wahrgenommen wird.¹⁰³

Hinsichtlich des zu wählenden Ansatzes bietet sich aufgrund der hohen Anzahl der Netzbetreiber vor allem das Konzept von Agrell et al. (2005) an, das in Norwegen angewendet wird. Dieser Tatbestand hat zudem den Vorteil, dass kollusives Verhalten wenig wahrscheinlich ist, wodurch ein die Einführung einer Yardstick Competition limitierender Faktor für Deutschland als irrelevant eingestuft werden kann. Die Umsetzung der Idee von Schleifer (1985) wie in den Niederlanden erscheint für Deutschland wenig ratsam, da vor dem Hintergrund der begrenzten Netzbetreiberzahl in den Niederlanden ein relativ eindimensionaler Ansatz gewählt wurde, der Heterogenität mehr über individuelle Verhandlungslösungen zwischen Netzbetreiber und Regulierungsbehörde und weniger über transparente und nachvollziehbare Methoden zu erfassen versucht. Ein analoges Vorgehen in Deutschland würde daher einen bedeutenden Mehraufwand in der Administration des Systems hervorrufen. Ferner bliebe der aus der hohen Netzbetreiberanzahl resultierende Vorteil der Nutzung statistischer Methoden zur Durchführung eines Effizienzvergleichs ungenutzt.

Beim Ansatz von Agrell et al. (2005) besteht über die Festlegung der Höhe des Anreizes ρ für die Netzbetreiber, die Kostennorm zu unterbieten, die Möglichkeit, einen gleitenden Übergang vom Revenue Cap ins Yardstick zu gestalten.¹⁰⁴ Über einen ex ante fest vorgegebenen Pfad sollte der Anreiz sukzessive in mehreren Stufen erhöht werden. Zum Start- und Zielwert von ρ sollten entsprechende Konsultationen mit den relevanten Interessengruppen durchgeführt werden. Der Vorteil gegenüber bisherigen

¹⁰² Diese Aussage steht jedoch unter dem Vorbehalt der Nachhaltigkeit dieser Entwicklungen.

¹⁰³ Bezüglich der Anreizregulierung muss die BNetzA z.B. nach § 33 Abs. 4 ARegV noch in 2013 einen Bericht zur Entwicklung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber erstellen. Bis Ende 2015 ist nach § 33 Abs. 1 ARegV zudem ein Evaluierungsbericht des geltenden Regimes vorzulegen. Für weitere Aktivitäten in diesem Kontext sei beispielhaft auf die jährlichen Monitoringberichte der BNetzA sowie die jährlichen Fortschrittsberichte zum europäischen Binnenmarkt der Europäischen Kommission verwiesen.

¹⁰⁴ Die Höhe des Anreizes korrespondiert unmittelbar mit der Exogenität der Kostenbasis. Siehe Abschnitte 3.2 und 4.1.

Konsultationen für Ausgestaltungsparameter im Rahmen des geltenden Revenue Cap ist (z.B. Festlegung des generellen X-Faktors), dass keine einheitliche Interessenlage der regulierten Netzbetreiber besteht, da sie unterschiedlich betroffen sind. Effiziente Netzbetreiber präferieren einen starken Anreiz, während ineffiziente Unternehmen einen geringen Wert für ρ vorziehen. Der Startwert sollte jedoch nicht weit unterhalb von $\rho = 0,5$ gewählt werden, um einen Rückfall in eine Cost Plus-ähnliche Regulierung zu vermeiden.

Darüber hinaus können in Deutschland einige Komponenten der bestehenden Regulierung als Bausteine für ein zukünftiges Yardsticking nach Agrell et al. (2005) genutzt bzw. weiterentwickelt werden. Dies gilt insbesondere für das Benchmarking, die Investitionsmaßnahmen und das Qualitätselement. Wie in Abschnitt 3.2 ausgeführt wurde, ist das Benchmarking das charakteristische Wesensmerkmal dieses Konzeptes. In Deutschland findet die Methodik bereits im Rahmen der Ermittlung der individuellen Effizienzwerte für Netzbetreiber im Regelverfahren seine Anwendung.¹⁰⁵ Aufgrund der Bedeutung im Rahmen des Yardstickings sollten jedoch mögliche Weiterentwicklungen geprüft werden. Diese betreffen insbesondere den allgemeinen Ansatz, die Wahl der in das Benchmarking eingehenden Outputparameter sowie die zugrunde gelegten Kosteninformationen. So stellt sich beim allgemeinen Ansatz die Frage, ob das Verfahren einer Best-of-Four Abrechnung reduziert werden kann, um den administrativen Aufwand zu beschränken. Ein Verzicht auf die SFA böte beispielsweise zugleich die Möglichkeit, die Berechnungen auf eine supereffiziente DEA umzustellen. Anhand bestehender Datensätze ist zu untersuchen, inwiefern die in Abschnitt 3.2 angesprochene Slack-Problematik tatsächlich von Bedeutung ist. Ferner führt die gegenwärtige Abrechnungslogik tendenziell zu höheren Effizienzwerten, was einer gewissen regulatorischen Vorsicht folgt. Allerdings sollten aufgrund der bestehenden Erfahrungswerte auf Basis der bisher durchgeführten Analysen Datenunsicherheiten mit der Zeit an Bedeutung verlieren. Darüber hinaus ist der DEA bereits eine gewisse Vorsicht inhärent, da eine Abschätzung über die Obergrenze der tatsächlichen minimalen (unbekannten) Produktionskosten erfolgt. Auch die bisher verwendeten Outputparameter sollten einer kritischen Prüfung unterzogen werden, insbesondere in Hinblick auf die sich im Zuge der Energiewende und des zunehmenden Einsatzes von Informations- und Kommunikationstechnologien wandelnden Herausforderungen an Netzbetreiber, die unter Umständen veränderte Input-Output-Strukturen zur Folge haben.¹⁰⁶ Hinsichtlich der Kosteninformationen sind ebenfalls mögliche Vereinfachungsoptionen in Betracht zu ziehen. Ob diese in eine Umstellung auf bilanzielle Werte wie in Norwegen münden, erscheint jedoch fraglich. Generell fallen aufgrund des jährlich stattfindenden Informationsupdates mögliche Datenungenauigkeiten allerdings tendenziell weniger ins Gewicht als beim Revenue Cap.

