

Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie

IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets:
Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung
der Anreizregulierung

Autoren:
Christine Müller
Christian Growitsch*
Matthias Wissner

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

Bad Honnef, Dezember 2010

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

Rhöndorfer Str. 68, 53604 Bad Honnef

Postfach 20 00, 53588 Bad Honnef

Tel 02224-9225-0

Fax 02224-9225-63

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

eMail info@wik.org

- * Dr. Christian Growitsch ist Privatdozent an der Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg und Direktor Anwendungsforschung am Energiewirtschaftlichen Institut (ewi) der Universität zu Köln.

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

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	II
Zum Projekt „Innovative Regulierung für Intelligente Netze“ (IRIN)	III
Zusammenfassung	V
Summary	VI
1 Einleitung	1
2 Investitionsanreize unterschiedlicher Regulierungsverfahren	5
2.1 Kostenorientierte Regulierung	5
2.1.1 Regulierungsansatz	5
2.1.1.1 Rate-of-Return	5
2.1.1.2 Cost-Plus-Regulierung	7
2.1.2 Investitionsanreize bei kostenorientierter Regulierung	8
2.2 Anreizorientierte Regulierung	11
2.2.1 Regulierungsansatz	12
2.2.1.1 Price-Cap-Regulierung	12
2.2.1.2 Revenue-Cap	15
2.2.1.3 Yardstick Competition	16
2.2.2 Investitionsanreize bei Anreizregulierung	18
2.3 Kosten- vs. anreizorientierte Regulierung: Investitionsanreize für Innovationen (dynamische Effizienz)	22
2.4 Praktische Lösungsansätze	25
2.4.1 Sliding Scales	25
2.4.2 Regulierungsferien	29
3 Schlussfolgerungen und Ausblick	32
Literaturverzeichnis	34

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 2-1:	Averch-Johnson-Effekt	6
Abbildung 3-1:	Synthese zu den Effizienzmaßstäben bei unterschiedlichen Regulierungsansätzen	32
Tabelle 2-1:	Die Sliding-Scale Matrix für die Regulierungsperiode 2005-2010	27

Zum Projekt „Innovative Regulierung für Intelligente Netze“ (IRIN)

Vor dem Hintergrund ambitionierter Klimaschutzziele im Spannungsfeld des Zieldreiecks Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit gewinnt eine dezentrale Energieversorgung und eine Anpassung der Netzinfrastruktur zu intelligenten Energienetzen zunehmend an Bedeutung. Seit Anfang 2009 unterliegen die Netze einer Anreizregulierung, die Anreize für den effizienten Betrieb der Strom- und Gasnetze setzt. Es stellt sich die Frage, wie die erforderliche Entwicklung und die dafür notwendigen Investitionen, Innovationen sowie die Koordination Smart-Grid basierter Netze in diesen Regulierungsrahmen integriert werden können. Diesen Fragen widmet sich das vom Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Technologie geförderte Projekt ‚Innovative Regulierung für Intelligente Netze‘ (IRIN).

Das Projekt ist eine Kooperation folgender Institute:

- Bremer Energie Institut an der Jacobs University (Projektleitung)
- Öko-Institut Freiburg
- WIK (Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste)
- Ruhr-Universität Bochum: Institut für Berg- und Energierecht

Ziel des Projektes ist die Konzeption eines institutionellen Rahmens für eine effiziente und effektive Netzentwicklung hin zu Smart Grids. Die zentralen Forschungsfragen sind:

- Welches Anreizregulierungssystem stellt sicher, dass notwendige Investitionen tatsächlich getätigt und gleichzeitig ineffiziente Investitionen verhindert werden?
- Welches Netzentgeltssystem setzt effektive Signale für eine effiziente dezentrale Koordinierung von Netz-, Erzeugungs- und Lastanlagen?
- Wie ist die Anreizregulierung weiterzuentwickeln um erforderliche Netzinnovationen und –Transformation adäquat zu berücksichtigen?
- Ist der gegenwärtige energierechtliche Rahmen für diese Aspekte ausreichend oder sind Anpassungen notwendig?

Jeder Kooperationspartner verantwortet demzufolge einen der folgenden vier Themenschwerpunkte:

- Arbeitspaket 1: Smart grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung (WIK)
- Arbeitspaket 2: Intelligente Netzbepreisung (Bremer Energie Institut)
- Arbeitspaket 3: Weiterentwicklung der Anreizregulierung: Netzinnovation und -Transformation (Öko-Institut Freiburg)
- Arbeitspaket 4: Anpassung des rechtlichen Rahmens (Ruhr-Universität Bochum)

Die Arbeitsergebnisse zu dem vom WIK verantworteten Themenschwerpunkt erscheinen in loser Folge als WIK Diskussionsbeitrag. Weitere Hintergründe und Veröffentlichungen zum Projekt IRIN sind unter <http://www.bremer-energieinstitut.de/irin/de/background> abrufbar.

Zusammenfassung

Im Rahmen dieses Arbeitspapiers untersuchen wir, inwiefern kosten- und anreizbasierte Regulierungsregime Investition incentivieren. Außerdem werden unterschiedliche Regulierungsmethoden im Hinblick auf unterschiedliche Effizienzziele (allokative, produktive und dynamische Effizienz) evaluiert. Schließlich beleuchten wir, inwiefern Netzinnovationen durch ein bestimmtes Regulierungsregime stimuliert werden können und ob hierdurch auch dynamische Effizienzziele erreicht werden.

Kostenorientierte Regulierungsmethoden im konventionellen Sinne führen zu einer Überkapitalisierung (Averch-Johnson-Effekt) und liefern lediglich Anreize zu allokativer Effizienz. Diese Form der Regulierung stimuliert jedoch keine produktive oder dynamische Effizienz (Innovation), weil das innovationsfördernde Element des Wettbewerbs fehlt. Diese unter Effizienzgesichtspunkten konträre Anreizwirkung wird bei anreizorientierten Regulierungsformen ansatzweise kompensiert, indem über ein Wettbewerbsäquivalent (Festlegung eines regulatorisch vorgegebenen Ineffizienzabbaupfades) Anreize zu produktiver Effizienz generiert werden. Diese tangieren jedoch vornehmlich kurzfristige Effizienzsteigerungspotenziale im Bereich der OPEX. Langfristige Innovationsanreize in eine intelligente Netzinfrastruktur, die zu einer dynamisch effizienten Ressourcenallokation im Bereich der CAPEX führen, werden durch die skizzierten Formen der Anreizregulierung nicht ausreichend erfasst. Zwar kann durch eine flankierende Qualitätsregulierung ein angemessenes Niveau der Versorgungszuverlässigkeit durch ausreichende Stimulation von Ersatzinvestitionen erreicht werden, sowie durch regulatorische, kostenorientierte Zusatzinstrumente (z.B. Investitionsbudgets) die Stimulation von Erweiterungsinvestitionen. Innovative Netzinvestitionen werden in ihren unterschiedlichen Ausprägungen jedoch nicht nachhaltig forciert und sind aus einem betriebswirtschaftlichen Optimierungskalkül heraus für einen regulierten Netzbetreiber nicht attraktiv.

Somit entstehen aus regulatorischer Sicht komplexe Zielkonflikte zwischen dem Leitgedanken eines effizienzorientierten Netzbetriebes (produktive Effizienz) und der Anreizwirkung zu dynamischer Effizienz. Ein Blick auf den aktuellen Stand der Forschung zu dieser Thematik zeigt, dass diese Problematik kaum charakterisiert ist und dass wir uns hier auf einem offenen Forschungsfeld bewegen. Diesen Zielkonflikt identifizieren wir daher als Forschungslücke. Diese Lücke gilt es im Rahmen des Forschungsvorhabens IRIN durch ein umfassendes Verständnis für die Problematik aus verschiedenen Blickwinkeln weiter zu bearbeiten und Lösungsansätze aufzuzeigen.

Summary

In this paper, we survey from a theoretical point of view to what extend cost-based and incentive-based regulatory regimes stimulate investments. For the purpose of this analysis, we furthermore differentiate by different efficiency measures, i.e. allocative efficiency, productive efficiency and dynamic efficiency and analyse to what extend each efficiency measure is stimulated by the regulatory regime. Special attention is paid to incentives for dynamic efficiency.

Overall, we find that conventional cost-based regulation only stimulates allocative efficiency and strongly encourages over-capitalization (Averch-Johnson-Effect). Moreover, we argue that current forms of incentive regulation only lead to productive efficiency, predominantly incentivizing short-term efficiency in terms of operational expenditures (OPEX). Also, additional instruments such as quality regulation and/or additional allowances, e.g. investment budgets as applied in Germany, may incentivize replacement and expansions investments respectively. However, from a theoretical point of view, incentive regulation does not stimulate dynamic efficiency in the sense of explicit regulatory stimuli for asset innovation leading to a dynamically efficient CAPEX allocation.

Thus, we conclude that complex trade-offs result from the guiding idea of an efficiency oriented network operation (productive efficiency) and the incentivation of dynamic efficiency. A scrutiny of the state-of the art of related academic work shows that this problematic is merely characterized and should be further elaborated within IRIN from different perspectives.

1 Einleitung

Bei der leitungsgebundenen Energieversorgung handelt es sich technologiebedingt um eine monopolistisch geprägte Infrastruktur, der in der wettbewerbsökonomischen Theorie die Stellung eines „natürlichen Monopols“ zugeordnet wird. Wesentliche Eigenschaft eines natürlichen Monopols ist das Vorliegen von spezifischen Kostenvorteilen. In der ökonomischen Theorie¹ wird dieser Umstand mit dem Konzept der Subadditivität der Kostenfunktion fundiert, das notwendige Voraussetzung für das Vorliegen eines natürlichen Monopols ist. Demnach kann ein Unternehmen den Markt kostengünstiger bedienen als mehrere Anbieter (Subadditivität der Kostenfunktion im gesamten relevanten Bereich der bereitgestellten Menge). Die Produktionskosten nehmen mit wachsender Produktionsmenge nur unterproportional zu, was zu sinkenden Durchschnittskosten führt. Diese Kostenstruktur beruht auf Größenvorteilen („economies of scale“). Beispielsweise steigen Kosten für ein Stromkabel oder eine Gasleitung bei steigender Kapazität nur unterproportional an (so genannte Zwei-Drittel-Regel). Subadditive Kostenfunktionen werden im Hinblick auf die technologiespezifische Marktstruktur auch unter dem Begriff der Unteilbarkeit subsumiert. Das bedeutet, dass für den Produktionsprozess eingesetzte Ressourcen aufgrund der technischen Gegebenheiten nicht beliebig teilbar sind und nur in großen Sprüngen variiert werden können, wie es beispielsweise bei Strom- oder Gasversorgungsnetzen der Fall ist.

Aufgrund der subadditiven Kostenstruktur ist es ökonomisch sinnvoll, dass *ein* Unternehmen die Infrastruktur bereitstellt und diese nicht von Wettbewerbern dupliziert, sondern anderen Marktakteuren Zutritt zu dieser Infrastruktur gewährt wird.

Von zentraler Bedeutung ist in diesem Zusammenhang das Vorliegen so genannter irreversibler Kosten (sunk cost), z.B. in Bezug auf Investitionen in die Transportinfrastruktur zur Verteilung von Strom und Gas. Hierbei handelt es sich um Investitionen, die - einmal getätigt - unwiederbringlich sind. Die damit verbundenen infrastrukturbezogenen Kosten sind für einen alteingesessenen Monopolisten (Incumbent), der die Investitionsentscheidung bereits getätigt hat, nicht mehr entscheidungsrelevant, wohl aber für einen potentiellen Marktneuling, der mit der Entscheidung ringt, ob es sich für ihn lohnt, diese irreversiblen Kosten zur Duplikation der Infrastruktur einzusetzen oder ob er es vorzieht, ein Entgelt für die Nutzung der monopolistischen Netze zu entrichten. Der Incumbent hat somit gegenüber dem Marktneuling einen Wettbewerbsvorteil, den er für strategisches Verhalten nutzen kann. Die Preissetzungsmacht des Incumbent ist mithin davon abhängig, inwiefern er Marktzutrittsbeschränkungen etablieren kann, um seine Infrastruktur vor potenziellen Wettbewerbern zu schützen (Bestreitbarkeit der Märkte).

Nimmt ein Wirtschaftsakteur im Hinblick auf die vorgenannten Aspekte eine Monopolstellung ein, ist er in der Lage, seinen Gewinn zu maximieren, indem er die Angebotsmenge setzt, bei der die Grenzkosten dem Grenzerlös entsprechen. Aufgrund der sub-

¹ vgl. für die folgenden Ausführungen zum natürlichen Monopol Fritsch et al. (2001).

additiven Kostenfunktion kann der Monopolist einen Preis oberhalb der Durchschnittskosten setzen, wobei er die gesamte angebotene Menge kontrolliert. Dieser Preis wird auch als Cournot-Preis bezeichnet. Dies führt auf Nachfragerseite zu statischen Wohlfahrtverlusten im Vergleich zum Preissetzungsprozess zu Grenzkostenpreisen unter Wettbewerbsbedingungen.² Dieser Aspekt wird im Folgenden kurz skizziert.

Bietet der Monopolist eine geringere Menge als unter Wettbewerbsbedingungen an, kann dies zu einer geringeren Nachfrage nach Produktionsfaktoren und damit zu einer Fehlallokation der unternehmerischen Ressourcen führen (so genannte alloкатive Ineffizienz). Ein weiteres Merkmal der monopolistischen Preisstruktur besteht darin, dass diese durch eine relativ geringe Effizienz der Leistungserstellung geprägt ist, d.h. die unternehmensinterne Ressourcenallokation erfolgt suboptimal (so genannte produktive Ineffizienz bzw. X-Ineffizienz).³ Zwar unterliegt der Monopolist grundsätzlich dem Anreiz einer effizienten Leistungserstellung, da Ineffizienzen seinen Gewinn direkt schmälern würden. Da er sich keinem Wettbewerbsdruck ausgesetzt sieht und einen Preis oberhalb der Grenzkosten setzen kann, ist er jedoch viel eher in der Lage, Ineffizienzen wirtschaftlich zu verkraften.⁴

Neben dieser statischen Ineffizienz birgt das natürliche Monopol auch die Gefahr dynamischer Wohlfahrtverluste. Diese dynamischen Ineffizienzen können die gleichen Ursachen haben wie produktive Ineffizienzen und führen zu einer verzögerten Anpassung an sich wandelnde Rahmenbedingungen und einer mangelnden Bereitschaft zu technologischem Fortschritt.⁵

Das Vorliegen subadditiver Kostenfunktionen mit den damit verbundenen Ineffizienzen sowie die irreversiblen Investitionskosten in Zusammenhang mit einer geringen Bestreitbarkeit des Marktes führen im Falle der leitungsgebundenen Energieversorgung zu einem Marktversagen. Dieses rechtfertigt wirtschaftspolitischen Handlungsbedarf durch eine staatliche Intervention. Im Energiesektor sieht der europarechtliche Rahmen die Etablierung einer Regulierungsinstanz vor, die regulatorische Maßnahmen ergreift, um sowohl den Marktzutritt diskriminierungsfrei zu gewährleisten als auch die Preisbildung auf den monopolistisch geprägten Energieversorgungsnetzen zu disziplinieren. Ziel dieser regulatorischen Maßnahmen ist es, Wohlfahrtsverluste zu reduzieren und Effizienzen durch unternehmerisches Handeln zu steigern. Ökonomische Belohnungen und Bestrafungen können bei Gewährung eines ausreichenden Maßes an Verhaltensfreiheit regulatorische Anreize für die Unternehmen schaffen, aus eigenem Ansporn heraus wohlfahrtsökonomische Ziele zu erreichen. Diese können unter den oben bereits skizzierten Effizienzgesichtspunkten überführt werden in drei verschiedene wirtschaftspolitische Effizienzmaßstäbe. Diese werden im Folgenden vorgestellt.

² vgl. Fritsch et al. (2001).

³ vgl. ebenda sowie Leibenstein (1966).

⁴ vgl. Fritsch et al. (2001).

⁵ vgl. ebenda. Zu Innovationsanreizen im Monopol vgl. auch Cohen (1995).