¹⁰⁵ Von den rund 900 Stromverteilnetzbetreibern sind allerdings nur Daten von insgesamt 199 Netzen in den bundesweiten Effizienzvergleich der ersten Regulierungsperiode eingeflossen (Vgl. BNetzA 2013).

¹⁰⁶ Für die Berücksichtigung weiterer Vergleichsparameter weist § 13 Abs. 4 i.V.m. § 13 Abs. 3 ARegV der BNetzA bereits entsprechende Festlegungsbefugnisse zu.

Aufgrund der zukünftig erwarteten Investitionsnotwendigkeiten sollten gewisse Komponenten, die Investitionsanreize stimulieren, weiterhin Bestandteil der Regulierung sein. Eine weitere Rechtfertigung für eine solche Ergänzung ist das zeitliche Auseinanderfallen von Investitionskosten und Investitionswirkungen, was unter Umständen zu verzerrten Benchmarkingergebnissen führt, da die Auswirkungen in den Outputparametern den Investitionskosten oft deutlich nachlaufen. Allerdings sei darauf hingewiesen, dass auch hier das jährliche Update die Problematik in Relation zum Revenue Cap abmildert. Durch die jährliche Feststellung der Normkosten entfällt auch die Notwendigkeit des Erweiterungsfaktors, da die Änderung der Versorgungsaufgabe kontinuierlich im Benchmarking erfasst wird. Vielversprechender als Ergänzung sind die Investitionsmaßnahmen nach § 23 Abs. 6 ARegV, da sie im Endeffekt genau dem Tatbestand der zeitlichen Diskrepanz zwischen Kostenanfall und Wirkung Rechnung tragen. Die kostenorientierte Behandlung während der Genehmigungsdauer der Maßnahmen und die nachträgliche Zuführung zur Kostenbasis für das Benchmarking führt zwar unter Umständen zu gewissen Asymmetrien, stellt auf der anderen Seite aber einen pragmatischen guten Kompromiss dar, eine Balance zwischen Investitionsanreizen (Cost Plus während der Genehmigungsdauer) und der Eindämmung von Kosteninflationierungsgefahren (Zuführung zum Effizienzvergleich) herzustellen.

Eine weitere sinnvolle Ergänzung stellt das Qualitätselement dar, da es aufgrund der Bonus-Malus Regelung auf Basis von exogenen Referenzwerten bereits der Yardstick-systematik folgt. Eine direkte Einbindung der relevanten Qualitätsaspekte in das Benchmarking ist momentan aus zwei Gründen wenig ratsam. Zum einen lassen sich Maßnahmen bzgl. der Versorgungsqualität erst mit einer zeitlichen Verzögerung tatsächlich beobachten, was mit einer gewissen Trägheit des Stromnetzes zusammenhängt (Hystereseeffekt).¹⁰⁷ Zum anderen wurde das Qualitätselement erst mit Beginn des Jahres 2012 eingeführt, so dass es zunächst eine gewisse Zeit lang seine Wirkung entfalten sollte. Eine Abschaffung zum Ende der zweiten Regulierungsperiode in Verbindung mit dem genannten Hystereseeffekt würde dieser Intention zuwiderlaufen. Allerdings sollte zukünftig verstärkt darauf hingewirkt werden, neben dem Aspekt der Netzzuverlässigkeit auch die Netzleistungsfähigkeit zu erfassen. Während die Netzzuverlässigkeit die Fähigkeit des Versorgungsnetzes beschreibt, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren, sieht die Verordnung auch die Netzleistungsfähigkeit als Bestandteil der Versorgungsqualität an, die die Fähigkeit des Netzes beschreibt, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen. Insbesondere Maßnahmen im Kontext von Smart Grids zielen jedoch – zumindest partiell – gerade auf diesen zweiten, bisher nicht erfassten Qualitätsaspekt ab, z.B. über die Schaffung von Möglichkeiten der aktiven Teilnahme von weiteren Akteuren am Strommarkt (Speicher, regelbare Lasten etc.).¹⁰⁸

¹⁰⁷ Vgl. z.B. Ajodhia und Hakvoort (2005).

¹⁰⁸ Vgl. Stronzik (2011).