Das Vorliegen von allokativer Ineffizienz liefert die theoretische Fundierung für die Regulierung eines natürlichen Monopols. Mit der Cournot-Preisbildung ist eine suboptimale Ressourcenallokation verbunden. Um einen pareto-optimalen Zustand (Grenznutzen = Grenzkosten) und damit *allokative Effizienz* zu erreichen, muss die Gewinnmaximierung des Monopolisten reglementiert werden.⁶

Allerdings impliziert das Vorliegen allokativer Effizienz nicht, dass die Leistungserbringung auch ‚kosteneffizient‘ erfolgt. Diese so genannte *produktive Effizienz* liegt vor, wenn eine gegebene Outputmenge mit minimalen Kosten erreicht wird oder umgekehrt, mit einem gegebenen Input die maximal erreichbare Outputmenge erzeugt wird. An diese Prämisse knüpfen regulatorische Maßnahmen an, die durch die Simulation von Wettbewerb insbesondere auf Kostensenkungen fokussieren und eine Maximierung der Wohlfahrt bei konstanter technologischer Ausstattung anstreben.

Beiden vorgestellten Effizienzmaßstäben ist gemein, dass es sich um eine zeitpunktbezogene und damit statische Interpretation des jeweiligen Effizienzniveaus handelt, die keine langfristige Prognose über das Heben von Effizienzpotentialen inkludiert. Die dynamische Entwicklungshistorie des betrachteten Sektors wird hingegen bspw. durch Prozessinnovationen und Investitionen in neue Technologien determiniert. Dieser Aspekt wird auch unter dem Begriff *dynamische Effizienz* subsumiert. Als Synonym wird in der Literatur auch der Begriff *innovative Effizienz* verwendet. Hinter dieser Assoziation stehen nicht nur die Schaffung zusätzlicher Nachfrage, sondern auch langfristige Kostenreduktionen und die Reaktion auf sich wandelnde Anforderungen im Markt durch technologischen Fortschritt.⁷ Dynamische Effizienz liegt dann vor, wenn die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt im Zeitablauf betrachtet maximal ist. Gleichzeitig lässt diese Sichtweise auch temporäre statische Ineffizienzen zu, da das Erreichen dynamischer Effizienz durch Investitionen und Innovationen kurzfristig nicht immer kosteneffizient sein kann.⁸

Vor diesem Hintergrund rückt die Frage der regulatorischen Einordnung des technologischen Fortschritts in der leitungsgebundenen Energieversorgung in den Fokus, weil die konventionelle Kupfernetzebene vor neue Anforderungen gestellt wird, um als kritisches Transportmedium den strukturellen Wandel in der Energiewirtschaft zu bedienen. Als wesentliche Herausforderungen für die Netze sind insbesondere die stochastische Lastbeanspruchung durch die Einspeisung erneuerbare Energieanlagen also vermehrt dezentraler (z.B. Photovoltaik-Anlagen) und lastferner (Offshore-Windparks) Erzeugungseinheiten zu nennen. Um diese bi-direktionalen und fluktuierenden Energieflüsse effizient in das Verteilnetz zu integrieren, sind intelligente Steuermechanismen basie-

⁶ Durch den Kalkulationsleitfaden der Verbändevereinbarung (VVII+) im Rahmen des in Deutschland bis 2004 vorherrschenden verhandelten Netzzugangs wurde beispielsweise eine einheitliche Kostendefinition festgelegt, die darauf basierte, dass durch auskömmliche Netzpreise alle relevanten Kosten abgegolten werden. Jedoch hatte dieser Ansatz nicht berücksichtigt, dass Netzbetreiber auch produktive Ineffizienzen aufweisen können, wenn ihre Kosten das Niveau einer effizienten Leistungserbringung übersteigen.

⁷ vgl. Bourreau und Dogan (2000).

⁸ vgl. Dewenter et al. (2007).

rend auf Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) notwendig. Diese ist in der Lage, Informationen eines erzeugungsgetriebenen, bidirektionalen Energieflusses zu erfassen und durch eine kommunikative Vernetzung aller Wertschöpfungsstufen effizient im Netz zu allokalieren. Die Schlüsseltechnologie für diese Herausforderungen sind mithin intelligente Netze (Smart Grids).

Für den Aufbau dieser innovativen Infrastrukturtechnologie sind umfangreiche Investitionen erforderlich. Gleichzeitig muss der Netzbetreiber den notwendigen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionsbedarf im Zuge des strukturellen Wandels der Energiewirtschaft koordinieren. Investitionen und die damit verbundenen Kapitalkosten entwickeln sich in einem regulierten Marktumfeld somit zu einer kritischen Größe, da die Investitionsentscheidung eines regulierten Monopolisten nunmehr in einem komplexen Zielkonflikt zwischen wirtschaftspolitisch motivierten Effizienzzielen, strukturellen Veränderungen und technologischem Fortschritt sowie dem unternehmerischen Gewinnmaximierungskalkül unter regulatorischen Vorgaben steht.

Vor diesem Hintergrund untersuchen wir in einem ersten Schritt verschiedenen Regulierungsregime hinsichtlich ihrer unterschiedlichen Anreizwirkung auf Investitionen und den damit verbundenen Effizienzkonzepten inklusive der den einzelnen Regulierungsmethoden immanenten kritischen Faktoren. In einem zweiten Schritt diskutieren wir Lösungsansätze, die mögliche investitionshemmende Aspekte aufgreifen und insbesondere auch zu dynamischer Effizienz führen können. Im Rahmen dieser Untersuchung nehmen wir eine Abgrenzung vor, welche regulatorischen Instrumente welche Form der Investition tangieren und wo ggf. noch keine regulatorisch finale Einordnung für Investitions- respektive Innovationsanreize vorliegt.

2 Investitionsanreize unterschiedlicher Regulierungsverfahren

In diesem Abschnitt werden verschiedene Verfahren zu Regulierung der Netznutzungsentgelte in der leitungsgebundenen Energieversorgung dargestellt und insbesondere auf ihre Wirkung hinsichtlich der Schaffung von Investitionsanreizen evaluiert. In einem ersten Abschnitt stellen wir kostenorientierte Regulierungsansätze (Rate-of-Return und Cost-Plus-Regulierung) in ihrer konventionellen Form vor und gehen dann in einem zweiten Abschnitt auf anreizorientierte Regulierungsansätze (Price- und Revenue-Cap Regulierung, Yardstick Competition) ein.

2.1 Kostenorientierte Regulierung

2.1.1 Regulierungsansatz

2.1.1.1 Rate-of-Return

Die Rate-of-Return-Regulierung gibt dem regulierten Unternehmen eine feste Kapitalrentabilität vor, die nicht überschritten werden darf. Die Idee besteht darin, dem Unternehmen eine „faire“ Rendite einzuräumen. Nach Abzug der OPEX (insbesondere der Personalkosten) vom Bruttoerlös soll der verbleibende Nettoerlös gerade ausreichend sein, um das Unternehmen für seine Investitionen in Anlagen und Einrichtungen zu entlohnen. Wenn die festgelegte Kapitalrentabilität, die sich aus dem Quotienten des Nettoerlöses und dem Wert der Anlagen und Einrichtungen ergibt, als zu hoch angesehen wird, wird das Unternehmen zu Preissenkungen angehalten. Wenn die Rendite zu niedrig ist, werden dem Unternehmen höhere Preise gestattet.⁹

Der Monopolist maximiert seinen Gewinn daher unter der Nebenbedingung, dass die Kapitalrentabilität einen gewissen Wert nicht überschreiten darf. Seine zu maximierende Funktion lautet¹⁰

$$(1) \quad \max \Pi(L, K) = R(L, K) - wL - rK$$

unter der Nebenbedingung:

$$(2) \quad \frac{R(L, K) - wL}{K} \leq s, \quad r < s < m$$

mit $\pi = \text{Gewinn}$

$R = \text{Bruttoerlös}$

$L = \text{Anzahl Einheiten Arbeit}$

$K = \text{Anzahl Einheiten Kapital}$

$r = \text{Kapitalrentabilität bei Wettbewerb}$

$s = \text{zugelassene Kapitalrentabilität}$

$m = \text{Kapitalrentabilität im Monopol}$

$w = \text{Lohnsatz pro Einheit Arbeit}$

Von Abschreibungen wird in diesem Modell abstrahiert.

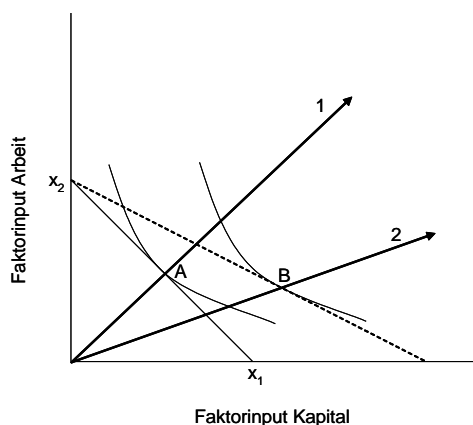
⁹ vgl. Averch und Johnson (1962).

¹⁰ vgl. Knieps (2005).

Aufgrund der Tatsache, dass durch die Rate-of-Return-Regulierung der zulässige Gewinn positiv von der erlaubten Kapitalrentabilität abhängt, wird für das Unternehmen ein Anreiz generiert, einerseits die Anzahl seiner Kapitaleinheiten zu maximieren, gleichzeitig aber nicht die zugelassene Kapitalrentabilität zu überschreiten. Diese Fehlallokation wird auch als Averch-Johnson-Effekt bezeichnet. Somit entsteht eine nicht-optimale Faktorkombination, in der der Faktoreinsatz zu Gunsten des Faktors Kapital verzerrt wird.¹¹

Dieser Zusammenhang wird in Abbildung 2-1 dargestellt.

Abbildung 2-1: Averch-Johnson-Effekt



Quelle: angelehnt an: Averch und Johnson (1962).

Die hier dargestellte Produktionsfunktion eines Unternehmens beruht zunächst auf der Isokostenkurve A eines unregulierten Unternehmens, welches die Kosten für einen gegebenen Output entlang des Expansionskurses 1 minimiert. Ist jedoch die Kapitalrentabilität reguliert, wird dem Unternehmen für jede zusätzliche Einheit an Faktorinput Kapital eine festgelegte Rendite zugestanden. Das Unternehmen bewegt sich folglich auf der Isokostenkurve B und folgt dem Expansionskurs 2, auf dem kein Anreiz zur Reduktion der Kapitalkosten im Rahmen der erlaubten Rendite besteht. Es erfolgt eine Verzerrungswirkung zu Gunsten des Faktorinputs Kapital bei konstantem Faktorinput Arbeit.¹²

Dieser in der Literatur vielfach zitierte Effekt hat zwei Konsequenzen hinsichtlich der Anreizwirkung auf Investitionen zur Folge: erstens hat das regulierte Unternehmen keinen Anreiz, seine Kapitalkosten zu minimieren und folglich Investitionen effizient zu gestalten, wenn der regulatorisch zugestandene Rate-of-Return über den tatsächlichen

¹¹ vgl. Knieps (2005).

¹² vgl. Averch und Johnson (1962).

Kapitalkosten des Unternehmens liegt. Zweitens bleibt der Faktorinput Arbeit in diesem Modell bei gleichzeitiger Verzerrungswirkung zu Gunsten des Faktorinputs Kapital konstant und wird direkt in regulierte Preise transformiert. Demzufolge hat das Unternehmen weder einen Anreiz zu einer effizienteren Faktorallokation noch zu einer Reduktion der operativen Kosten.

2.1.1.2 Cost-Plus-Regulierung

Eine weitere Form der kostenorientierten Regulierung ist die so genannte Cost-Plus-Regulierung. Während die Rate-of-Return-Regulierung dem Unternehmen eine feste Kapitalrentabilität vorgibt, beschränkt die Cost-Plus-Regulierung die Erlöse des regulierten Unternehmens auf einen Aufschlag („Markup“) auf die tatsächlichen Kosten der Produktion.¹³

Die zugehörige Regel lautet:

$$p(x)x = \sum_{i \in N} p^i(x)x_i \leq \beta \bar{C}(x) = (1+m)\bar{C}(x)$$

mit $p^i(x) =$ inverse Nachfragefunktion für das i -te Produkt, $i = 1, \dots, n$

$p(x) = (p^1(x), \dots, p^n(x))$: Preisvektor

$x = (X_1, \dots, X_n)$: Outputvektor

$\beta = 1+m > 1$, wobei $m > 0$ der zugelassene Aufschlag ist.

Das regulierte Unternehmen unterliegt mithin keinem Anreiz zu minimalen Kosten $C(x)$ zu produzieren, sondern die tatsächlichen Kosten $\bar{C}(x)$ können diese übersteigen. In diesem System ist das Unternehmen mithin inhärent motiviert, seine Erlöse künstlich ansteigen zu lassen. Theoretisch betrachtet löst sich das Optimierungsproblem des regulierten Unternehmens dergestalt, dass der regulierte Output größer ist als der unregulierte Monopolutput, allerdings niedriger als der wohlfahrtsmaximierende Output. Daher sind die fehlenden Anreize zur Kosteneffizienz direkt ersichtlich. Liegt das Umsatzmaximum um mehr als der zugelassene Aufschlag m über den Kosten, ist es für das Unternehmen rational, Ressourcen zu verschwenden (gold plating). Der Netzbetreiber wird unter dieser Form der Regulierung somit direkt zu einer ineffizienten Ressourcenallokation angereizt.¹⁴

¹³ vgl. Knieps (2005).

¹⁴ Für die theoretische Herleitung dieser Problematik vergleiche ebenda.

2.1.2 Investitionsanreize bei kostenorientierter Regulierung

In diesem Abschnitt werden die Investitionsanreize konventioneller, kostenorientierter Regulierungsansätze identifiziert und insbesondere im Hinblick auf ihre kritischen Stellgrößen hinsichtlich der Effizienz überprüft.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die vorgestellten, konventionellen kostenorientierten Regulierungsmethoden Defizite hinsichtlich der Anreizwirkung zu einer produktiven Effizienz aufzeigen.

In diesem Zusammenhang kristallisieren sich insbesondere die folgenden, miteinander zusammenhängenden kritischen Faktoren heraus:

- Informationsasymmetrien
- Rendite/Risiko
- Unsicherheit des Unternehmens/Glaubwürdigkeit des Regulierers

Die erste kritische Faktor ist der Informationsfluss zwischen Regulierer und reguliertem Unternehmen. Wesentliches Charakteristikum dieser Relation ist die asymmetrische Verteilung von Informationen. Unter einer Informationsasymmetrie versteht man in der Ökonomie allgemein einen Zustand, in dem ein Transaktionspartner gegenüber dem anderen einen Informationsvorsprung über entscheidungsrelevante Charakteristika der Transaktion besitzt. Dadurch entsteht das Phänomen, dass der besser informierte Marktakteur diesen Vorsprung zu Ungunsten seines Kontrahenten ausnutzen kann (Informationsrente). In einem investitionstheoretischen Regulierungskontext zeichnen sich Informationsasymmetrien im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung¹⁵ dadurch aus, dass ein Unternehmen durch Zurückhaltung unternehmensinterner Kennzahlen und seiner tatsächlichen Effizienzpotentiale einen Informationsvorsprung gegenüber dem Regulierer hat, den es strategisch nutzen kann. Dieser Sachverhalt wird als Prinzipal-Agenten-Problem bezeichnet, in der der Regulierer als Prinzipal und die regulierten Unternehmen als Agenten auftreten.¹⁶ Der Informationsbedarf seitens des Regulierers ist insbesondere bei der Cost-Plus-Regulierung relativ hoch, da der Regulierer die Tarife auf Basis der tatsächlichen Kosten festlegt. Um die Tarife angemessen festzusetzen, muss er die Kostenstruktur des Unternehmens kennen. Grundsätzlich hat das Unternehmen jedoch einen Informationsvorsprung und daher einen strategischen Anreiz, Kosteninformationen, die es dem Regulierer preisgibt, unter den Gegebenheiten des regulatorischen Rahmens zu seinem Vorteil zu beeinflussen. Dies führt dazu, dass der Netzbetreiber zwar grundsätzlich einen Anreiz hat zu investieren, jedoch nicht im Sinne einer effizienten Ressourcenallokation, da keine Anreize zur Kostenminimierung

¹⁵ Unter Wettbewerbsgesichtspunkten können Informationsasymmetrien überdies innerhalb des Marktes zwischen einzelnen Akteuren auf den unterschiedlichen, entbündelten Wertschöpfungsstufen (z.B. zwischen Netzbetrieb und Lieferant), oder auf der gleichen Stufe (z.B. strategisches Investitionsverhalten bei Yardstick Competition) zu Informationsrenten führen.

¹⁶ vgl. im Folgenden Laffont und Tirole (1993).

bestehen. Möglicherweise hat das Unternehmen sogar Anreize, Ressourcen zu verschwenden.

Die zweite wichtige Betrachtungsgröße ist der Zusammenhang zwischen Rendite und Risiko. In den vergangenen Jahrzehnten wurde insbesondere in Zusammenhang mit der Rate-of-Return Regulierung und dem für diese Methodik charakteristische Averch-Johnson-Effekt die unter Produktivitätsgesichtspunkten nachteilige Anreizwirkung für Unternehmen diskutiert. Knieps (2005) führt hierzu als eine wesentliche Herausforderung eine wertmäßig angemessene Festlegung der Netto-Kapitalbasis an, auf die dann die Rate-of-Return gewährt wird. Hier verweist er insbesondere auf die Diskrepanz zwischen einer Berechnung der Kapitalbasis auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten vermindert um buchhalterische Abschreibungen einerseits und dem ökonomischen Wert der Anlagen im Sinne einer Betrachtung diskontierter Cash-Flows andererseits. Falls die Kapitalbasis entsprechend der erstgenannten Vorgehensweise determiniert würde, hätte das Unternehmen in seiner Investitionsentscheidung die Sicherheit, dass auch ineffiziente Anlagengüter vollumfänglich regulatorisch anerkannt würden, deren Kosten letztendlich auf den Endverbraucher überwälzt würden.¹⁷ Aus diesem Grund hat sich in den 1980er Jahren das so genannte ‚Used-and-Useful-Kriterium‘ etabliert.¹⁸ Dieser Ansatz ist auf die Erfahrungen mit der Rate-of-Return-Regulierung in der frühen Regulierungshistorie der Nachkriegszeit in den Vereinigten Staaten zurückzuführen. Hier wurden Energieversorgern zu hohe Renditen im Vergleich zu ihren tatsächlichen Kapitalkosten zugestanden. Das ‚Used-and-Useful-Kriterium‘ enthält zwar die regulatorische Verpflichtung, dem Unternehmen eine angemessene Rendite auf das eingesetzte Kapital zu gewähren, allerdings nur im Rahmen des Erforderlichen und Notwendigen. Demnach werden nur diejenigen Kosten regulatorisch anerkannt, die vom Regulierer als sinnvoll und für den Kunden von Nutzen eingestuft werden. Investitionen in Überkapazitäten werden in der Regel mit einer Null-Rendite pönalisiert.¹⁹ Gilbert und Newbery (1994) haben gezeigt, dass eine Rate-of-Return-Regulierung unter der Bedingung des ‚Used-and-Useful-Kriteriums‘ in der Lage ist, effizientere Investitionen zu stimulieren, als unter der konventionellen Rate-of-Return-Regulierung.

Als weiteres Problem führt Knieps in diesem Kontext die Festlegung einer angemessenen Höhe der zulässigen Kapitalverzinsung an, die im Wesentlichen von der Verhandlungsmacht zwischen Regulierer und reguliertem Unternehmen abhängt. Diese und weitere Unzulänglichkeiten greift auch Sappington (2000) in seiner Diskussion der Vor- und Nachteile einer Rate-of-Return-Regulierung auf. Die bereits beschriebene fehlende Anreizwirkung im Hinblick auf Kostenreduktionen und das Phänomen der Überkapitalisierung führten dazu, dass Netzbetreiber einen geringeren Anreiz verspürten, ihre Kapitalbasis durch effizientere Anlagen zu ersetzen, da diese die absolute Kapitalverzinsung verringern würden. Dadurch würden Anreize für dynamisch effiziente Investitionen unterbunden und gleichzeitig steigen die operativen Kosten mit der Überalterung der

¹⁷ vgl. Knieps (2005).

¹⁸ vgl. Newbery (2000).

¹⁹ vgl. ebenda.

Anlagen.²⁰ Außerdem führe Rate-of-Return-Regulierung zu einer asymmetrischen Risikoverteilung. Bei Kostensteigerungen liege das Preisrisiko weitgehend beim Kunden, da die (operativen) Kosten ohne Kappung direkt in regulierte Tarife überführt würden. Dabei seien die festgelegten Tarife relativ unflexibel, da Preisanpassungen nicht ohne eine Anhörung durch die Regulierungsbehörde erfolgen könnten. Demnach bestehe für das regulierte Unternehmen kein Anreiz, eine Anhörung beim Regulierer zur Preisanpassung nach unten zu beantragen.²¹

Eng verknüpft mit diesen Regulierungskonditionen ist die mögliche Gefahr diskretionärer Entscheidungen der Regulierungsbehörde und damit ihre Glaubwürdigkeit. Lässt sich das regulierte Unternehmen ausschließlich von regulatorisch verbindlichen Vorgaben leiten, kann dies dazu führen, dass das Unternehmen nur noch genau bis zu dem Maß investiert, wie es eine akzeptable Kapitalrentabilität erhält.²² Demzufolge sollte der regulatorische Spielraum hinsichtlich der Festlegung der Rendite begrenzt sein, um unter bestimmten Prämissen eine vollständige Investitionszurückhaltung zu vermeiden. Werde durch ein entsprechendes ‚Used-and-Useful-Kriterium‘ erreicht, dass das Unternehmen zumindest in der Höhe investiert, dass die Nachfrage befriedigt werden kann, stelle dieses Zusatzinstrument einen Vorteil gegenüber der Überkapitalisierung bei konventioneller Rate-of-Return-Regulierung dar. Gleichzeitig berge es aber weiterhin die Gefahr eines wenig transparenten Kontraktes zwischen Regulierer und reguliertem Unternehmen sowie strategischen Verhaltens beider Akteure. Daher sollten die Rahmenbedingungen einer ‚Used-and-Useful-basierten‘ Regulierung transparent und verbindlich festgelegt werden. Dadurch könne opportunistisches Verhalten für alle involvierten Akteure reduziert werden.²³

Die vorstehende Diskussion lässt insgesamt die Schlussfolgerung zu, dass Rate-of-Return-Regulierung relativ starke Investitionsanreize generiert. Diese fokussieren insbesondere auf Investitionen in das Sachanlagevermögen. Die Anreizwirkung wirkt hier bis zu dem Maß, wie das Unternehmen noch eine angemessene Rendite zugestanden bekommt. Diese kann absolut allenfalls durch die Anwendung des ‚Used-and-Useful-Kriteriums‘ beschnitten werden. Gleichzeitig werden die mit der Investition verbundenen Risiken auf den Kunden überwältzt.²⁴ Allerdings haben Unternehmen, die einer Renditeregulierung in der oben dargestellten konventionellen Form unterliegen, keinen Anreiz, Effizienzsteigerungspotenziale im Bereich der operativen Kosten vorzunehmen, da diese direkt in regulierte Tarife transformiert werden. Konventionelle Rate-of-Return-Regulierung nimmt außerdem eine retrospektive Orientierung ein, und erlaubt das Zurückverdienen historischer Kapitalkosten, orientiert sich jedoch nicht an den langfristigen Grenzkosten in einem dynamischen Marktumfeld.²⁵ Überdies werden aufgrund der

²⁰ Das Thema Investitionsanreize für Innovation wird auch in Abschnitt 2.3 behandelt.

²¹ vgl. Sappington (2000) und Guthrie (2006).

²² vgl. Gilbert und Newbery (1994).

²³ vgl. ebenda.

²⁴ vgl. Guthrie (2006).

²⁵ vgl. Biglaiser und Riordan (2000).

vorgenannten Umstände keine Anreize für (Prozess-)Innovationen generiert, die zu niedrigeren Betriebskosten führen.²⁶

Aus einem investitionstheoretischen Blickwinkel fokussieren kostenbasierte Regulierungsregime in der konventionellen Form lediglich auf allokativen Effizienz, während keine Anreize zur produktiven oder dynamischen Effizienz generiert werden. Dieser in der Theorie allgemeine Konsens hat dazu geführt, dass die Regulierungsökonomik die ursprünglichen Ansätze gründlich reflektiert hat.

Ein weiter entwickelter, kostenorientierter Regulierungsansatz ist die Anwendung von Kostenmodellen zur Unterstützung der Regulierungsinstanz. Diese zielen zumeist auf die Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung für ein Beispielnetz ab. Hierbei sind je nach regulatorischer Ausgestaltung unterschiedliche Modellanwendungen denkbar (vergangenheitsorientiert oder zukunftsorientiert). In der regulatorischen Praxis werden zumeist zukunftsorientierte, d.h. auf die Abbildung der effizienten Kosten eines neu zu errichtenden Netzes abzielende Ansätze verwendet.²⁷

Speziell im Energiebereich hat sich in den letzten drei Jahrzehnten ein grundsätzlicher Systemwechsel in der Regulierungsmethodik vollzogen. Erste Ansätze anreizbasierter Regulierungsmethoden wurden im Zuge der Liberalisierung in Großbritannien aktiv entwickelt, um die Nachteile der konventionellen, kostenorientierten Regulierung zu kompensieren.²⁸ Viele weitere europäische und außereuropäische Länder haben diesen Systemwechsel in der Energieregulierung ebenfalls vollzogen.

Das nachstehende Kapitel gibt einen Überblick über anreizorientierte Regulierungsmethoden und unterzieht diese im Anschluss einer kritischen Prüfung hinsichtlich ihrer Anreizwirkung auf Investitionen.

2.2 Anreizorientierte Regulierung

Unter dem Begriff ‚Anreizregulierung‘ werden unterschiedliche regulatorische Herangehensweisen subsumiert, denen gemein ist, dass sie darauf ausgelegt sind, die direkte Verbindung zwischen den Kosten der einzelnen Unternehmen und den regulierten Tarifen (Netzentgelten) aufzulösen, und damit den Effizienzfokus von Monopolunternehmen zu schärfen. Weiterhin verfolgen sie das Ziel, Informationsasymmetrien zu überwinden und den Kontrakt zwischen Regulierer und reguliertem Unternehmen möglichst transparent und durch eine ex-ante Genehmigung der Tarife verbindlich zu gestalten. Grundprinzip der anreizregulierten Regulierungsformen ist eine phasenweise Entkop-

²⁶ vgl. Armstrong und Sappington (2006).

²⁷ Diese finden insbesondere in der Regulierung von Telekommunikationsnetzen Anwendung. Zur aktuellen Diskussion über die Anwendbarkeit von Kostenmodellen im Telekommunikationssektor siehe z.B. Neu und Kühlenkampff (2009). Im Energiebereich finden regulatorische Kostenmodelle z.B. in Spanien und Schweden Anwendung.

²⁸ vgl. Newbery (2000) und Littlechild (1983).

pelung von Preisen bzw. Erlösen und Kosten, die es dem regulierten Netzbetreiber in einem begrenzten Spielraum ermöglicht, seine Wertflüsse selbst zu steuern.

Im Folgenden werden die Formen der anreizorientierten Regulierung für den Mehrproduktfall durch das Setzen von Preis- bzw. Erlösobergrenzen (Price-Caps bzw. Revenue-Caps) betrachtet.

2.2.1 Regulierungsansatz

2.2.1.1 Price-Cap-Regulierung

Eine Form der anreizorientierten Regulierung ist das Setzen von Preisobergrenzen (Price Caps). Sie wurde erstmals in Großbritannien im Zuge der Privatisierung von British Telecom im Jahre 1984 angewandt.²⁹ Die Motivation für dieses Regulierungsinstrument bestand darin, nicht nur die zentralen Kritikpunkte der herkömmlichen Rate-of-Return-Regulierung (Averch-Johnson-Effekt) aufzugreifen, sondern einen Regulierungsmechanismus zu entwickeln, der seine Anreizwirkung speziell im Bereich der monopolistischer Bottlenecks entfaltet und hier Effizienzpotenziale hebt, da die Rate-of-Return-Regulierung vielfach auf das vertikal integrierte Unternehmen insgesamt angewandt wurde.³⁰ Die Price-Cap-Regulierung verzichtet dabei auf eine vergangenheitsorientierte Tarifgenehmigung, sondern richtet diese auf die Zukunft aus. Beim Price-Cap legt die Regulierungsbehörde für eine vorab festgelegte Zeit (meistens drei bis fünf Jahre) eine Obergrenze für die Preise fest.³¹

Eine Price-Cap-Formel hat typischerweise folgenden Aufbau

$$P_t = P_{t-1} \cdot (1 + I - X) +/- Z$$

mit

P_t = Preisobergrenze des regulierten Unternehmens

$t-1$ = Vorjahreswert

I = Inflationsrate (z.B. Veränderungsrate des Konsumentenpreisindex)

X = Ineffizienzabbaupfad (individueller Produktivitätsfaktor des Unternehmens)

Z = Anpassungsfaktor für exogene Kostenveränderungen (allgemeiner Produktivitätsfortschritt der Branche)

In den meisten Fällen handelt es sich bei den regulierten Unternehmen um Mehrproduktunternehmen, die ihre Dienste für verschiedene Kundengruppen anbieten. Die Pri-

²⁹ Littlechild (1983) hat mit seinem Bericht den Grundstein für den Systemwechsel zur einer anreizbasierten (Preis-)Regulierung gesetzt.

³⁰ vgl. Knieps (2005).

³¹ im Folgenden vgl. Hense und Schäffner (2004).

ce-Cap-Regel legt aber i.d.R. nicht eine Vielfalt einzelner Preise fest, sondern stattdessen eine gewichtete durchschnittliche Preisobergrenze für einen Korb verschiedener Dienste. Die gesetzte Preisobergrenze gilt für den Durchschnitt der Tarifänderungen der enthaltenen Leistungen. Einzelne Preisänderungen können oberhalb des Caps liegen, solange der Durchschnitt aller Änderungen die Grenze nicht überschreitet. Dadurch bleibt den regulierten Unternehmen ein Spielraum beim Setzen der Kostenstruktur.

Im Rahmen des Price-Cap-Modells bewertet die Regulierungsinstanz zunächst das Ausgangsniveau für die Tarife des regulierten Netzbetreibers, z.B. auf der Basis von umfassenden Kostenprüfungen und legt dann basierend auf diesen Prüfungen Preisobergrenzen fest.

Nach dem Setzen des Anfangsniveaus folgt die Preisobergrenze in den nachfolgenden Jahren einem festgelegten Pfad für einen bestimmten Zeitraum. Dieser wird als Regulierungsperiode bezeichnet und dauert üblicherweise drei bis fünf Jahre. Die festgelegten Preise dürfen in dieser Zeit nicht stärker steigen als die Steigerungsrate der Preise für die Inputs des Unternehmens (Inflation) abzüglich eines vorgegebenen Abschlags für die prognostizierte Produktivitätsentwicklung der Branche sowie eines individuellen Effizienzfaktors (X-Faktor).³² Über den X-Faktor kann der Regulierer eindeutige Produktivitätsziele pro Regulierungsperiode setzen. Gelingt es dem regulierten Unternehmen, die Kosten innerhalb dieses Zeitraums über den vorgegeben Ineffizienzabbaupfad hinaus zu senken, kann es die hierdurch entstehenden Gewinne einbehalten. Der Netzbetreiber besitzt folglich über die Effizienzvorgabe hinaus Anreize zu Rationalisierungsmaßnahmen und zur Kostenminderung. Nutzt er diese Möglichkeit, verlaufen der Preis- und der Kostenpfad während der Regulierungsperiode nicht parallel. Erst am Ende der Regulierungsperiode wird eine neue Preisobergrenze für die kommenden Jahre festgesetzt. Dabei werden die Tarife im Rahmen eines ‚regulatory review‘ (Kostenprüfung) üblicherweise an das aktuelle Kostenniveau angepasst.

Die Höhe des X-Faktors spielt im Hinblick auf die Effizienzsteigerungsmaßnahmen eine elementare Rolle. Durch verschiedene Benchmarkingmethoden³³ kann die individuelle In(-effizienz) eines Netzbetreibers im Verhältnis zum Gruppenbesten oder zur Durchschnittseffizienz³⁴ einer Gruppe von Netzbetreibern ermittelt werden. Diese relative Effizienz wird dann im Rahmen der Cap-Regulierung in einen netzbetreiberindividuellen Ineffizienzabbaupfad überführt, der dem Netzbetreiber vorgibt, welche Effizienzpotenziale er innerhalb einer Regulierungsperiode heben muss, um zum „Benchmark“ aufzu-

³² Daher wird diese Form der Anreizregulierung häufig auch als RPI-X-Regulierung bezeichnet, wobei RPI für den Inflationsausgleich und X für den Ineffizienzabbaupfad zur Produktivitätssteigerung stehen. Dabei kann unterschieden werden nach der individuellen Effizienz eines Netzbetreibers einerseits und dem Produktivitätswachstum der regulierten Industrie andererseits.