Besonders kritisch zu hinterfragen ist, inwiefern die Regelungen zum vereinfachten Verfahren unter einem Yardsticking weiter Bestand haben sollten. Die bisherigen Regelungen stehen aufgrund des ausschließlichen Bezugs auf die unternehmensindividuellen Kosten der Yardsticksystematik der Normkosten grundsätzlich entgegen. Ohne Einbeziehung in das Benchmarking stellt sich insbesondere die Frage, wie diese Normkosten für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren ermittelt werden können. Ferner haben die Ausführungen am Ende von Abschnitt 6.1 verdeutlicht, dass aufgrund der exogenen Vorgabe des individuellen X-Faktors sowie der Einstufung nahezu der Hälfte der Gesamtkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten eine erhöhte Gefahr der Kosteninflationierung besteht. Ein Indiz für die Vorteilhaftigkeit des vereinfachten Verfahrens aus Sicht des einzelnen Netzbetreibers ist, dass über drei Viertel der Stromverteilnetzbetreiber für diesen Weg optiert haben, obwohl der vorgegebene individuelle X-Faktor mit 87,5% signifikant unter dem durchschnittlichen Effizienzwert der am Regelverfahren teilnehmenden Netzbetreiber in Höhe von 92,2% liegt. Darüber hinaus ist seit Beginn der Anreizregulierung die Anzahl der Netze von ca. 850 in 2007 auf über 900 in 2012 angestiegen.¹⁰⁹ Dies impliziert eine Reduktion der durchschnittliche Netzgröße, was als weiteres Indiz angesehen werden kann, dass die Mehrheit der Netzbetreiber das vereinfachte Verfahren dem Regelverfahren vorzieht. Um dem häufig vorgebrachten Argument des administrativen Aufwandes für die Teilnahme am Regelverfahren (insbesondere in Form umfangreicher Datenlieferungsnotwendigkeiten an die Regulierungsbehörde) zu begegnen und die Chancen für eine zukünftige Einbindung zumindest eines Teils dieser Unternehmen in ein reguläres Yardsticking zu ermöglichen, sollte daher verstärkt nach Möglichkeiten gesucht werden, den Aufwand für die beteiligten Unternehmen zu reduzieren. Dabei gilt es, die Nachteile, die aus gesenkten Anforderungen an die Datengüte und den Datenumfang resultieren, gegen die Vorteile einer vermehrten Beteiligung abzuwägen.¹¹⁰

Abschließend kann festgehalten werden, dass sich für Deutschland aufgrund der hohen Anzahl der Netzbetreiber insbesondere das Yardsticking nach Agrell et al. (2005) anbietet. Mit dem Benchmarking zur Ermittlung der individuellen X-Faktoren ist das Kernelement eines zukünftigen Yardstickings bereits implementiert, das unter Umständen noch adjustiert werden müsste. Vor dem Hintergrund der durch die Energiewende bedingten Investitionserfordernisse können die Investitionsmaßnahmen nach § 23 Abs. 6 ARegV und das Qualitätselement nach §§ 18-20 ARegV sinnvolle Ergänzungen darstellen. Der Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV würde durch das jährliche Update seine Berechtigung verlieren. Auch die Fortführung des vereinfachten Verfahrens nach § 24 ARegV ist kritisch zu beurteilen.

¹⁰⁹ Vgl. Schmidt (2013).

¹¹⁰ Hinsichtlich des Abwägungsprozesses spielt sicherlich eine Rolle, dass die Netzbetreiber im Regelverfahren über 80% der deutschlandweit den Stromverteilnetzbetreibern zugestandenen Erlöse auf sich vereinen, was die Bedeutung der großen Anzahl von Unternehmen im vereinfachten Verfahren relativiert (vgl. ebenda).

7 Fazit

Vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussionen im Zusammenhang mit der Energiewende um einen erforderlichen Netzausbau ist im Rahmen dieser Studie der Frage nachgegangen worden, wo die grundsätzlichen Unterschiede zwischen den beiden Anreizregulierungsansätzen Revenue Cap und Yardstick Competition hinsichtlich der jeweiligen Investitions- und Innovationsanreize liegen. Dabei wurde auch auf unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten der beiden Grundkonzepte eingegangen.

Der wesentliche konzeptionelle Unterschied zwischen beiden Ansätzen liegt in der Exogenität der Kostenbasis, d.h. inwiefern die zugrunde gelegten Kosten zur Ermittlung der erlaubten Erlöse durch den Netzbetreiber beeinflusst werden können. Während beim Revenue Cap die unternehmensindividuellen Kosten die Ausgangsbasis bilden und mithin weitgehend endogen sind, wird beim Yardstick Competition auf die durchschnittlichen Kosten anderer, vergleichbarer Unternehmen abgestellt. Die Kostenbasis ist daher größtenteils exogen.

Aus theoretischer Sicht weist die Yardstick Competition tendenziell Vorteile hinsichtlich der Setzung adäquater Investitionsanreize gegenüber dem Revenue Cap auf. Neben der Vermeidung des so genannten Ratchet Effektes werden im Extremfall einer vollständig exogenen Kostenbasis sämtliche Informationsrenten beim Netzbetreiber belassen, wodurch ein hoher Investitionsanreiz gewährleistet wird. Ferner werden die Anreize nicht durch eine asymmetrische Behandlung von Chancen und Risiken verzerrt, was beim Revenue Cap nicht sichergestellt ist. Der Nachteil beim Yardstick Competition hinsichtlich stabiler Rahmenbedingungen kann über einen höheren Kalkulationszinssatz ausgeglichen werden, der den höheren Erlösunsicherheiten Rechnung trägt. Letzteres ist Ausdruck dafür, dass Yardstick Competition im Endeffekt näher an wettbewerbsähnliche Verhältnisse heranreicht als das Revenue Cap. Allerdings löst das Yardstick Competition nicht alle Probleme, die mit der Behandlung von Investitionen im Rahmen einer Regulierung von Netzbetreibern zusammenhängen (z.B. Investitionszyklen, zeitliches Auseinanderfallen von Investitionskosten und Investitionswirkungen).

Auch die zwei betrachteten internationalen Beispiele von den Niederlanden und Norwegen, die jeweils in 2007 für Stromverteilnetze von einer Cap hin zu einer Yardstick Competition gewechselt sind, deuten darauf hin, dass Yardstick Competition tendenziell höhere Investitionsanreize bietet als ein Revenue Cap. In beiden Ländern sind die Investitionen mit Einführung der Yardstick Competition deutlich angestiegen. Allerdings ist die Aussagekraft der Ergebnisse aufgrund des Zeithorizonts sowie anderer, die Investitionsanreize überlagernder Effekte (z.B. Einführung von Investitionsbudgets auf Plankostenbasis in Norwegen) eingeschränkt.

Abschließend wurden grundsätzliche Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des bestehenden deutschen Systems der Erlösobergrenzenregulierung in Richtung eines Yardstick Competition diskutiert. Aufgrund der hohen Anzahl der Netzbetreiber in Deutschland bietet

sich insbesondere ein DEA-basiertes Yardstickingskonzept von Agrell et al. (2005) an. Mit dem Benchmarking zur Ermittlung der individuellen X-Faktoren unter dem Revenue Cap ist das Kernelement eines solchen Yardstickings bereits implementiert, das unter Umständen noch adjustiert werden müsste. Insgesamt gesehen liegt das deutsche System durch die zentrale Bedeutung des Benchmarkings für die Festlegung der Erlösobergrenze bereits sehr nahe am Ansatz von Agrell et al. (2005). Vor dem Hintergrund der durch die Energiewende bedingten Investitionserfordernisse können die Investitionsmaßnahmen nach § 23 Abs. 6 ARegV und das Qualitätselement nach §§ 18-20 ARegV sinnvolle Ergänzungen darstellen. Der Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV würde durch das jährliche Update seine Berechtigung verlieren. Auch die Fortführung des vereinfachten Verfahrens nach § 24 ARegV ist kritisch zu beurteilen.

Literatur

- ACCC [Australian Competition & Consumer Commission] (2012), Regulatory Practices in Other Countries – Benchmarking opex and capex in energy networks, Report Mai 2012, Canberra.
- ACM [Autoriteit Consument & Markt] (2013a), Ontwerp methodebesluit regionale netbeheerders elektriciteit 2014-2016, Dokument Nr. ACM/DE/2013/103999/227, Den Haag.
- ACM [Autoriteit Consument & Markt] (2013b), Bijlage 1 Uitwerking van de method in formules, Annex zu Dokument Nr. ACM/DE/2013/103999/227, Den Haag.
- ACM [Autoriteit Consument & Markt] (2013c), Bijlage 2 Uitwerking von de methode voor de WACC, Annex zu Dokument Nr. ACM/DE/2013/103999/227, Den Haag.
- Agrell, P.J., P. Bogetoft und J. Tind (2005), DEA and Dynamic Yardstick Competition in Scandinavian Electricity Distribution, *Journal of Productivity Analysis* 23, 173-201.
- Ajodhia, V. und R. Hakvoort (2005), Economic Regulation of Quality in Electricity Distribution Networks, *Utilities Policy* 13, 211-221.
- Angenendt, N., C. Growitsch und M. Stronzik (2008), Kostenbeeinflussbarkeit im Übertragungsnetzbetrieb, Endbericht, WIK-Consult, 13.08.2008, Bad Honnef.
- Arellano, M. (2003), *Panel Data Econometrics*, Oxford.
- Armstrong, M. und D.E.M. Sappington (2007), Recent developments in the theory of regulation, in: Armstrong, M. und R. Porter (Hrsg.), *The handbook of industrial organization*, Vol. 3, Amsterdam, 1557-1700.
- Bauknecht, D. (2011), Incentive Regulation and Network Innovations, EUI Working Paper RSCAS 2011/02, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, European University Institute, Januar 2011, Florenz.
- Bauknecht, D. und M. Koch (2010), Netzinnovationen und Netzregulierung im Dilemma zwischen Kosteneffizienz und Investitionsbedarf, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 2010(12), 8-11.
- Bernstein, J.I. und D.E.M. Sappington (1999), setting the X Factor in Price-Cap Regulation Plans, *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 16, 5-25.
- Bernstein, J.I. und D.E.M Sappington (2001), How to Determine the X in RPI-X Regulation: A User's Guide, *Telecommunications Policy* 24.
- Biglaiser, G. und M.H. Riordan (2000), Dynamics of Price Regulation, *RAND Journal of Economics* 31(4), 744-767.
- Bjørndal, E., M. Bjørndal und A.S. Camanho (2008), Weight restrictions on geography variables in the DEA benchmarking model for Norwegian electricity distribution companies, Technical Report 33/08, Institute for Research in Economics and Business Administration, Bergen.
- Bjørndal, E., M. Bjørndal und A.S. Camanho (2009), Weight restrictions in the DEA benchmarking model for Norwegian electricity distribution companies – size and structural variables, Technical Report 22/09, Institute for Research in Economics and Business Administration, Bergen.

- Bjørndal, E., M. Bjørndal und K.-A. Fange (2010), Benchmarking in Regulation of Electricity Networks in Norway: An Overview, in: Bjørndal, E., M. Bjørndal, P.M. Pardalos und M. Rönnqvist (Hrsg.), Energy, Natural Resources and Environmental Economics, Berlin.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2013), Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom: 1.Regulierungsperiode, Information auf der Homepage der BNetzA, unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/1Regulierungsperiode/1regulierungsperiode-node.html (abgerufen am 23.05.2013).
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2012), Leitfaden zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV, Bonn.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2011), Qualitätsregulierung Netzzuverlässigkeit Strom 2012/2013, Bonn.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2010a), Beschluss in dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 3 ARegV, Beschlusskammer 8, Aktenzeichen: BK(-10/004, Bonn.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2010b), Leitfaden zu Investitionsbudgets nach § 23 ARegV, Bonn.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2010c), Leitfaden zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrages auf Erweiterungsfaktor nach § 4 Abs. 4 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV für Stromverteilernetzbetreiber, Mai 2010, Bonn.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2010d), Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung, Konsultationspapier, 15.12.2010, Bonn.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2006), Entwurf des Berichtes der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, 02.05.2006, Bonn.
- Borrmann, J. und J. Finsinger (1999), Markt und Regulierung, München.
- Brandstätt, C., G. Brunekreeft und N. Friedrichsen (2011), Locational signals to reduce network investments - What works and what not? Utilities Policy 19, 244-254.
- Brattle Group (2010), Investigation of operational costs of Dutch distribution network operators, Report für die Wettbewerbsbehörde NMA, Den Haag.
- Brunekreeft, G. (2011), Regulierung der Stromverteilnetze und Netzinvestitionen – Eine empirische Untersuchung, Gutachten im Auftrag der BKW FMB Energie AG, Endbericht, 31.5.2011, Bremen.
- Burns, P., C. Jenkins und C. Riechmann (2005), The role of benchmarking for yardstick competition, Utilities Policy 13, 302-309.
- Coelli, T. J., D.S. Prasada Rao und G.E. Battese (1998), An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis, Kluwer Academic Publishers, Boston.
- Coelli, T., A. Estache, S. Perelman und L. Trujillo (2003), A Primer on Efficiency Measurement for Utilities and Transport Regulators, World Bank Institute Development Studies, Washington, D.C..
- Crew, M.A. und P.R. Kleindorfer (1996), Price Caps and Revenue Caps: Incentives and Disincentives for Efficiency, in: Crew, M. (Hrsg.), Pricing and Regulatory Innovations Under Increasing Competition, Norwell MA., 39-52.