³³ Für einen theoretischen Überblick über unterschiedliche Benchmarkingmethoden und ihre regulatorische Anwendung vgl. Jamasb und Pollitt (2003) sowie Farsi et al. (2007).

³⁴ vgl. Abschnitt 2.2.1.3 zur Yardstick Competition.

schließen. Durch das Benchmarking wird ein „Als-ob-Wettbewerb“ zwischen den Marktakteuren generiert, der die Verhältnisse auf echten Wettbewerbsmärkten imitiert.

Bei dieser kritischen Größe offenbart sich allerdings ein möglicher Zielkonflikt zwischen allokativer und produktiver Effizienz. Je nach Benchmarkingmethode und letztendlich der regulatorisch finalen Festlegung kann ein sehr hoher X-Faktor zwar starke Anreize zu insbesondere kurzfristigen Kostensenkungen im Bereich der OPEX und damit zur produktiven Effizienz aussenden, liefert aber möglicherweise unter Produktivitätsgesichtspunkten gegenläufige Anreize, da das Unternehmen seine Kostenstruktur nicht unter langfristigen Gesichtspunkten optimiert (dynamische Effizienz).

Der Zeithorizont, d.h. die Länge der Regulierungsperiode, ist für die Anreizeffekte des Price-Cap-Ansatzes neben der Höhe des X-Faktors dabei ebenfalls elementar. Die Vorteile aus Rationalisierungsmaßnahmen, die zu einer dauerhaften Senkung der Betriebs- oder Kapitalkosten führen, verbleiben umso länger im Unternehmen, je später es zu einer erneuten Tarifprüfung und Anpassung des Price-Caps kommt.³⁵ Mit dem Zeitpunkt der Anpassung sind die gesunkenen Kosten aber in Form einer Preissenkung an den Kunden weiterzugeben. Bei der Wahl der Geltungsdauer muss die Regulierungsinstanz folglich abwägen zwischen ausgeprägten Kostensenkungsanreizen auf der einen Seite und der erforderlichen Gewinnbeschränkung der Netzbetreiber auf der anderen Seite.

Eine mögliche Schwachstelle besteht darin, dass temporäre Vorteile etwaiger Produktivitätssteigerungen am Ende einer Regulierungsperiode verloren gehen können, wenn sie bei der Neubewertung des Anpassungsniveaus in vollem Umfang kostenmindernd berücksichtigt werden. Eine typische Reaktion auf diese Situation ist der so genannte ‚ratchet effect‘: Ein effizientes Unternehmen schöpft durchaus vorhandenen Effizienzpotentiale nicht bis zum letzten aus und zögert diese unter Umständen heraus, um sich gegenüber der Regulierungsbehörde einen strategischen Spielraum zu bewahren.³⁶ Auch vor diesem Hintergrund wird gerade in der jüngeren Literatur in der Theorie der „Realoptionen“ untersucht, welche Rolle der Zeitpunkt einer Investition spielt und wie sich ein optimaler Investitionszeitpunkt sowie ein optimaler Price-Cap determinieren.³⁷

³⁵ vgl. Sweeney (1981).

³⁶ vgl. Freixas et al. (1985).

³⁷ Roques und Savva (2006, 2009) leiten aus einer Studie aus dem Jahr 2006 für einen oligopolistischen Markt (Cournot) einen optimalen Price-Cap ab, der Investitionsanreize maximiert. In einer jüngeren Untersuchung (2009) zum selben Sachverhalt zeigen sie, dass ein relativ hoher Price-Cap Investitionen in Kostenreduktionen im Vergleich zu einem unregulierten Umfeld beschleunigt, während ein bindender Price-Cap investitionshemmend wirkt. Nagel und Rammerstorfer (2008) kommen zu ähnlichen Ergebnissen. Sie zeigen, dass Firmen dazu verleitet werden, ihre kostenreduzierenden Investitionen zurückzufahren, wenn ein zu restriktiver Regulierer zu stark bindende Price-Caps setzt. Anhand des Fallbeispiels ‚Hydro-Quebec‘ (Bau einer grenzüberschreitenden Verbindungsleitung) illustrieren Saphores et. al. (2004) unter Verwendung des Realoptions-Modells die Wechselwirkungen zwischen dem optimalen Startzeitpunkt und der Dauer der regulatorischen Prüfung sowie dem Projektbeginn. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass langwierige und unsichere Regulierungsprozeduren die Investitionsentscheidung weniger attraktiv werden lassen.

Das Zeitpunktproblem der Investition kann durch so genannte Rolling Incentives³⁸ gelöst werden. Dieser Mechanismus regelt, dass die realisierten Kosteneinsparungen unabhängig von einer neu beginnenden Regulierungsperiode immer für den gleichen Zeitraum einbehalten werden dürfen. Zwar übt dieser Ansatz durchaus positive Anreizwirkungen auf die Unternehmen aus, jedoch ist er administrativ auch sehr aufwendig. Die Price-Cap-Regulierung bietet damit immer noch einen nicht unerheblichen Spielraum für strategisches Verhalten aus unternehmerischer Sicht, da es sich für die Netzbetreiber als rentabilitätssteigernd erweist, die Kosten vor der Kostenprüfung zu erhöhen und gleich danach wieder zu senken. Außerdem kann es sein, dass das Preisniveau insgesamt zu hoch angesetzt wird, wenn in der Konsolidierungsphase der Cap auf den Kosteninformationen der ursprünglichen Renditeregulierung basiert. Eine zu kurz kalkulierte Regulierungsperiode würde schließlich zu einer Schwächung des Anreizregimes führen und keine besseren Anreize zu einer effizienten Betriebsführung als die Renditeregulierung setzen.

Ein weiteres Phänomen ist die Zurückhaltung von Investitionen aufgrund von Unsicherheit, wenn es dem Regulierer an Glaubwürdigkeit mangelt. Dies kann mit einer Investitionszurückhaltung einhergehen, wenn das Unternehmen eine Nichtanerkennung seiner Kapitalkosten in der Obergrenze befürchtet. Rickmann und Levine (2003) zeigen anhand einer theoretischen Untersuchung, inwiefern Unterinvestitionen aus einem Glaubwürdigkeitsproblem zwischen Regulierer und regulierten Unternehmen entstehen können, dass durch asymmetrische Informationssymmetrien bedingt ist, und welche Rolle in diesem Kontext der ‚ratchet effect‘ spielt. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass es sich bei dem Regulierer um eine unabhängige Instanz mit klaren regulatorischen Rahmenbedingungen handeln muss, um Unterinvestitionen bzw. strategische Investitionszurückhaltung zu vermeiden. Allerdings definieren sie kein konkretes Anforderungsprofil an einen unabhängigen Regulierer. Außerdem sehen sie noch eine Forschungslücke darin, diese Zusammenhänge auch empirisch zu untersetzen.³⁹

2.2.1.2 Revenue-Cap

Eine insbesondere in der Energiewirtschaft häufig vorzufindende Variante der Price-Cap-Regulierung ist die Revenue-Cap-Regulierung. Die Revenue-Cap-Regulierung lehnt sich methodisch eng an den Price-Cap-Ansatz an und die im vorherigen Abschnitt beschriebenen Charakteristika gelten entsprechend. Dem regulierten Unternehmen werden jedoch keine Höchstpreise vorgegeben, sondern eine Obergrenze für den Gesamtumsatz, die unabhängig von den Kosten maximal erreicht werden darf.⁴⁰ Der Netzbetreiber hat seine Preise entsprechend zu gestalten. Dadurch, dass die Erlöse von den Kosten entkoppelt werden, haben die regulierten Netzbetreiber auch im Fall der Revenue-Cap-Regulierung ausgeprägte Anreize zur Kostenreduktion.

³⁸ vgl. dazu vgl. Haupt et al. (2002) und Brunekreeft und Knieps (2000).

³⁹ vgl. Rickmann und Levine (2003).

⁴⁰ vgl. zu den folgenden Ausführungen Hense, Schäffner (2004).

Die Formel zur Bildung des Revenue Caps verdeutlicht die Analogie zur Preisobergrenzenregulierung:

$$R = (R_{t-1} + k \cdot \Delta K) \cdot (1 + I - X) \pm Z$$

mit

R = Erlösobergrenze des regulierten Unternehmens

k = Kostenfaktor des Anschlusses zusätzlicher Kunden

ΔK = Veränderung der Kundenzahl

Während der festgesetzten Regulierungsperiode folgen die Erlöse ebenfalls einem Pfad, der von der Inflationsrate und einem Effizienzfaktor bestimmt wird. Ergänzend kann bei der Berechnung der Erlösobergrenze ein Anpassungsmechanismus einbezogen werden, der Mengenänderungen, z.B. die Entwicklung der Kundenanzahl berücksichtigt. Der Hauptvorteil dieses hybriden Elementes der Erlösobergrenze liegt darin, dass die zulässigen Erlöse den Gesamtkostenverlauf exakter abbilden. Wenn die Zuwachskosten, die durch zusätzlich abgesetzte Mengen entstehen, im Verhältnis zum Anstieg der im Rahmen der Regulierung zulässigen Erlöse steigen, haben die regulierten Unternehmen keine Anreize, den Absatz strategisch zu beeinflussen oder ihre Effizienzsteigerungsanstrengungen zu schmälern.

Grundsätzlich sind die kritischen Faktoren der Revenue-Cap-Regulierung mit denen der Price-Cap Regulierung zu vergleichen. Wir verweisen daher in diesem Zusammenhang auf die Ausführungen in Abschnitt 2.2.1.1.

2.2.1.3 Yardstick Competition

Eine theoretisch fundierte Erweiterung findet die vorstehend dargestellte Cap-Regulierung durch Yardstick Competition. Dieser Regulierungsansatz beruht auf der Prämisse, dass die regulierten Tarife eines Netzbetreibers nicht aus den unternehmenseigenen Kostenstrukturen abgeleitet werden, sondern auf den Kosteninformationen vergleichbarer Mitbewerber basieren.⁴¹ Yardstick Competition wird üblicherweise dann als Regulierungstool eingesetzt, wenn die Effizienzsituation der Netzbetreiber bereits durch eine vorhergegangene Phase der Cap-Regulierung auf ein vergleichbares Niveau reguliert wurde. Ist dies gegeben, wird Yardstick Competition als relativ starkes Instrument angesehen, um Monopolrenten abzuschöpfen.⁴²

Yardstick Competition wird wie die Cap-Regulierung mit einem Regulierungstool verknüpft, das durch einen Leistungsvergleich (Benchmarking) die Effizienzsituation der Netzbetreiber identifiziert. Während die Cap-Regulierung das Benchmarking üblicherweise nutzt, um Ineffizienzen aufzudecken und über den X-Faktor Anreize liefert zum Branchenbesten aufzuschließen, orientiert sich Yardstick Competition an Kennziffern

⁴¹ vgl. dazu grundlegend Shleifer (1985).

⁴² vgl. Armstrong und Sappington (2006).

der Durchschnittsleistung ähnlicher Netzbetreiber, die auf vergleichbaren nationalen und/oder internationalen Märkten agieren. Mit Hilfe von statistischen Vergleichsmethoden werden zunächst die Durchschnittskosten der involvierten Unternehmen ermittelt. Daraus wird dann ein virtuelles Referenzunternehmen (Yardstick) abgeleitet, das den durchschnittlichen Produktivitätsfortschritt der Branche reflektiert. Um nun die Netztarife für das zu regulierende Unternehmen festzulegen, wird die individuelle Kostenstruktur eines jeden Unternehmens mit dem Referenzunternehmen verglichen. Die Regulierungsbehörde kann nun das Potential des regulierten Unternehmens bestimmen, indem sie abschätzt, wie die Kostenstruktur des Netzbetreibers nach dem Yardstick aussehen müsste. Dementsprechend wird das regulierte Unternehmen nun dazu aufgefordert, seine Tarife entsprechend dieses Yardsticks zu senken und zum Branchendurchschnitt aufzuschließen. Übererfüllt er diese Vorgabe, wird er belohnt, bei einer Untererfüllung hingegen pönalisiert.⁴³

Eine Yardstick-basierte Regulierung ist mithin in der Lage, das unternehmensinternen Optimierungskalkül so zu steuern, dass sich die erlaubten Tarife nicht an den Kosten des regulierten Unternehmens selbst, sondern an einer Referenzgröße, die exogen vorgegeben ist, orientieren. Gleichzeitig wird aber ebendiese Größe durch die unternehmensinterne und damit endogen bestimmte Anstrengung, diverse Effizienzpotentiale auszuschöpfen, ermittelt. Da die identifizierten Yardsticks eine realistische Schätzung der durchschnittlichen Kosten eines Unternehmens reflektieren, ist die Regulierungsbehörde überdies in der Lage, Zurückhaltung zu üben und so wenig wie möglich in die Marktprozesse einzugreifen. Im Gegensatz zur Cap-Regulierung werden die involvierten Netzbetreiber nicht mit der häufig als ‚anmaßend‘ empfundenen Einschätzung der Regulierungsbehörde hinsichtlich zukünftiger Produktivitäts- und Kostenentwicklungen konfrontiert, sondern sie bewahren sich eine gewisse Autonomie gegenüber der Regulierungsinstanz, da sie selbst die Marktergebnisse determinieren.⁴⁴

Ein weiterer Vorteil dieses Regulierungsinstrumentes manifestiert sich schließlich darin, dass es das akute regulatorische Problem von Informationsasymmetrien invertiert. Jeder Netzbetreiber verfügt unter diesem Regulierungsregime nur über ein begrenztes Informationspotential hinsichtlich seiner relativen Positionierung gegenüber der Kostensituation des Branchendurchschnitts. Da er also selbst mit Informationsasymmetrien konfrontiert ist, werden auf natürliche Art und Weise seine Interessen stimuliert, seine Kosten möglichst effizient zu allokalieren, um von der Belohnung durch eine überdurchschnittliche Rendite zu profitieren.⁴⁵

Allerdings weist die Literatur nachdrücklich auf systemimmanente Schwachstellen von Yardstick Competition hin. Moniert wird beispielsweise die kritische Prämisse, dass die Unternehmen zeitnah in der Lage sein müssten ihre Effizienz zu verbessern, um zum Branchenbesten aufzuschließen. Da sie jedoch von unterschiedlichen Effizienzniveaus

⁴³ vgl. Shleifer (1985).

⁴⁴ vgl. Hense und Schäffner (2004).

⁴⁵ Für eine theoretische Diskussion dieser Thematik vgl. Armstrong und Sappington (2007).

aus starteten und sich möglicherweise trotz struktureller Gemeinsamkeiten in verschiedenen Lebens- und Investitionszyklen sowie in Wirtschaftsräumen mit unterschiedlicher konjunktureller Entwicklung befänden, sei es wahrscheinlich, dass die Effizienzniveaus kurzfristig deutlich divergierten. Außerdem werde aus diesem Blickwinkel deutlich, dass gerade diejenigen Unternehmen bestraft würden, die bereits vor dem Initialbenchmarking intensivere Effizienzanstrengungen zu verzeichnen hatten als ihre Mitbewerber. Damit würden sie in ihren realistischen Möglichkeiten, weitere Effizienzpotentiale zu erschließen, an Grenzen stoßen.⁴⁶ Darüber hinaus kann Yardstick Competition die Unternehmen dazu verleiten, ihr Investitionsverhalten zu koordinieren, da ihre Performance im Verhältnis zu den Vergleichsunternehmen gemessen wird. Abgestimmte Verhaltensweisen (Kollusion) können dazu führen, dass die unternehmerische Investitionsentscheidung in Abhängigkeit der Investitionsentscheidungen der Vergleichsunternehmen getätigt werde.⁴⁷ Erfahrungen aus den Niederlanden zeigen, dass das hier angewandte System der Yardstick Competition nicht zu abgestimmten Verhaltensweisen führt.⁴⁸

Abschließend sei angefügt, dass Yardstick Competition voraussetzt, dass die Vergleichbarkeit der regulierten Unternehmen hinsichtlich ihres Effizienzniveaus gewährleistet ist. Diese Bedingung ist im Hinblick auf die hohe Anzahl an Strom- und Gasnetzbetreibern in Deutschland kritisch zu hinterfragen. Die Implementierung dieses Regimes impliziert außerdem, dass die Branche ihre Ineffizienzen bereits durch eine vorgeschaltete Phase einer individuellen Cap-Regulierung in Kombination mit Benchmarking abgebaut hat. Erst dann können die genannten Vorteile der Yardstick Competition realistischer Weise zum Tragen kommen.