- Dalen, D.M. (1998), Yardstick Competition and Investment Incentives, *Journal of Economics and Management Strategy* 7(1), 105-126.
- dena [Deutsche Energie-Agentur] (2012), Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Endbericht, 11.12.2012, Berlin.
- Dixit, A.K. und R.S. Pindyck (1994), *Investment under Uncertainty*, Princeton.
- E-Control (2006), Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2006, SNT-VO 2006, Wien.
- E-Control (2008), Erläuterungen der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2008, GSNT-VO 2008), Wien.
- Energiekamer (2012), 2011 National Report of Energiekamer to the European Commission, Den Haag.
- Finsinger, J. und I. Vogelsang (1981), Alternative Institutional Frameworks for Price Incentive Mechanisms, *Kyklos* 34(3), 388-404.
- Førsund, F.R. und S.A.C. Kittelsen (1998), Productivity development of Norwegian electricity distribution utilities, *Resource and Energy Economics* 20, 207-224.
- Franz, O. und M. Stronzik (2005), Benchmarking-Ansätze zum Vergleich der Effizienz von Energieunternehmen, WIK Diskussionsbeiträge Nr. 262, Februar 2005, Bad Honnef.
- Freixas, X., R. Guesnerie und J. Tirole (1985), Planning under Incomplete Information and the Ratchet Effect, *Review of Economic Studies* LII, 173-191.
- Growitsch, C., T. Jamasb, und H. Wetzel (2012), Efficiency Effects of Observed and Unobserved Heterogeneity: Experience from Norwegian Electricity Distribution Networks, *Energy Economics* 34(2), 542-548.
- Growitsch, C. und M. Stronzik (2011), Ownership Unbundling of Gas Transmission Networks – Empirical Evidence, EWI Working Paper No. 11/7, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Köln.
- Guthrie, G. (2006), Regulating Infrastructure: The Impact on Risk and Investment, *Journal of Regulatory Economics* XLIV, 925-972.
- Hülsen, C.F., A. Liebenstein und K. Spanka (2013), Anforderungen und Aufwendungen für IKT im Verteilnetz bis 2013, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 3, 12-15.
- Hull, J.C. (2003), *Options, Futures, and other Derivatives*, 5. Auflage, New Jersey.
- Jamasb, T. und M. Pollitt (2007), Incentive regulation of electricity distribution networks: Lessons of experience from Britain, *Energy Policy* 35, 6163-6187.
- Kohler, S., A.-C. Agricola und B. Höflich (2013), dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 3, 8-11.
- Laffont, J.-J. und J. Tirole (1993), *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, MIT Press.

- Maeding, S. (2011), Kurz- und langfristige Wirkung der Anreizregulierung: Eine empirische und theoretische Analyse des Einflusses auf Investitionen und Versorgungsqualität, Dissertation Technische Universität Clausthal, April 2011, Clausthal.
- Meran, G. und C. von Hirschhausen (2009), A modified yardstick competition mechanism, *Journal of Regulatory Economics* 35, 223-245.
- Miguéis, V.L., A.S. Camanho, E. Bjørndal und M. Bjørndal (2011), Productivity change and innovation in Norwegian electricity distribution companies, *Journal of the Operational Research Society*, 1-9.
- Missling, S. (2013), Notwendige und mögliche Änderungen der ARegV aus rechtlicher Sicht, Vortrag auf dem Berlin Seminar on Energy and Climate, 12.02.2013, Berlin.
- Mißfeldt, S. (2012), A comparative analysis between the Dutch and German electricity distribution network industry with regard to regulation and efficiency, Master Thesis, Aarhus School of Business, Department of Economics and Business, Aarhus University, 28.5.2012, Aarhus.
- Müller, C. (2011), New regulatory approaches towards investments: a revision of international experiences, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 353, März 2011, Bad Honnef.
- Müller, C., C. Growitsch und M. Wissner (2011), Regulierung, Effizienz und das Anreizdilemma bei Investitionen in intelligente Netze, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 35(3), 159-171.
- Nemoto, J. und M. Goto (1999), Dynamic Data Envelopment Analysis: Modeling intertemporal behaviour of a firm in the presence of productive inefficiencies, *Economic Letters* 64, 51-56.
- Nemoto, J. und M. Goto (2003), Measurement of dynamic efficiency in production: An application of data envelopment analysis to Japanese electric utilities, *Journal of Productivity Analysis* 19, 191-210.
- Nillesen, P. und M. Pollitt (2007), The 2001-3 electricity distribution price control review in the Netherlands: regulatory process and consumer welfare, *Journal of Regulatory Economics* 31, 261-287.
- NVE [Norges Vassdragsog Energidirektorat] (2011), Annual Report 2010, April 2011, Oslo.
- NVE [Norges Vassdragsog Energidirektorat] (2012), Annual Report 2011, Juni 2012, Oslo.
- Pitchford, R. und C.M. Snyder (2004), A Solution to the Hold-Up Problem Involving Gradual Investment, *Journal of Economic Theory* 114(1), 88-103.
- Riordan, M. und D.E.M. Sappington (1987), Awarding Monopoly Franchises, *American Economic Review* 77, 375-387.
- Rodgarkia-Dara, A. (2007), Ratchet Effekt: Theorie, Lösungsansätze und internationale Erfahrungen, Working Paper Nr. 18, E-Control Austria, Wien.
- Schleifer, A. (1985), A theory of yardstick competition, *Rand Journal of Economics* 16(3), 319-327.
- Sappington, D.E.M. und D.L. Weisman (2010), Price cap regulation: what we have learned from 25 years of experience in the telecommunications industry?, *Journal of Regulatory Economics* 38, 227-257.

- Schweinsberg, A., M. Stronzik und M. Wissner (2011), Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries, Report for the Australian Energy Regulator, 14. Dezember 2011, Bad Honnef.
- Schweinsberg, A., M. Stronzik und M. Wissner (2012), Genereller Produktivitätsfaktor österreichischer Gasverteilnetzbetreiber, Endbericht, Studie für E-Control Austria, 24. Juli 2012, Bad Honnef.
- Schmidt, W. (2013), Rahmenbedingungen für die zukünftige Anreizregulierung, Vortrag auf der 13. Sitzung des Strategiekreises LK Energienetze, Workshop zur Anreizregulierung ab 2018, 21.02.2013, Berlin.
- Sobel, J. (1999), A Reexamination of Yardstick Competition, *Journal of Economics and Management Strategy* 8(1), 33-60.
- Spence, A.M. (1975), Monopoly, Quality, and Regulation, *Bell Journal of Economics* 6(2), 417-429.
- Stronzik, M. (2006), Anreizregulierung: Der Streit um den generellen X-Faktor, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 30 (3), 221-232.
- Stronzik, M. (2011), Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Eigenkapitalverzinsung, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 357, Juli 2011, Bad Honnef.
- Stronzik, M. und M. Wissner (2013), Genereller Produktivitätsfaktor österreichischer Stromverteilnetzbetreiber, Endbericht, Studie für E-Control Austria, 27. Februar 2013, Bad Honnef.
- Teisberg, E.O. (1993), Capital Investment Strategies under Uncertain Regulation, *RAND Journal of Economics* 24(4), 591-604.
- Teisberg, E.O. (1994), An Option Valuation Analysis of Investment Choices by a Regulated Firm, *Management Science* 40(4), 535-548.
- Tirole, J. (1986), Procurement and Renegotiation, *Journal of Political Economy* 94, 235-259.
- Trigeorgis, L. (1995), *Real Options: Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation*, Cambridge, MA.
- Varian, H.R. (2001), *Grundzüge der Mikroökonomik*, 5. Auflage, Oldenbourg.
- Vogelsang, I. (1984), Incentive mechanisms mimicking German electric utility regulation, Paper presented at the 11th Annual Conference of the European Association for Research in Industrial Economics (EARIE), August 29-31, Fontainebleau.
- Weitzman, M.L. (1980), The „ratchet principle” and performance incentives, *The Bell Journal of Economics* 11(1), 302-308.

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

- Nr. 302: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückebaum:
Nachfrage nach Internetdiensten – Dienstearnten, Verkehrseigenschaften und Quality of Service, Dezember 2007
- Nr. 303: Christian Growitsch, Margarethe Rammerstorfer:
Zur wettbewerblichen Wirkung des Zweivertragsmodells im deutschen Gasmarkt, Februar 2008
- Nr. 304: Patrick Anell, Konrad Zoz:
Die Auswirkungen der Festnetzmobilfunksubstitution auf die Kosten des leitungsvermittelten Festnetzes, Februar 2008
- Nr. 305: Marcus Stronzik, Margarethe Rammerstorfer, Anne Neumann:
Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher, März 2008
- Nr. 306: Martin Zauner:
Wettbewerbspolitische Beurteilung von Rabattsystemen im Postmarkt, März 2008
- Nr. 307: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:
Geschäftsmodelle und aktuelle Entwicklungen im Markt für Broadband Wireless Access-Dienste, März 2008
- Nr. 308: Christian Growitsch, Gernot Müller, Marcus Stronzik:
Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft – Theoretische Grundlagen und empirische Evidenz, Mai 2008
- Nr. 309: Matthias Wissner:
Messung und Bewertung von Versorgungsqualität, Mai 2008
- Nr. 310: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückebaum:
Netzzugang im NGN-Core, August 2008
- Nr. 311: Martin Zauner, Alex Kalevi Dieke, Torsten Marner, Antonia Niederprüm:
Ausschreibung von Post-Universaldiensten. Ausschreibungsgegenstände, Ausschreibungsverfahren und begleitender Regulierungsbedarf, September 2008
- Nr. 312: Patrick Anell, Dieter Elixmann:
Die Zukunft der Festnetzbetreiber, Dezember 2008
- Nr. 313: Patrick Anell, Dieter Elixmann, Ralf Schäfer:
Marktstruktur und Wettbewerb im deutschen Festnetz-Markt: Stand und Entwicklungstendenzen, Dezember 2008
- Nr. 314: Kenneth R. Carter, J. Scott Marcus, Christian Wernick:
Network Neutrality: Implications for Europe, Dezember 2008
- Nr. 315: Stephan Jay, Thomas Plückebaum:
Strategien zur Realisierung von Quality of Service in IP-Netzen, Dezember 2008
- Nr. 316: Juan Rendon, Thomas Plückebaum, Iris Bösch, Gabriele Kulenkampff:
Relevant cost elements of VoIP networks, Dezember 2008
- Nr. 317: Nicole Angenendt, Christian Growitsch, Rabindra Nepal, Christine Müller:
Effizienz und Stabilität des Stromgroßhandelsmarktes in Deutschland – Analyse und wirtschaftspolitische Implikationen, Dezember 2008
- Nr. 318: Gernot Müller:
Produktivitäts- und Effizienzmessung im Eisenbahninfrastruktursektor – Methodische Grundlagen und Schätzung des Produktivitätsfortschritts für den deutschen Markt, Januar 2009
- Nr. 319: Sonja Schölermann:
Kundenschutz und Betreiberauflagen im liberalisierten Briefmarkt, März 2009
- Nr. 320: Matthias Wissner:
IKT, Wachstum und Produktivität in der Energiewirtschaft - Auf dem Weg zum Smart Grid, Mai 2009
- Nr. 321: Matthias Wissner:
Smart Metering, Juli 2009