2.2.2 Investitionsanreize bei Anreizregulierung

Um die Investitionsanreize bei Anreizregulierung kritisch zu hinterfragen, grenzen wir zunächst zwei unterschiedliche Investitionskategorien voneinander ab. Dies sind auf der einen Seite die klassischen Investitionen der leitungsgebundenen Energieversorgung (Ersatzinvestitionen, Erweiterungsinvestitionen) sowie andererseits (Netz-)Innovationen. Vor diesem Hintergrund diskutieren wir zunächst, inwiefern anreizbasierte Regulierungsregime eine Anreizwirkung speziell für die vorstehenden Investitionskate-

⁴⁶ vgl. Haupt et al. (2002).

⁴⁷ vgl. dazu auch Armstrong und Sappington (2007). Eine theoretische Untersuchung zu Kollusion unter Yardstick Competition findet sich auch bei Chong und Huet (2006). Sie zeigen, dass das Risiko zur Kollusion gemindert wird, wenn der Regulierer das Unternehmen belohnt, das seine Strategie offenbart.

⁴⁸ In einem Gutachten von Price Waterhouse Coopers (2009) zum Zusammenhang zwischen Regulierung und Investitionen in den Niederlanden wurde unter anderem untersucht, inwiefern das niederländische System der Yardstick Competition Netzbetreiber dazu verleitet, ihre Investitionsentscheidung vom Verhalten anderer Netzbetreiber abhängig zu machen. Das Gutachten kommt im Rahmen einer quantitativen Analyse der Investitionstätigkeit der Netzbetreiber sowie der Auswertung einer fragebogensgestützten Umfrage hinsichtlich des Einflusses des Regulierungsrahmens auf die Investitionsentscheidungen der Netzbetreiber zu dem Ergebnis, dass diese ihre Investitionsentscheidungen nicht voneinander abhängig machen.

gorien entfaltet. Danach geben wir einen Überblick über den gegenwärtigen Stand der Literatur zu Investitionsanreizen unter Anreizregulierung.

In der Literatur wurde vielfach darlegt, dass durch die Einführung der Anreizregulierung der Fokus des Netzbetreibers auf dem kurzfristigen Heben von Effizienzpotentialen liegt, dadurch allerdings notwendige *Ersatzinvestitionen* zur Sicherstellung eines angemessenen Niveaus an Versorgungszuverlässigkeit aus dem Blickwinkel gelangen.⁴⁹ Da die Versorgungssicherheit – bzw. im engeren Sinne die Versorgungsqualität eine der wesentlichen energiepolitischen Säulen darstellt, haben immer mehr Regulierungsbehörden ihre leistungsorientierte Anreizregulierung um ein Qualitätselement ergänzt, dass die regulatorisch zugestandenen Tarife in Abhängigkeit des Verhältnisses von bereitgestelltem und optimalem Qualitätsniveau austarieren und den Netzbetreiber so zu einem angemessenen und nachhaltigen Asset Management anhalten soll. Dabei kann die Ausgestaltung der Qualitätsregulierung unterschiedliche Formen annehmen.⁵⁰ Ein intelligentes Instrument der Qualitätsregulierung besteht darin, den Kundenanspruch an Qualität in das Optimierungskalkül des Netzbetreibers zu internalisieren. Dies geschieht, indem die abgefragten Zahlungsbereitschaften der Kunden in ein Bonus-Malus Schema überführt werden, dass die regulierten Tarife des Netzbetreibers entsprechend anpasst.⁵¹ Durch dieses Instrument werden die positiven (oder negativen) externen Effekte von Qualität privatisiert und damit direkt mit der Investitionsentscheidung des Netzbetreibers verknüpft. Allerdings fokussiert dieses Regulierungsinstrument primär auf Ersatzinvestitionen. Daher ist im Folgenden zu diskutieren welche Anreizwirkung von anreizbasierten Regulierungsregimen im Hinblick auf *Erweiterungsinvestitionen* ausgeht.

Diese Form der Investition wird durch eine steigende Nachfrage stimuliert. Beispiele hierfür sind notwendige Kapazitätserweiterungen z.B. aufgrund der Anbindung von Offshore-Anlagen oder der Integration dezentraler Erzeugungseinheiten oder eine veränderte Versorgungsaufgabe (z.B. Anbindung eines Neubaugebietes oder eines Industrieparks). Naturgemäß sind diese Erweiterungsmaßnahmen mit zusätzlichen Kapitalkosten verbunden. Damit diese regulatorische Berücksichtigung finden, gibt es unterschiedliche flankierende Instrumente im Rahmen der Anreizregulierung. Im deutschen Regulierungskontext ist beispielsweise das Instrument der Investitionsbudgets verankert, das insbesondere für Übertragungsnetzbetreiber für einen gewissen Zeitraum durch Erweiterungsmaßnahmen bedingte Kapitalkosten im Rahmen der Erlösobergrenzenregulierung zulässt und diese von der Notwendigkeit, Effizienzpotenziale zu heben, freistellt (dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten). Dieses kostenorientierte Regulierungsinstrument setzt somit an dem Zielkonflikt an, dass die besonders kapitalintensiven Erweiterungsinvestitionen auch in einem grundsätzlich anreizregulierten Regime incentiviert werden und es in diesem Feld nicht zu einer Investitionszurückhaltung kommt. Eine ähnliche Zielsetzung verfolgt das im deutschen Regulierungsrahmen vor-

⁴⁹ vgl. Burns und Riechmann (2004).

⁵⁰ Für einen Überblick über die verschiedenen Ansätze zur Qualitätsregulierung verweisen wir auf Fumagalli et al. (2007).

⁵¹ Für einen detaillierten Überblick über diesen Mechanismus und eine empirische Analyse bezüglich seiner Auswirkungen auf die Produktivität der Netzbetreiber vgl. Growitsch et al. (2010).

gesehene Instrument des Erweiterungsfaktors, das speziell im Verteilernetzbereich einen Aufschlag auf die Erlösobergrenze zugesteht, wenn sich die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers unter bestimmten Voraussetzungen ändert.⁵²

Mit vorstehenden Ausführungen sind die klassischen Investitionskategorien (Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen) sowie Möglichkeiten zur speziellen regulatorischen Behandlung dieser unterschiedlichen Investitionsnotwendigkeiten beschrieben. Es zeigt sich, dass der deutsche Regulierungskontext unterschiedliche Instrumente vorsieht, um Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen zu incentivieren.

Auch die Fachliteratur hat sich sehr intensiv mit der Anreizwirkung sowie den kritischen Einflussgrößen auf unterschiedliche Formen der Investitionen unter anreizbasierten Regulierungsregimen auseinandergesetzt. Die Argumentation wird dabei häufig über einen Vergleich mit kostenorientierten Regulierungsregimen geführt.

In dieser Debatte unterstreicht Joskow (2008) nachdrücklich die Komplexität anreizbasierter Regulierungsmethoden und verweist auf die regulatorisch unterschiedliche Schwerpunktsetzung von OPEX und CAPEX. Die Kapitalkosten rückten bei der Cap-Regulierung oftmals in den Hintergrund, da die Anreize vornehmlich auf die Hebung von Effizienzpotentialen im Bereich der OPEX fokussierten trotzdem kapitalkostenrelevante Größen bei der Festlegung regulierter Tarife im Hinblick etwa auf den Kapitalstock, Abschreibungsverläufe, die Eigenkapitalverzinsung, die Finanzierungsstruktur des Unternehmens, das angestrebte Qualitätsniveau sowie Ertragssteuern eine wesentliche Rolle spielten. Gleiches gelte für gesamtkostenbasierte Benchmarkingansätze. Umso schwieriger erscheine es daher, anreizorientierte Regulierungsinstrumente insbesondere unter Produktivitäts- und Effizienzgesichtspunkten zu evaluieren, da hier komplexe Wirkungszusammenhänge zwischen OPEX und CAPEX bestünden.⁵³ Beispiele hierfür sind bilanzielle Substitutionsmöglichkeiten zwischen OPEX und CAPEX (je nach Aktivierungspolitik) sowie Einsparungspotenziale im Bereich der operativen Kosten, die aus Investitionen in technologischen Fortschritt resultieren können.

Aus diesem Grund richten wir in den folgenden Ausführungen unser Augenmerk auch darauf, an welcher Stelle anreizorientierte Regulierungsinstrumente Effizienzen heben. Weiterhin führen wir die Diskussion in Bezug auf die allgemeine Wirkungsweise von Investitionsanreizen unter leistungsbasierten Regulierungsregimen sowie im Hinblick auf die Rolle kritischer Faktoren. Diesbezüglich betrachten wir folgende Aspekte, die eng miteinander verknüpft sind:

- Rendite/Risiko und Glaubwürdigkeit des Regulierers
- Zeitpunkt der Investition

⁵² Details zu diesen Regulierungsansätzen finden sich bei Bundesnetzagentur (2009) sowie in der Anreizregulierungsverordnung in den Paragraphen 10 und 23. Für die theoretisch ökonomische Diskussion verweisen wir auf Brunekreeft und Borrmann (2010).

⁵³ vgl. Joskow (2008).

- Anreizwirkung

Brunekreeft und Knieps (2000) diskutieren den Umstand, dass bei anreizbasierten Regulierungsregimen das Risiko nicht wie bei der kostenorientierten Regulierung beim Kunden liegt, sondern vollständig auf den Netzbetreiber übertragen wird. Die Kapitalverzinsung ist nunmehr regulatorisch determiniert und das Erreichen der vorgegebenen Rendite hängt davon ab, ob der Netzbetreiber die ihm vorgegebenen Produktivitätssteigerungen realisiert. Netzbetreiber hätten bei Neuinvestitionen somit nicht mehr die garantierte Sicherheit, eine bestimmte Kapitalverzinsung zu erreichen, könnten aber andererseits von den durch Neuinvestitionen erreichten Produktivitätsfortschritten profitieren. Gleichzeitig stelle sich aber das Problem, dass der Amortisationszeitraum einer Investition auf Grund der langen Abschreibungszyklen in der Energiewirtschaft üblicherweise die regulatorisch gültigen Vorgaben einer Regulierungsperiode überschreite, so dass der Netzbetreiber keine Gewissheit habe, dass die Abschreibungen für Neuinvestitionen auch zukünftig regulatorische Berücksichtigung fänden. Dieser Unsicherheitsfaktor für den Netzbetreiber könne z.B. dadurch abgeschwächt werden, dass die Regulierungsbehörde sich ex-ante zu einem bestimmten Verhalten nach der Durchführung von Investitionen verpflichte.⁵⁴ Guthrie (2006) analysiert ebenfalls den Zusammenhang zwischen Regulierung, Risiko und Investitionen und kommt gleichermaßen zu dem Ergebnis, dass sich das Risiko bei Anreizregulierung vom Kunden auf den Shareholder überträgt und demnach einen elementaren Einfluss auf die Investitionsentscheidung hat, wenn das assoziierte Risiko groß ist. Auch Dobbs (2004) und Dixit und Pindyck (1994) diskutieren die Wirkungsweise regulatorischer Unsicherheit und zeigen, dass diese zu Unterinvestitionen führen kann.

Verschiedene Autoren haben sich mit der Wirkung verschiedener Regulierungsansätze im Hinblick auf den Zeitpunkt der Investitionstätigkeit auseinander gesetzt und kommen zu dem einheitlichen Ergebnis, dass anreizorientierte Regulierungsansätze den kostenorientierten Regulierungsregimen grundsätzlich überlegen sind. Biglaiser und Riordan (2000) zeigen theoretisch, dass der Zeitpunkt der Investition und die Investitionstätigkeit durch die Regulierungsmethodik beeinflusst werden. Sie kommen zu der bereits in Abschnitt 2.1.1 skizzierten Feststellung, dass eine einfache Form der Rate-of-Return-Regulierung keinen Anreiz liefert, alte Anlagen zu ersetzen, da die Rendite in diesem Regulierungsregime positiv vom der Anzahl der Anlagen in der Kapitalbasis abhängt. Eine Cap-Regulierung liefere hingegen aufgrund der Produktivitätsvorgaben bessere Anreize für zeitnahe Ersatz-Investitionen. Für Neuinvestitionen zeige sie jedoch, dass am Anfang der Regulierungsperiode eine hohe Anfangsbelastung durch die Kapitalkosten bestehe. Auch Brunekreeft und Borrmann (2010) widmen sich dieser Problematik und analysieren die Auswirkungen einer preis- oder kostenbasierten Regulierungsmethodik auf den Zeitpunkt der Investitionen unter der Annahme von Investitionszyklen. Weiterhin wird in dieser Untersuchung nach dem Grund der Investition unterschieden (*Ersatzinvestitionen* aufgrund von Abnutzung und *Erweiterungsinvestitionen* aufgrund einer Steigerung der Nachfrage). Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass eine preisbasierte Regulierung (speziell: Yardstick Competition) im Falle eines niedrigen

54 vgl. Brunekreeft und Knieps (2000).

Yardsticks Ersatzinvestitionen stimuliere, wohingegen ein niedriger Yardstick Erweiterungsinvestitionen auf ineffiziente Weise hemme. Weiterhin argumentieren die Autoren, dass eine kostenbasierte Regulierung den Zeitpunkt der Investition zwar beschleunige und Anreize zur Investitionstätigkeit an sich liefere, die Investition selbst jedoch nicht zwangsläufig effizient getätigt würde.

Armstrong und Sappington (2007) sowie Cambini und Jiang (2009) spezifizieren in ihren Überlegungen, dass die Regulierungsmethodik Investitionsentscheidungen in unterschiedlichen Dimensionen beeinflusst: Mit Blick auf den Zweck der Investition werde Rate-of-Return-Regulierung wahrscheinlich keine Maßnahmen zur Reduktion der OPEX hervorrufen. Im Gegensatz dazu könne Price Cap-Regulierung bereits innerhalb einer Regulierungsperiode starke Anreize zur Reduktion der OPEX forcieren. Im Hinblick auf den Zeithorizont liefere eine anreizorientierte Regulierung gegenüber der Rate-of-Return-Regulierung zwar Anreize zu kurzfristig orientierten Investitionen, allerdings beinhalte dieses Regime nur geringe Anreize langfristig in Assets zu investieren. Bei Rate-of-Return-Regulierung würden Investitionen in das Sachanlagevermögen hingegen aufgrund der geringen Risikowahrnehmung und einer angemessenen Rendite auch getätigt. Auch Egert (2009) argumentiert zu dieser Thematik, dass Anreizregulierung grundsätzlich zu mehr Investitionen führen kann, da diese mehr Spielraum für die Netzbetreiber liefere, die Erlöse bzw. Gewinne in kostenreduzierende Technologien zu investieren. Diesbezüglich sei Anreizregulierung zwar geeignet, kurzfristig Ineffizienzen zu beheben, und dem Netzbetreiber Effizienzgewinne zuzugestehen, allerdings könnten die Investitionsanreize vermindert werden, wenn die Regulierungsperiode nicht lang genug sei, um Effizienzgewinne zu erreichen. Verschiedene Faktoren (regulatorisches Risiko, Übertragung des Risikos vom Kunden auf die Netzbetreiber/Shareholder) könnten zu höheren Kapitalkosten und somit bei risikoaversen Verhalten zu niedrigeren Investitionen führen.

Damit sind die wesentlichen kritischen Faktoren in Bezug auf Investitionen unter Anreizregulierung skizziert. Die Regulierungspraxis zeigt, dass es unterschiedliche regulatorische Instrumente gibt, um Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen zu stimulieren. Aus dem Literaturüberblick resümieren wir, dass Anreizregulierung in der Lage ist, kurzfristige produktive Effizienzen zu stimulieren. Diese fokussieren jedoch primär auf den Bereich der OPEX, da insbesondere das mit dieser Regulierungsmethodik assoziierte Risiko ein wesentlicher Treiber für Investitionszurückhaltung sein kann. Damit bleibt kritisch zu hinterfragen, inwiefern eine anreizorientierte Regulierung in der Lage ist, langfristig effiziente Investitionen zu begünstigen (dynamische Effizienz). Daher widmen wir uns im folgenden Abschnitt dem Zusammenhang von Regulierung und Investitionen in Innovationen.