- Nr. 322: Christian Wernick unter Mitarbeit von Dieter Elixmann:
Unternehmensperformance führender TK-Anbieter in Europa, August 2009
- Nr. 323: Werner Neu, Gabriele Kulenkampff:
Long-Run Incremental Cost und Preissetzung im TK-Bereich - unter besonderer Berücksichtigung des technischen Wandels, August 2009
- Nr. 324: Gabriele Kulenkampff:
IP-Interconnection – Vorleistungsdefinition im Spannungsfeld zwischen PSTN, Internet und NGN, November 2009
- Nr. 325: Juan Rendon, Thomas Plückerbaum, Stephan Jay:
LRIC cost approaches for differentiated QoS in broadband networks, November 2009
- Nr. 326: Kenneth R. Carter
with contributions of Christian Wernick, Ralf Schäfer, J. Scott Marcus:
Next Generation Spectrum Regulation for Europe: Price-Guided Radio Policy, November 2009
- Nr. 327: Gernot Müller:
Ableitung eines Inputpreisindex für den deutschen Eisenbahninfrastruktursektor, November 2009
- Nr. 328: Anne Stetter, Sonia Strube Martins:
Der Markt für IPTV: Dienstverfügbarkeit, Marktstruktur, Zugangsfragen, Dezember 2009
- Nr. 329: J. Scott Marcus, Lorenz Nett, Ulrich Stumpf, Christian Wernick:
Wettbewerbliche Implikationen der On-net/Off-net Preisdifferenzierung, Dezember 2009
- Nr. 330: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann, Stephan Jay:
"Breitband/Bandbreite für alle": Kosten und Finanzierung einer nationalen Infrastruktur, Dezember 2009
- Nr. 331: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Antonia Niederprüm, Martin Zauner:
Preisstrategien von Incumbents und Wettbewerbern im Briefmarkt, Dezember 2009
- Nr. 332: Stephan Jay, Dragan Ilic, Thomas Plückerbaum:
Optionen des Netzzugangs bei Next Generation Access, Dezember 2009
- Nr. 333: Christian Growitsch, Marcus Stronzik, Rabindra Nepal:
Integration des deutschen Gasgroßhandelsmarktes, Februar 2010
- Nr. 334: Ulrich Stumpf:
Die Abgrenzung subnationaler Märkte als regulatorischer Ansatz, März 2010
- Nr. 335: Stephan Jay, Thomas Plückerbaum, Dragan Ilic:
Der Einfluss von Next Generation Access auf die Kosten der Sprachterminierung, März 2010
- Nr. 336: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Martin Zauner:
Netzzugang und Zustellwettbewerb im Briefmarkt, März 2010
- Nr. 337: Christian Growitsch, Felix Höffler, Matthias Wissner:
Marktmachtanalyse für den deutschen Regelenergiemarkt, April 2010
- Nr. 338: Ralf G. Schäfer unter Mitarbeit von Volker Köllmann:
Regulierung von Auskunft- und Mehrwertdiensten im internationalen Vergleich, April 2010
- Nr. 339: Christian Growitsch, Christine Müller, Marcus Stronzik:
Anreizregulierung und Netzinvestitionen, April 2010
- Nr. 340: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann, Rolf Schwab:
Das VNB-Geschäftsmodell in einer sich wandelnden Marktumgebung: Herausforderungen und Chancen, April 2010
- Nr. 341: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Schölermann:
Die Entwicklung von Hybridpost: Marktentwicklungen, Geschäftsmodelle und regulatorische Fragestellungen, August 2010
- Nr. 342: Karl-Heinz Neumann:
Structural models for NBN deployment, September 2010