2.3 Kosten- vs. anreizorientierte Regulierung: Investitionsanreize für Innovationen (dynamische Effizienz)

Dieser Abschnitt liefert einen Überblick über den Zusammenhang zwischen langfristig effizienten Investitionen (dynamische/innovative Effizienz) zur Generierung von Innova-

tionen (insbesondere zum Aufbau einer intelligenten Netzinfrastruktur) und der regulatorischen Einordnung dieses Investitionsfeldes aus einem theoretisch-ökonomischen Blickwinkel.

Im Hinblick auf Innovationen unterscheiden wir zwischen Prozess- und Produktinnovationen. Unter Prozessinnovationen subsumieren wir Innovationstätigkeit, die keinen investiven Charakter hat, sondern im Wesentlichen den Betrieb der Energienetze tangiert und diesen bspw. durch innovative Betriebsabläufe effizienter gestaltet. Dieser Effizienzfortschritt führt häufig zu einer Reduktion der operativen Kosten (OPEX) und betrifft damit den bereits diskutierten Bereich der produktiven Effizienz. Als Produktinnovationen verstehen wir hingegen kapitalkostenintensive Investitionen in die materielle, technologische Aufwertung der Netzinfrastruktur (Aufbau eines Smart Grid). Diese können zwar kurzfristig statische Ineffizienzen aufweisen, führen aber langfristig zu dynamischer Effizienz.

Für beide Innovationsbereiche sind Aufwendungen im Bereich Forschung und Entwicklung (F&E) notwendig. Diese stellen den Netzbetreiber in seinem betriebswirtschaftlichen Kalkül einerseits vor die Abwägung zwischen F&E-Aufwendungen und möglichen Effizienzgewinnen durch (Prozess-)Innovationen und werfen andererseits die Frage nach der regulatorischen Behandlung dieser innovationsbezogenen Aufwendungen und ihren Resultaten auf. Diese kann entweder inputorientiert erfolgen, das heißt unter expliziter, kostenorientierter Berücksichtigung der F&E-Aufwendungen, oder outputorientiert, d.h. im Hinblick auf eine regulatorische Evaluierung der umgesetzten Innovation. Für eine detaillierte Auseinandersetzung mit der F&E-Thematik verweisen wir auf die Literatur in der Fußnote.⁵⁵

Wir nähern uns dem Thema Innovationen in den weiteren Ausführungen hingegen aus einem anderen Blickwinkel und fokussieren auf die Fragestellung, wie speziell Netzinnovationen zum Aufbau eines Smart Grid und damit dynamische Effizienzziele stimuliert werden.

Die theoretische Literatur diskutiert das Thema Netzinnovationen insbesondere in der leitungsgebundenen Energieversorgung eher cursorisch und recurriert vornehmlich auf

⁵⁵ Einen Literaturüberblick über die Rolle von F&E und Innovationen in Netzindustrien, speziell im Elektrizitätssektor liefern Jamasb und Pollitt (2008). Die Auswirkungen kostenorientierter Regulierung auf F&E aus theoretischer und empirischer Sicht diskutieren z.B. Mayo und Flynn (1988). Mit der Vorteilhaftigkeit kosten- vs. anreizorientierter Regulierungsansätze im Hinblick auf F&E bedingte Aufwendungen haben sich überdies Kahn, Tardiff und Weisman (1999) auseinandergesetzt, die die regulatorische Überlegenheit anreizbasierter Regulierung im Hinblick auf F&E Aufwendungen in Frage stellen. Sie argumentieren, dass die Rate-of-Return-Regulierung Anreize für risikobehaftete Investitionen liefert, da dieser Ansatz ein Zurückverdienen der Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen zuzüglich einer angemessenen Kapitalrendite garantiert. Gleichzeitig verweisen sie jedoch auf den inputorientierten Charakter von F&E Aufwendungen im Innovationsprozess und die damit verbundene Problematik, dass hohe F&E-Aufwendungen nicht zwangsläufig einen hohen Innovationsgrad mit sich bringen. Cohen und Levinthal (1989) unterstreichen überdies die Problematik, dass F&E allein die Ressourcen im Innovationsprozess nicht angemessen widerspiegeln. Für eine detaillierte Erörterung der regulatorischen Relevanz im Hinblick auf das Spannungsfeld F&E, Innovationen und Regulierung aus input- und outputorientierter Sicht verweisen wir auf die Ausführungen von Bauknecht (2010).

allgemeine theoretische Überlegungen und Modelle sowie Erfahrungen aus anderen Netzindustrien (insbesondere dem Telekommunikationssektor). Erste theoretische Überlegungen stammen von Magat (1976), der die Auswirkungen von Rate-of-Return-, Cost-Plus sowie einer Obergrenzen-basierten Regulierung auf die Geschwindigkeit und die Richtung des technologischen Fortschritts hin analysiert. Bailey (1974) zeigt, dass längere Regulierungsperioden ein monopolistisches Unternehmen zu mehr Innovationsstätigkeit anhält, da es seine innovationsbedingten Gewinne maximiert, je später eine neue Regulierungsperiode ansetzt und je länger das Unternehmen von innovationsbedingten Effizienzsteigerungen im Vergleich zu den zu Beginn der Regulierungsperiode genehmigten Kosten profitieren kann. Auch Sweeney (1981) setzt sich mit dem daraus resultierenden Zielkonflikt auseinander, ob es sich für ein gewinnmaximierendes Unternehmen unter regulatorischen Rahmenbedingungen lohnt, kostenreduzierende Innovationen umzusetzen, oder ob es dem Optimierungskalkül des Unternehmens entspricht, diese zu verzögern. Sweeney zeigt, dass sich die detaillierte Ausgestaltung des Regulierungsregimes zur kritischen Größe entwickelt, insbesondere im Hinblick auf die Länge der Regulierungsperiode. Lyon und Huang (1995) diskutieren die Problematik des Innovierens vor dem Hintergrund einer asymmetrischen Regulierung⁵⁶ und führen dies auf das Konzept der Innovations-Rivalität zurück. Sie zeigen, dass ein reguliertes Unternehmen weniger Anreize zum Innovieren hat als ein unreguliertes Unternehmen, da das regulierte Unternehmen aufgrund regulatorischer Restriktionen hinsichtlich der Innovationsrenten einen geringeren Anreiz hat, in technologischen Fortschritt zu investieren. Für einen unregulierten Wettbewerber resultiere daraus hingegen ein profitables Innovationsumfeld, da seine Innovationen nicht vom regulierten Unternehmen imitiert würden. Eine asymmetrische Regulierung im Hinblick auf Innovationen empfehle sich, wenn es unter Wohlfahrtsgesichtspunkten sinnvoll ist, dass nur ein Unternehmen innoviert bspw. wenn eine Innovation spezifische Kostenreduktionspotenziale verspricht, die an die Verbraucher weitergegeben werden können. Die Autoren weisen allerdings darauf hin, dass die Frage nach der optimalen regulatorischen Antwort auf Innovationen und Innovationsanreize insbesondere im Hinblick auf eine mögliche Imitation der Innovation noch nicht gelöst sei.⁵⁷ Armstrong und Sappington (2006) führen in einer grundsätzlichen Debatte an, dass eine leistungsorientierte Regulierung zwar substantielle Anreize für kurzfristig orientierte Innovationen generiert, jedoch kaum Anreize für langfristig orientierte Infrastrukturinvestitionen (Netzinnovationen nach unserem Verständnis) liefert. Bourreau und Dogan (2001) weisen darauf hin, dass eine Price-Cap Regulierung unter wohlfahrtsoptimalen Gesichtspunkten insbesondere in der langfristigen Betrachtung zu einer höheren Konsumentenrente führt, wenn Innovation als kontinuierlicher Prozess verstanden wird. Es sei damit das gegenüber allen anderen Formen der Regulierung (z.B. Rate-of-Return-Regulierung) am besten geeignete Regulierungsregime, um Innovationen im Sinne des technologischen Fortschritts zu stimulieren. Im Gegensatz zu diesen eher pauschalen Feststellungen nähern sich Baake et al. (2005) dem

⁵⁶ Diese definieren die Autoren damit, dass unterschiedliche Unternehmen in der gleichen Industrie verschiedenen Formen der Regulierung unterliegen.

⁵⁷ vgl. Lyon und Huang (1995).

Sachverhalt problemorientiert und diskutieren ein Regulierungsdesign für innovative Märkte im Telekommunikationssektor. Dabei verweisen sie ebenfalls auf die Schwierigkeit, dass die konventionelle, kostenbasierte Regulierung aufgrund statischer Ineffizienzen negative Anreize für Innovationen mit sich bringt, da die regulierten Tarife direkt auf den Grenzkosten des Unternehmens aufsetzen. Im Gegensatz erhalten Unternehmen unter einer leistungsbasierten Regulierung aufgrund der charakteristischen Entkopplung von Kosten und Preisen Anreize zu einem flexibleren und effizienteren Kostenmanagement, da Netzbetreiber hierfür im Rahmen der regulatorischen Vorgaben belohnt würden.⁵⁸ Gleichzeitig unterstreichen die Autoren jedoch die Herausforderung, die richtigen Anreizhebel zu dynamischer Effizienz regulatorisch zu verankern.

Dies führt uns zu der Schlussfolgerung, dass die bisherige Literatur sich zwar grundsätzlich mit der Thematik Regulierung und Innovationen auseinandergesetzt hat, die Überlegungen hierzu jedoch entweder sehr genereller ökonomisch-theoretischer Natur sind oder die Herausforderungen speziell im Telekommunikationssektor thematisieren. Nach unserem Kenntnisstand existiert in der Literatur keine fundierte theoretische Abhandlung, welche Rolle dynamisch effiziente Investitionen speziell in der leitungsgebundenen Energieversorgung spielen.

Im folgenden Abschnitt stellen wir praktische Lösungsansätze der gegenwärtigen Regulierungspraxis vor, die sich der Problematik (dynamisch) effizienter Investitionen und Netzinnovationen in der Regulierungspraxis nähern und bewerten diese im Hinblick auf ihre Relevanz für Smart-Grids-Investitionen.

2.4 Praktische Lösungsansätze

In diesem Kapitel diskutieren wir die folgenden Ansätze:

- einen Selbstselektionsmechanismus (Sliding-Scales), der dem Netzbetreiber Freiheitsgrade hinsichtlich der regulatorischen Behandlung seiner investitionsbedingten Kapitalkosten einräumt,
- das Konzept der Regulierungsferien (Regulatory Holidays), das im Wesentlichen im Telekommunikationssektor diskutiert wird und bestimmte (innovative) Infrastrukturprojekte für einen bestimmten Zeitraum von der Regulierung ausnimmt.

2.4.1 Sliding Scales

Die Diskussion im vorherigen Kapitel hat gezeigt, dass sich die Investitionssituation der Netzbetreiber im Zuge des Übergangs von kosten- zu preis- bzw. erlösbasierten Regulierungsregimen deutlich verändert hat. So manifestieren sich unter der Anreizregulierung komplexe Zielkonflikte zwischen dem Leitgedanken eines effizienzorientierten

⁵⁸ Erste Gedanken dazu finden sich auch bei Magat (1976), Cabral und Riordan (1989) sowie Clemenz (1991).

Netzbetriebs (produktive Effizienz) und nachhaltigen Investition in die Infrastruktur (dynamische Effizienz), die durch Informationsasymmetrien zwischen Regulierer und Netzbetreiber zusätzlich forciert werden. Etablierte Regulierungsregime versuchen daher im Zuge einer „lernenden Regulierung“ diesen Herausforderungen mit problemorientierten Regulierungsinstrumenten zu begegnen. So ist der britische Regulierer OFGEM der europäische Pionier in Bezug auf die Einführung eines so genannten Sliding-Scale Mechanismus, der dem Problem investitionskostenbezogener Informationsasymmetrien zwischen Regulierer und Netzbetreiber begegnen soll. Diese Asymmetrien zeichnen sich dadurch aus, dass die regulierten Preis- bzw. Erlösobergrenzen kein vollumfänglich realitätsgetreues Abbildung der Kostensituation der Netzbetreiber sind, da der Regulierer nicht über vollständige Informationen über die tatsächliche Kostensituation der Netzbetreiber verfügt und die regulatorisch determinierten Preis- bzw. Erlösobergrenzen nur eine Second-Best-Lösung für beide Seiten darstellen. Gleichzeitig ist der Regulierer nicht hinreichend über den tatsächlichen Investitionsbedarf der Netzbetreiber informiert und kann eine adäquate Berücksichtigung der Kapitalkosten des Netzbetreibers in der Erlösobergrenze nicht vollumfänglich garantieren. Umgekehrt wird der Netzbetreiber seine Betriebs- und Kapitalkosten nur im Rahmen des regulatorisch Notwendigen enthüllen, nicht aber darüber hinaus.⁵⁹ Insgesamt besteht also aus Regulierungssicht die Herausforderung, durch angemessene Regulierungsmaßnahmen asymmetrische Informationen zu reduzieren und neben Anreizen zur Kostenreduktion auch ein nachhaltiges, effizientes Investitionsverhalten zu fördern.

Der britische Regulierer OFGEM versucht diesem Trade-Off zu begegnen, indem er mit dem Start der vierten Regulierungsperiode (2005-2010) einen Staffel-Mechanismus („menu of sliding scales“) implementierte.⁶⁰ Ziel dieses Regulierungsinstrumentes ist es, den Netzbetreiber durch einen anreizkompatiblen Selbstselektionsmechanismus dazu anzuhalten, Informationen bezüglich seiner Investitionsstrategie zu enthüllen und gleichzeitig die Gefahr einer adversen Selektion bei der Investitionsentscheidung zu unterbinden.

Die von OFGEM applizierten Elemente des „menu of sliding scales“ gehen auf eine von Laffont und Tirole (1993) entwickelte Methode zurück. Diese ermöglicht den britischen Netzbetreibern je nach Investitionsbedarf und Höhe der antizipierten Kapitalkosten eine Wahl der Form der Regulierung ihrer Kapitalkosten (preisbasierte vs. kostenbasierte Regulierung), an die unterschiedliche Belohnungen und Pönalen geknüpft sind. Netzbetreiber mit geringem Investitionsbedarf und daher geringeren Kapitalkosten (CAPEX) werden eher für eine preisbasierte Regulierung votieren, die eine höhere Rendite und geringere erlaubte Kapitalkosten vorsieht, während Netzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf tendenziell eher eine kostenbasierte Regulierung bevorzugen werden, die höhere CAPEX genehmigt, dafür aber eine vergleichsweise geringere Rendite zubilligt. Flankiert wird diese Methode durch einen Mechanismus, der die Netzbetreiber dazu

⁵⁹ vgl. dazu auch: Laffont und Martimort (2002).

⁶⁰ vgl. dazu auch Joskow (2008) sowie für eine theoretische Diskussion des Sliding Scale Mechanismus unter wohlfahrtsoptimalen Gesichtspunkten auch Lyon (1996).

anhält, die Wahrheit über ihre erwartete Höhe der Kapitalkosten zu enthüllen. Dies geschieht, indem sowohl OFGEM⁶¹ als auch die Verteilernetzbetreiber ex-ante die Kapitalkosten für ihre geplanten Investitionsvorhaben schätzen. Aus dem Quotienten der geschätzten Kapitalkosten beider Seiten im Vergleich mit den tatsächlich aufgewendeten Kapitalkosten des Netzbetreibers leitet sich dann ein Anreizsystem ab, das den Netzbetreiber für ein Unterschreiten seines Budgets belohnt bzw. für ein Überschreiten pönalisiert.

Tabelle 2-1: Die Sliding-Scale Matrix für die Regulierungsperiode 2005-2010

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

Quelle: Ofgem (2004)

Bezugnehmend auf Tabelle 2-1 soll folgendes Beispiel der Illustration dienen: Der Netzbetreiber (Distribution Network Operator, DNO) wählt zunächst aus der Zeile „Ratio DNO / PB Power %“ den Quotienten aus, der aus seiner Sicht das Verhältnis zwischen den von PB Power vorhergesagten und seinen deklarierten Kapitalkosten am besten widerspiegelt. Dadurch ist der regulatorische Vertrag für die Regulierungsperiode determiniert. An diesen Kontrakt sind jeweils die Höhe des beim Netzbetreiber verbleibenden Teils möglicher Kosteneinsparungen (Efficiency Incentive, von 40% bis 20%) und ein Faktor für zusätzliche Erlöse (Additional Income) geknüpft, die mit einem steigenden Quotienten (stärkere Abweichung der Kapitalkostenvorhersage vom Netzbetreiber und PB Power) abnehmen. Netzbetreiber mit hohen CAPEX erhalten also eine geringere Rendite und umgekehrt.

Hat sich der Netzbetreiber für einen „Ratio DNO/PB Power“ (in unserem Beispiel sei dies ein Quotient von 105) entschieden, muss er nun unter der Spalte „Actual Exp“ seine tatsächlichen Kapitalkosten/Investitionen für die relevante Regulierungsperiode angeben. Für unser Beispiel seien dies auch 105. Die Zahl in der korrespondierenden Zelle gibt dann die zugehörige Belohnung oder Pönale an. Dies ist in unserem Fall der Prozentsatz 2,6 (hellblau markiert), um den sich die erlaubten Kosten („allowed expen-

61 Über die Beratungsgesellschaft PB Power, www.pbworld.com.

diture“) erhöhen. Diese 2,6% ergeben sich aus der Differenz von den erlaubten Kapitalkosten in Höhe von 106,25 und den tatsächlichen Ausgaben in Höhe von 105, multipliziert mit dem Efficiency Incentive (hier: 0,38). Dazu wird das Additional Income (2,1) addiert. Die Anreizkompatibilität der Matrix wird dadurch gewährleistet, dass der Netzbetreiber im Falle einer Overperformance (z.B. bei tatsächlichen Kapitalkosten von 100) eine entsprechende höhere Belohnung erhalten würde, nämlich einen Prozentsatz von 4,4 anstatt von 2,6). Allerdings bleibt der Anreiz gewahrt, eine möglichst genaue Deklaration der Kapitalkosten im Vorfeld zu liefern. Hätte der Netzbetreiber nämlich bereits ex-ante einen Kontrakt von 100 gewählt, hätte er bei tatsächlichen Kapitalkosten von ebenfalls 100 eine Belohnung von 4.5 bekommen. Der Netzbetreiber wird also konsequent incentiviert, die wahre Höhe seiner Kapitalkosten zu offenbaren. Neben der Überwindung von Informationsasymmetrien steht allerdings noch ein zweiter Aspekt im Fokus des Sliding-Scale Mechanismus. Durch die Anreizstruktur der Matrix wird der Netzbetreiber nicht nur angehalten, eine realitätsgetreue Kapitalkostenvorschau abzugeben, sondern auch bestraft, wenn seine Vorschau zu hoch im Vergleich zu der Vorschau von PB Power lag.

Mit Einführung des Sliding-Scale-Mechanismus hat der britische Regulierer OFGEM einen problemorientierten Ansatz gewählt, bestehende Informationsasymmetrien in Bezug auf die Investitionsplanung des Netzbetreibers zu überwinden und eine adäquate regulatorische Berücksichtigung der erwarteten Kapitalkosten weiter voranzutreiben.

Grundsätzlich wäre ein solcher Mechanismus auch für die regulatorische Berücksichtigung von Investitionen in eine intelligente Netzinfrastruktur zu diskutieren.

Allerdings sollte der Sliding-Scale-Mechanismus nicht als Allheilmittel für die geschilderten Probleme interpretiert werden. Wesentliche Kritikpunkte umfassen insbesondere folgende Aspekte:

Informationsasymmetrien können nicht vollkommen ausgeschlossen werden, da die regulatorische Voreinschätzung die Kapitalkosten auch nicht vollumfänglich abbilden kann. Gleichzeitig besteht ein Paradox der Sliding-Scale Matrix darin, dass die Netzbetreiber bei einem steigenden Quotienten (also einer höheren Abweichung von der regulatorischen Prognose) zunehmend pönalisiert werden. Das bedeutet, dass die Unternehmen ggf. für eine realitätsgetreue Kapitalkostenvorschau, die über der regulatorischen Einschätzung liegt, bestraft werden.

Insgesamt soll die Sliding-Scale Matrix einen Kompromiss zwischen einer Kosten- und einer preisbasierten Regulierung schlagen. Allerdings ist der Netzbetreiber aufgrund der zunehmenden Pönalisierung bei hohen Kapitalkosten im Vergleich zur regulatorischen Prognose dazu angereizt, sich eher für eine preisbasierte Regulierung im linken Bereich der Sliding-Scale Matrix zu entscheiden, da hier einer höhere Rendite erzielbar ist. Er wird also versuchen, seine Kapitalkosten so gering wie möglich zu halten und verfolgt damit weiterhin vornehmlich produktive und nicht dynamische Effizienzziele.

Ein sorgfältiges Design einer Sliding-Scale-Matrix für Netzinnovationen, welches diesen Umständen Rechnung trägt, könnte ggf. Abhilfe schaffen. Allerdings fokussiert dieses Instrument insgesamt sehr auf eine inputorientierte Regulierung und greift damit relativ stark in das Mikromanagement der Unternehmen ein. Neben der Frage, ob eine starke regulatorische Intervention tatsächlich gewollt ist, stellt sich überdies auch die Frage der Umsetzbarkeit bei einer hohen Anzahl der regulierten Unternehmen wie es in Deutschland mit über 800 Strom- bzw. über 600 Gasnetzbetreibern der Fall ist. Daher stellen wir für die weitere Substantiierung der Diskussion im Folgenden einen regulatorischen Ansatz vor, der weniger auf das regulatorische Mikromanagement der Unternehmen ausgerichtet sind, sondern einen Marktmechanismen nutzt, um dynamisch effiziente Infrastrukturinvestitionen und Innovationen zu fördern.

2.4.2 Regulierungsferien

Grundidee dieses Konzeptes ist es, innovative Infrastrukturinvestitionen durch eine Ausnahme von der Regulierung voranzutreiben. Gans und King (2003, 2004) diskutieren unter dem Begriff ‚Access Holidays‘ die Maßnahme, für einen predeterminierten Zeitraum einem innovierenden Unternehmen zuzugestehen, den Preis für den Zugang zur Infrastruktur selbst zu bestimmen oder Dritten den Zugang ganz zu verweigern. Sie empfehlen dieses Instrument für die Telekommunikationsinfrastrukturregulierung in Australien als Second-Best-Lösung, um Infrastrukturinvestitionen anzuregen und dem damit häufig verbundenen Problem der Glaubwürdigkeit des Regulierers zu begegnen.

Im Jahre 2007 wurde ein ähnliches Konzept in § 9a des Telekommunikationsgesetzes (TKG) in Deutschland juristisch verankert. Dieser Paragraph sieht vor, dass „neue Märkte“⁶² keiner ex-ante Regulierung unterliegen, sofern die Entwicklung eines nachhaltigen, wettbewerbsorientierten Marktes im Bereich der Telekommunikationsdienste oder –netze nicht behindert wird.⁶³ Die Gesetzesbegründung weist explizit darauf hin, dass durch dieses Konstrukt sichergestellt werden soll, dass Anreize für die Erschließung neuer Märkte erhalten bleiben, die mit Wohlfahrtssteigerungen für die Volkswirtschaft verbunden sind. Allerdings würden Anreize für risikobehaftete Investitionen nur dann generiert, wenn die Aussicht auf übernormale Gewinne bestehe. Diese Gewinne werden weder aus wettbewerbspolitischer noch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht als bedenklich erachtet und führten letztlich auch zu einem Zusatznutzen für den Verbraucher. Allerdings müsse eine Angreifbarkeit dieser Monopole durch imitierende Wettbewerber jederzeit möglich sein.⁶⁴ Die Europäische Kommission steht diesem Paragraphen allerdings äußerst kritisch gegenüber und leitete ein Vertragsverletzungsverfahren gegen die Bundesrepublik Deutschland ein. Ende 2009 hat der Europäische Gerichtshof (EuGH) dann diesen Paragraphen ausgesetzt. Seine Entscheidung begründete der EuGH vor allem damit, dass neben einem Verstoß gegen europäische

⁶² Breitbandnetze, Next Generation Networks (NGN).

⁶³ Für eine kritische Analyse dieses Konzeptes aus institutionenökonomischer Perspektive vgl. Dewenter et al. (2007).

⁶⁴ vgl. Deutscher Bundestag (2006).

Richtlinien und damit verbundene Einschränkungen für den Wettbewerb der Gesetzgeber das Ermessen der Bundesnetzagentur bei der Regulierung neuer Märkte in nicht zulässiger Weise einschränke. Außerdem sieht er die Gefahr einer Re-Monopolisierung auf den Breitbandmärkten.⁶⁵

Abstrahiert man von der kontroversen juristischen und politischen Diskussion zu diesem Konstrukt und bricht es auf seine regulierungsökonomische Funktionsweise herunter, so verfolgt dieses Konzept folgende Zielsetzung:

Durch das (temporäre) regulatorische Zugeständnis, einen neuen Markt von der Regulierung freizustellen und damit effizientere Infrastrukturinvestitionen sowie Anreize für risikobehaftete Investitionen in neue Technologien zu fördern, erfolgt ein pro-aktiver Umgang mit dem Zielkonflikt zwischen statischer und dynamischer Effizienz. Flankiert wird dieser institutionelle Rahmen durch das Primat eines funktionierenden Wettbewerbs, also der Vorgabe, dass Dritten weiterhin Netzzugang gewährt wird. Allerdings ist dieser Ansatz auch mit einer deutlichen Tendenz zur Deregulierung verknüpft, der insbesondere in einem erst jungen Regulierungsregime nicht unbedingt als wünschenswert erscheint.

Durch die fehlende langfristige Anwendungspraxis im deutschen Telekommunikationssektor ist eine Evaluation der tatsächlichen Auswirkungen eines derartigen Instrumentes auf Investitionsverhalten, Entgelte und Wettbewerb nicht möglich. Außerdem sind die Spezifika der Telekommunikationsindustrie und das hier zugrunde liegende Regulierungskonzept nicht ohne Weiteres auf die leitungsgebundene Energieversorgung übertragbar. Gründe dafür sind insbesondere die energierechtlichen Entflechtungsvorschriften (Unbundling), die eine gesellschaftsrechtliche, organisatorische, buchhalterische und informatorische Trennung des Netzbetriebes von den im Wettbewerb stehenden Wertschöpfungsstufen (Erzeugung, Handel, Vertrieb) vorsehen und damit keine integrierten Geschäftskonzepte wie im Telekommunikationsbereich (z.B. Aufbau von Breitbandnetzen und Vertrieb von Breitbandanschlüssen in einem Unternehmen) zulassen. Dieser Aspekt ist deshalb relevant, weil er die Frage nach dem eigentlichen Profiteur einer kapitalintensiven Netzinnoation aufwirft, da jede Investition aus einem betriebswirtschaftlichen Kalkül heraus mit der Zielsetzung verbunden ist, den Nutzen der Investition/Innovation zu internalisieren und die Profiteure an den Kosten zu beteiligen. Beispielsweise ist ein Stromnetzbetreiber grundsätzlich gesetzlich dazu verpflichtet, alle Erzeugungseinheiten an sein Netz anzuschließen und wenn erforderlich und wirtschaftlich zumutbar entsprechende Netzausbaumaßnahmen zu tätigen. Der Netzbetreiber sozialisiert die dabei anfallenden Kosten über seine Kunden, der Erzeuger wird hingegen nicht daran beteiligt.

Extrahieren wollen wir im Hinblick auf unsere Fragestellung nach der Stimulation von Netzinnoation aus dem Konzept der Regulierungsferien zwei Dinge: Erstens ein Problembewusstsein dafür, dass dynamische Effizienz und Regulierung in einem Zielkonflikt

⁶⁵ vgl. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofes vom 03.12.2009, Rechtssache C-424/07.

stehen können. Angesichts dieses Zielkonfliktes sollte kritisch überprüft werden, inwiefern eine regulatorische Zurückhaltung für einen bestimmten Zeitraum sinnvoll sein kann, um risikobehaftete Investitionen in (innovative) Märkte zu stimulieren. Zweitens die Frage nach den Nutzern und Nutznießern einer Innovation um daraus die Frage nach der auch unter Kostengesichtspunkten effizienten Verantwortung für das Innovieren.

3 Schlussfolgerungen und Ausblick

Im Rahmen dieser Studie haben wir untersucht, inwiefern kosten- und anreizbasierte Regulierungsregime Investition incentivieren. Dabei haben wir aufgedeckt, dass innovative Infrastrukturinvestitionen in der Energiewirtschaft weder theoretisch abschließend diskutiert geschweige denn regulatorisch final eingeordnet sind.

In einem ersten Schritt haben wir dazu kosten- und anreizbasierte Regulierungsregime hinsichtlich ihrer unterschiedlichen Anreizwirkung auf Investitionen untersucht sowie die den einzelnen Regulierungsmethoden immanenten kritischen Faktoren identifiziert. Außerdem haben die unterschiedlichen Regulierungsmethoden im Hinblick auf unterschiedliche Effizienzziele (allokative, produktive und dynamische Effizienz) evaluiert. Schließlich wurde beleuchtet, inwiefern Netzinnovationen durch ein bestimmtes Regulierungsregime stimuliert werden können und ob hierdurch auch dynamische Effizienzziele erreicht werden.

Die Erkenntnisse aus der gegenwärtigen Fachliteratur sowie unsere Synthese zur ökonomisch-theoretischen Diskussion lassen sich in folgendem Schaubild zusammenfassen. Hierbei rekurren wir auf die in der Einleitung thematisierten Effizienzkriterien.

Abbildung 3-1: Synthese zu den Effizienzmaßstäben bei unterschiedlichen Regulierungsansätzen

Anreizwirkung	Kostenorientierte Regulierung	Anreizorientierte Regulierung
Allokative Effizienz	+	+
Produktive Effizienz	-	+
Dynamische Effizienz		
Prozessinnovationen	-	+
Netzinnovationen	-	→ Forschungslücke

Quelle: WIK

Wie Abbildung 3-1 stilisiert zeigt, führen kostenorientierte Regulierungsmethoden in ihrer konventionellen Form zu einer Überkapitalisierung (Averch-Johnson-Effekt) und liefern lediglich Anreize zu allokativer Effizienz. Diese Form der Regulierung stimuliert

jedoch keine produktive oder dynamische Effizienz (Innovation), weil das innovationsfördernde Element des Wettbewerbs fehlt. Diese unter Effizienzgesichtspunkten konträre Anreizwirkung wird bei anreizorientierten Regulierungsformen ansatzweise kompensiert, indem über ein Wettbewerbsäquivalent (Festlegung eines regulatorisch vorgegebenen Ineffizienzabbaupfades an den je nach Umsetzung durch den Netzbetreiber Boni und Pönalen geknüpft sind) Anreize zu produktiver Effizienz generiert werden. Diese tangieren jedoch vornehmlich kurzfristige Effizienzsteigerungspotenziale im Bereich der OPEX (Prozessinnovationen). Langfristige Innovationsanreize in eine intelligente Netzinfrastruktur, die zu einer dynamisch effizienten Ressourcenallokation im Bereich der CAPEX führen, werden durch die skizzierten Formen der Anreizregulierung nicht ausreichend erfasst. Zwar kann durch eine flankierende Qualitätsregulierung ein angemessenes Niveau der Versorgungszuverlässigkeit durch ausreichende Stimulation von Ersatzinvestitionen erreicht werden, sowie durch regulatorische, kostenorientierte Zusatzinstrumente (z.B. Investitionsbudgets) die Stimulation von Erweiterungsinvestitionen. Innovative Netzinvestitionen werden in ihren unterschiedlichen Ausprägungen jedoch nicht nachhaltig forciert und sind aus einem betriebswirtschaftlichen Optimierungskalkül heraus für einen regulierten Netzbetreiber nicht attraktiv. Somit entstehen aus regulatorischer Sicht komplexe Zielkonflikte zwischen dem Leitgedanken eines effizienzorientierten Netzbetriebes (produktive Effizienz) und der Anreizwirkung zu dynamischer Effizienz. Ein Blick auf den aktuellen Stand der Forschung zu dieser Thematik hat gezeigt, dass diese Problematik kaum charakterisiert ist und dass wir uns hier auf einem offenen Forschungsfeld bewegen. Diesen Zielkonflikt identifizieren wir daher als Forschungslücke.