- Nr. 343: Christine Müller:
Versorgungsqualität in der leitungsgebundenen Gasversorgung, September 2010
- Nr. 344: Roman Inderst, Jürgen Kühling, Karl-Heinz Neumann, Martin Peitz:
Investitionen, Wettbewerb und Netzzugang bei NGA, September 2010
- Nr. 345: Christian Growitsch, J. Scott Marcus, Christian Wernick:
Auswirkungen niedrigerer Mobilterminierungsentgelte auf Endkundenpreise und Nachfrage, September 2010
- Nr. 346: Antonia Niederprüm, Veronika Söntgerath, Sonja Thiele, Martin Zauner:
Post-Filialnetze im Branchenvergleich, September 2010
- Nr. 347: Peter Stamm:
Aktuelle Entwicklungen und Strategien der Kabelbranche, September 2010
- Nr. 348: Gernot Müller:
Abgrenzung von Eisenbahnverkehrsmärkten – Ökonomische Grundlagen und Umsetzung in die Regulierungspraxis, November 2010
- Nr. 349: Christine Müller, Christian Growitsch, Matthias Wissner:
Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Dezember 2010
- Nr. 350: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:
Symmetrische Regulierung: Möglichkeiten und Grenzen im neuen EU-Rechtsrahmen, Februar 2011
- Nr. 350: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:
Symmetrische Regulierung: Möglichkeiten und Grenzen im neuen EU-Rechtsrahmen, Februar 2011
- Nr. 351: Peter Stamm, Anne Stetter unter Mitarbeit von Mario Erwig:
Bedeutung und Beitrag alternativer Funklösungen für die Versorgung ländlicher Regionen mit Breitbandanschlüssen, Februar 2011
- Nr. 352: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann:
Nationale Breitbandstrategien und Implikationen für Wettbewerbspolitik und Regulierung, März 2011
- Nr. 353: Christine Müller:
New regulatory approaches towards investments: a revision of international experiences, IRIN working paper for working package: Advancing incentive regulation with respect to smart grids, April 2011
- Nr. 354: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Thiele:
Elektronische Zustellung: Produkte, Geschäftsmodelle und Rückwirkungen auf den Briefmarkt, Juni 2011
- Nr. 355: Christin Gries, J. Scott Marcus:
Die Bedeutung von Bitstrom auf dem deutschen TK-Markt, Juni 2011
- Nr. 356: Kenneth R. Carter, Dieter Elixmann, J. Scott Marcus:
Unternehmensstrategische und regulatorische Aspekte von Kooperationen beim NGA-Breitbandausbau, Juni 2011
- Nr. 357: Marcus Stronzik:
Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Eigenkapitalverzinsung, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Juli 2011
- Nr. 358: Anna Maria Doose, Alessandro Monti, Ralf G. Schäfer:
Mittelfristige Marktpotenziale im Kontext der Nachfrage nach hochbitratigen Breitbandanschlüssen in Deutschland, September 2011
- Nr. 359: Stephan Jay, Karl-Heinz Neumann, Thomas Plückebaum unter Mitarbeit von Konrad Zoz:
Implikationen eines flächendeckenden Glasfaserausbaus und sein Subventionsbedarf, Oktober 2011
- Nr. 360: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:
Neue Verfahren für Frequenzauktionen: Konzeptionelle Ansätze und internationale Erfahrungen, November 2011

- Nr. 361: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Martin Zauner:
Qualitätsfaktoren in der Post-Entgeltregulierung, November 2011
- Nr. 362: Gernot Müller:
Die Bedeutung von Liberalisierungs- und Regulierungsstrategien für die Entwicklung des Eisenbahnpersonenfernverkehrs in Deutschland, Großbritannien und Schweden, Dezember 2011
- Nr. 363: Wolfgang Kiesewetter:
Die Empfehlungspraxis der EU-Kommission im Lichte einer zunehmenden Differenzierung nationaler Besonderheiten in den Wettbewerbsbedingungen unter besonderer Berücksichtigung der Relevante-Märkte-Empfehlung, Dezember 2011
- Nr. 364: Christine Müller, Andrea Schweinsberg:
Vom Smart Grid zum Smart Market – Chancen einer plattformbasierten Interaktion, Januar 2012
- Nr. 365: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm, Anne Stetter:
Analyse der Kabelbranche und ihrer Migrationsstrategien auf dem Weg in die NGA-Welt, Februar 2012
- Nr. 366: Dieter Elixmann, Christin-Isabel Gries, J. Scott Marcus:
Netzneutralität im Mobilfunk, März 2012
- Nr. 367: Nicole Angenendt, Christine Müller, Marcus Stronzik:
Elektromobilität in Europa: Ökonomische, rechtliche und regulatorische Behandlung von zu errichtender Infrastruktur im internationalen Vergleich, Juni 2012
- Nr. 368: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Thiele, Martin Zauner:
Kostenstandards in der Ex-Post-Preiskontrolle im Postmarkt, Juni 2012
- Nr. 369: Ulrich Stumpf, Stefano Lucidi:
Regulatorische Ansätze zur Vermeidung wettbewerbswidriger Wirkungen von Triple-Play-Produkten, Juni 2012
- Nr. 370: Matthias Wissner:
Marktmacht auf dem Primär- und Sekundär-Regelenergiemarkt, Juli 2012
- Nr. 371: Antonia Niederprüm, Sonja Thiele:
Prognosemodelle zur Nachfrage von Briefdienstleistungen, Dezember 2012
- Nr. 372: Thomas Plückebaum, Matthias Wissner:
Bandbreitenbedarf für Intelligente Stromnetze, 2013
- Nr. 373: Christine Müller, Andrea Schweinsberg:
Der Netzbetreiber an der Schnittstelle von Markt und Regulierung, 2013
- Nr. 374: Thomas Plückebaum:
VDSL Vectoring, Bonding und Phantoming: Technisches Konzept, marktliche und regulatorische Implikationen, Januar 2013
- Nr. 376: Christin-Isabel Gries, Imme Philbeck:
Marktentwicklungen im Bereich Content Delivery Networks, April 2013
- Nr. 377: Alessandro Monti, Ralf Schäfer, Stefano Lucidi, Ulrich Stumpf:
Kundenbindungsansätze im deutschen TK-Markt im Lichte der Regulierung, Februar 2013
- Nr. 378: Tseveen Gantumur:
Empirische Erkenntnisse zur Breitbandförderung in Deutschland, Juni 2013
- Nr. 379: Marcus Stronzik:
Investitions- und Innovationsanreize: Ein Vergleich zwischen Revenue Cap und Yardstick Competition, September 2013

ISSN 1865-8997