Diese Lücke gilt es im Rahmen dieses Forschungsvorhabens durch ein umfassendes Verständnis für die Problematik aus verschiedenen Blickwinkeln weiter zu bearbeiten und Lösungsansätze aufzuzeigen. In einem zweiten Arbeitspapier werden wir uns dieser Thematik verstärkt widmen, insbesondere im Hinblick auf die Erfahrungen internationaler Regulierungsregime. Weiterhin werden wir eine empirische Analyse durchführen.

Literaturverzeichnis

- Armstrong, M. und Sappington, D.E.M. (2007): Recent developments in the theory of regulation, in: M. Armstrong & R. Porter (Eds.), *Handbook of Industrial Organization, Volume 3*, Amsterdam: Elsevier Science Publishers.
- Armstrong, M. und Sappington, D.E.M. (2006): Regulation, Competition and Liberalisation, in: *Journal of Economic Literature*, 44(2), pp. 325-366.
- Averch, H. und L.L. Johnson (1962): Behavior of the Firm under Regulatory Constraint, in: *The American Economic Review*, Volume 52, Issue 5, p. 1052 – 1069.
- Baake, P., Kameke, U., und Wey, C. (2005): A Regulatory Framework for New and Emerging Markets, in: *Communications and Strategies*, no. 60, 4th quarter 2005, p. 123-146.
- Bauknecht, D. (2010): Incentive Regulation and Network Innovations, IRIN Working Paper, Öko-Institut Freiburg, Mai 2010.
- Biglaiser, G. und Riordan, M. (2000): Dynamics of price regulation, in: *RAND Journal of Economics*, Vol. 31, No. 4, Winter 2000, pp. 744–767.
- Bourreau, M., und Dogyan, P. (2001): Regulation and innovation in the telecommunications Industry, in: *Telecommunications Policy* 25 (2001) 167-184.
- Brunekreeft, G. und Knieps, G. (Hrsg.) (2000): *Zwischen Regulierung und Wettbewerb, Netz-sektoren in Deutschland*, Physika-Verlag, Heidelberg.
- Brunekreeft, G. und Borrmann, J. (2010): The Effect of Monopoly Regulation on the Timing of Investment, Bremen Energy Working Papers 01, Bremen, January 2010.
- Bundesnetzagentur (2009): Leitfaden zu Inhalt und Struktur von Anträgen auf Genehmigung von Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 3 ARegV im Bereich Elektrizität.
- Burns, P., Jenkins, C. und Riechmann, C. (2005): The role of benchmarking for yardstick competition, in: *Utilities Policy* 13 (2005), 302-309.
- Burns, P. und Riechmann, C. (2004): Regulatory instruments and investment behaviour, in: *Utilities Policy* 12 (2004) 211–219.
- Cabral, L., und Riordan, M. (1989): Incentives for cost reduction under price cap regulation, in: *Journal of Regulatory Economics*, 1, 93}102.
- Cambini, C. und Jiang, Y. (2009): Broadband investment and regulation: A literature review, in: *Telecommunications Policy* 33 (2009) 559–574.
- Chong, E. und Huet, F. (2006): Yardstick Competition, franchise bidding and collusive incentives, Paper anlässlich der Conference on Applied Infrastructure Research 2005, Berlin.
- Clemenz, G. (1991): Optimal price-cap regulation, in: *Journal of Industrial Economics*, 39(4), 391}408.
- Cohen, W., (1995): Empirical Studies of Innovative Activity, in: Stoneman, P. (ed.), *Handbook of the Economics of Innovation and Technological Change*, Oxford/Cambridge (Blackwell), p. 182 – 264.

- Cohen, W. M. und Levinthal, D. A. (1989): Innovation and Learning: The two faces of R & D, in: *The Economic Journal*, 569-596, September 1989.
- Deutscher Bundestag (2006): Begründung zum „Gesetz zur Änderung telekommunikationsrechtlicher Vorschriften“ (Bundesgesetzblatt, S. 106), Deutscher Bundestag Drucksache 16/3635.
- Dewenter, R., Haucap, J. und Heimeshoff, U. (2007): Regulatorische Risiken in Telekommunikationsmärkten aus institutionenökonomischer Perspektive, Diskussionspapier Nr. 64, Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr, Fachgruppe Volkswirtschaftslehre, September 2007.
- Dixit, A. K. und Pindyck, R. S. (1994): *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press, 1994.
- Dobbs, I. M. (2004): Replacement investment: Optimal economic life under uncertainty, in: *Journal of Business Finance and Accounting*, 31, 729-757.
- Farsi, M., Fetz, A. und Filippini, M. (2007): Benchmarking and Regulation in the electricity distribution sector, in: CEPE Working paper series, 2007.
- Freixas, X., Guesnerie, R. und Tirole, J. (1985): Planning under Incomplete Information and the Ratchet Effect, *Review of Economic Studies*, 52(2), pp. 173-191.
- Fritsch, M., Wein, T. und Ewers, H.J. (2001): *Marktversagen und Wirtschaftspolitik*, 4. Auflage, Vahlens Handbücher der Wirtschaftspolitik, Vahlen Verlag München, 2001.
- Fumagalli, E., Lo Schiavo, L. und Delestre, F. (2007): *Service quality regulation in electricity distribution and retail*, Springer New York 2007.
- Gans, J. S. und King, S. P. (2004): Access Holidays and the Timing of Infrastructure Investment, in: *Economic Record*, 80(248): 89–100.
- Gans, J. S. und King, S. P. (2003): Access holidays for network infrastructure investment, in: *Agenda*, Volume 10, Number 2, 2003, pages 163-178.
- Gilbert, R. J. und Newbery, D. (1994): The dynamic efficiency of regulatory constitutions, in: *RAND Journal of Economics*, Vol. 25, No. 4, Winter 1994.
- Growitsch, C., Jamasb, T., Müller, C. und Wissner, M. (2010): Social cost-efficient Service Quality - Integrating Customer Valuation in Incentive Regulation', in: *Energy Policy*, Volume 38, Issue 5, May 2010, Pages 2536-2544.
- Guthrie, G. (2006): Regulating Infrastructure: The Impact on Risk and Investment, in: *Journal of Economic Literature*, 44(4): 925–972.
- Haupt, U., Kinnunen, K., Pfaffenberger, W., (2002): *Anwendung der Vergleichsmarktanalyse auf die Netzentgelte in der Stromwirtschaft*, Studie des Bremer Energieinstituts, Bremen 2002.
- Hense, A. und Schöffner, D. (2004): *Regulatorische Aufgaben im Energiebereich – ein europäischer Vergleich*, Wissenschaftliches Institut für Kommunikationsdienste, Diskussionsbeitrag Nr. 254, Bad Honnef 2004.
- Jamasb, T. und Pollitt, M. (2008): 'Liberalisation and R&D in network industries: The case of the electricity industry', *Research Policy*, 37 (6-7), 995-1008.

- Jamasb, T. und Pollitt, M. (2003): International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities, in: *Energy Policy*, Volume 31, Issue 15, December 2003, Pages 1609-1622.
- Joskow, P.I. (2008): Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks, in: *Review of Network Economics*, Vol.7, Issue 4 – December 2008.
- Kahn, A. E., Tardiff, T. J. und Weisman, D. L. (1999): The Telecommunications Act at three years: an economic evaluation of its implementation by the Federal Communications Commission, in: *Information Economics and Policy*, Volume 11, Issue 4, December 1999, Pages 319-365.
- Knieps, G. (2005): *Wettbewerbsökonomie*, 2. Auflage, Springer-Verlag.
- Laffont, J.-J. und Martimort, D. (2002): *The Theory of Incentives: the principal-agent model*. Princeton University Press, Princeton.
- Laffont, J.-J. und Tirole, J. (1993): *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. MIT Press, Cambridge, Massachusetts.
- Leibenstein, H. (1966): Allocative Efficiency vs. "X-Efficiency", in: *The American Economic Review*, Vol. 56, No. 3 (Jun., 1966), pp. 392-415.
- Littlechild, S. (1983): *Report to the Secretary of State of Industry Regulation of British telecommunication*, London.
- Lyon, T. P. (1996): A Model of Sliding-Scale Regulation, in: *Journal of Regulatory Economics*; 9:227–247 (1996).
- Lyon, T. P., und Huang, H. (1995): Asymmetric regulation and incentives for innovation, in: *Industrial and Corporate Change*, 4(4), 769}776.
- Magat, W. (1976): Regulation and the rate and direction of induced technical change, in: *Bell Journal of Economics*, 7(2), 478}496.
- Mayo, John W. und Flynn, Joseph E. (1988): The Effects of Regulation on Research and Development: Theory and Evidence, *The Journal of Business*, Vol. 61, No. 3 (Jul., 1988), pp. 321-336.
- Nagel, T. und Rammerstorfer, M. (2008): Price Cap Regulation and Investment Behavior - How Real Options can explain Underinvestment, *Journal of Energy Markets*, Vol.1 (4).
- Neu, W. und Kuhlenkampff, G. (2009): Long-Run Incremental Cost und Preissetzung im TK-Bereich - unter besonderer Berücksichtigung des technischen Wandels, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 323, August 2009, Bad Honnef.
- Newbery, D.M. (2000): *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*, The Walras-Pareto Lectures at the Ecole des Hautes Etudes Commerciales, Université de Lausanne, Massachusetts Institute of Technology, 2000.
- Ofgem (2004): *Electricity Distribution Price Control Review*, June 2004.
- Price Waterhouse Coopers (2009): *Investeringen in energienetwerken onder druk? Een beoordeling van het reguleringskader*, Studie für die Nederlandse Mededingsautoriteit, Energiekamer, Oktober 2009.

- Rickmann, N. und Levine, P. (2003): Price Regulation, Investment and the Commitment Problem, Discussion Papers in Economics, DP 06/03, University of Surrey Guildford, United Kingdom.
- Roques, F. und Savva, N. (2009): Investment under uncertainty with price ceilings in oligopolies, in: Journal of Economic Dynamics and Control Volume 33, Issue 2, February 2009, Pages 507-524.
- Roques, F. und Savva, N. (2006): "Price Cap Regulation and Investment Incentives under Demand Uncertainty, Cambridge Working Papers in Economics 0636.
- Saphores, J.-D. M., Gravel, E., und Bernard, J. T. (2004). Regulation and investment under uncertainty: An application to power grid interconnection, in: Journal of Regulatory Economics Volume 25, Number 2 March 2004.
- Sappington, D. (2000): Price Regulation and Incentives, in: Handbook of telecommunications economics, 2002.
- Shleifer, A. (1985): A Theory of Yardstick Competition, in: Rand Journal of Economics, Vol. 16, No. 3, Autumn 1985.
- Sweeney, G. (1981): Adoption of Cost-Saving Innovations by a Regulated Firm, in: The American Economic Review, Vol. 71, No. 3 (Jun., 1981), pp. 437-447.

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

- Nr. 271: Sonja Schölermann:
Vertikale Integration bei Postnetzbetreibern – Geschäftsstrategien und Wettbewerbsrisiken, Dezember 2005
- Nr. 272: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm:
Transaktionskosten der Nutzung des Internet durch Missbrauch (Spamming) und Regulierungsmöglichkeiten, Januar 2006
- Nr. 273: Gernot Müller, Daniel Schäffner, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:
Indikatoren zur Messung von Qualität und Zuverlässigkeit in Strom- und Gasversorgungsnetzen, April 2006
- Nr. 274: J. Scott Marcus:
Interconnection in an NGN Environment, Mai 2006
- Nr. 275: Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:
Incumbents und ihre Preisstrategien im Telefondienst – ein internationaler Vergleich, Juni 2006
- Nr. 276: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:
Wettbewerbspolitische Bedeutung des Postleitzahlensystems, Juni 2006
- Nr. 277: Marcus Stronzik, Oliver Franz:
Berechnungen zum generellen X-Faktor für deutsche Strom- und Gasnetze: Produktivitäts- und Inputpreisdifferential, Juli 2006
- Nr. 278: Alexander Kohlstedt:
Neuere Theoriebeiträge zur Netzökonomie: Zweiseitige Märkte und On-net/Off-net-Tariffdifferenzierung, August 2006
- Nr. 279: Gernot Müller:
Zur Ökonomie von Trassenpreissystemen, August 2006
- Nr. 280: Franz Büllingen, Peter Stamm in Kooperation mit Prof. Dr.-Ing. Peter Vary, Helge E. Lüders und Marc Werner (RWTH Aachen):
Potenziale alternativer Techniken zur bedarfsgerechten Versorgung mit Breitbandzugängen, September 2006
- Nr. 281: Michael Brinkmann, Dragan Ilic:
Technische und ökonomische Aspekte des VDSL-Ausbaus, Glasfaser als Alternative auf der (vor-) letzten Meile, Oktober 2006
- Nr. 282: Franz Büllingen:
Mobile Enterprise-Solutions – Stand und Perspektiven mobiler Kommunikationslösungen in kleinen und mittleren Unternehmen, November 2006
- Nr. 283: Franz Büllingen, Peter Stamm:
Triple Play im Mobilfunk: Mobiles Fernsehen über konvergente Hybridnetze, Dezember 2006
- Nr. 284: Mark Oelmann, Sonja Schölermann:
Die Anwendbarkeit von Vergleichsmarktanalysen bei Regulierungsentscheidungen im Postsektor, Dezember 2006
- Nr. 285: Iris Bösch:
VoIP im Privatkundenmarkt – Marktstrukturen und Geschäftsmodelle, Dezember 2006
- Nr. 286: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:
Stand und Perspektiven der Telekommunikationsnutzung in den Breitbandkabelnetzen, Januar 2007
- Nr. 287: Konrad Zoz:
Modellgestützte Evaluierung von Geschäftsmodellen alternativer Teilnehmernetzbetreiber in Deutschland, Januar 2007
- Nr. 288: Wolfgang Kiesewetter:
Marktanalyse und Abhilfemaßnahmen nach dem EU-Regulierungsrahmen im Ländervergleich, Februar 2007
- Nr. 289: Dieter Elixmann, Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:
Internationaler Vergleich der Sektorperformance in der Telekommunikation und ihrer Bestimmungsgründe, Februar 2007

- Nr. 290: Ulrich Stumpf:
Regulatory Approach to Fixed-Mobile Substitution, Bundling and Integration, März 2007
- Nr. 291: Mark Oelmann:
Regulatorische Marktzutrittsbedingungen und ihre Auswirkungen auf den Wettbewerb: Erfahrungen aus ausgewählten Briefmärkten Europas, März 2007
- Nr. 292: Patrick Anell, Dieter Elixmann:
"Triple Play"-Angebote von Festnetzbetreibern: Implikationen für Unternehmensstrategien, Wettbewerb(s)politik und Regulierung, März 2007
- Nr. 293: Daniel Schäffner:
Bestimmung des Ausgangsniveaus der Kosten und des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für eine Anreizregulierung des Energiesektors, April 2007
- Nr. 294: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:
Ex-ante-Preisregulierung nach vollständiger Marktöffnung der Briefmärkte, April 2007
- Nr. 295: Alex Kalevi Dieke, Martin Zauner:
Arbeitsbedingungen im Briefmarkt, Mai 2007
- Nr. 296: Antonia Niederprüm:
Geschäftsstrategien von Postunternehmen in Europa, Juli 2007
- Nr. 297: Nicole Angenendt, Gernot Müller, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:
Stromerzeugung und Stromvertrieb – eine wettbewerbsökonomische Analyse, August 2007
- Nr. 298: Christian Growitsch, Matthias Wissner:
Die Liberalisierung des Zähl- und Messwesens, September 2007
- Nr. 299: Stephan Jay:
Bedeutung von Bitstrom in europäischen Breitbandvorleistungsmärkten, September 2007
- Nr. 300: Christian Growitsch, Gernot Müller, Margarethe Rammerstorfer, Prof. Dr. Christoph Weber (Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen):
Determinanten der Preisentwicklung auf dem deutschen Minutenreservemarkt, Oktober 2007
- Nr. 301: Gernot Müller:
Zur kostenbasierten Regulierung von Eisenbahninfrastrukturentgelten – Eine ökonomische Analyse von Kostenkonzepten und Kostentreibern, Dezember 2007
- Nr. 302: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückerbaum:
Nachfrage nach Internetdiensten – Diensteararten, 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-Universal-diensten. 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 Böschen, 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 Betreiber Auflagen 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 Plückebaum, 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 Regenergiemarkt, 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

ISSN 1865-8997