

1.1 Ökonomische Aspekte von Stromleitungsnetzen

PROF. DR. GEORG GOETZ

SVEN HEIM

DR. DOMINIK SCHOBER

Georg Götz ist Professor für Volkswirtschaftslehre an der Justus-Liebig-Universität Gießen und seit 2007 Inhaber der Professur für Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik und Regulierung. Er hat an der Universität Regensburg promoviert und an der Universität Wien habilitiert. Seine Forschungsarbeiten wurden in führenden industrieökonomischen Zeitschriften wie dem *Rand Journal of Economics* und dem *International Journal of Industrial Organization* veröffentlicht. Anwendungsorientierte Forschung findet und fand an seiner Professur unter anderem in von der Deutschen Telekom und der Deutschen Bahn geförderten Forschungsprojekten statt. Darüber hinaus ist Professor Götz regelmäßig in der kartellrechtlichen und regulatorischen Praxis als ökonomischer Berater aktiv. Er war wettbewerbsökonomischer Sachverständiger des OLG Düsseldorf im Industrieversicherer-Kartell und daneben in zahlreichen Kartellrechtsfällen, Fusionskontroll- und Regulierungsverfahren tätig.

Sven Heim studierte Volkswirtschaftslehre an der Justus-Liebig-Universität Gießen. Seine Studienschwerpunkte waren Industrieökonomie und Regulierung, Statistik und Ökonometrie. In seiner Diplomarbeit in Kooperation mit der Bundesnetzagentur beschäftigte er sich mit Marktmacht, Preisbildung, und Marktdesign im deutschen Regelenergiemarkt. Sven Heim ist seit Januar 2012 wissenschaftlicher Mitarbeiter in der ZEW-Forschungsgruppe Regulierung und Wettbewerb und war 2013 Gastforscher an der UC Berkeley. Seit 2013 ist er Dozent für Mikroökonomik an der Dualen Hochschule Baden-Württemberg in Mannheim. Seine Forschungsinteressen liegen in der Untersuchung von Marktdesigns in Elektrizitätsmärkten, insbesondere vor dem Hintergrund sich verändernder Proportionen von konventioneller und erneuerbarer Erzeugung. Im Rahmen seiner Tätigkeit am ZEW bearbeitet er diverse Forschungsprojekte, beispielsweise für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie..

Dr. Dominik Schober studierte Volkswirtschaftslehre mit den Schwerpunkten Industrieökonomik und Ökonometrie in Würzburg und Caen. Von 2006-2012 arbeitete er als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen (Prof. Dr. Weber) sowie im Regulierungsmanagement eines großen deutschen Energieversorgers. In dieser Zeit bearbeitete er zahlreiche Drittmittelprojekte, hielt begleitende Lehrveranstaltung sowie Vorlesungen, betreute mehrere Abschlussarbeiten und hatte zuletzt die Position eines Teamleiters inne. Seit Oktober 2012 arbeitet Dominik Schober als wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Forschungsgruppe Wettbewerb und Regulierung und betreut dort den Forschungsschwerpunkt "Wettbewerb und Regulierung in Netzindustrien". Außerdem hat er einen Lehrauftrag für die Veranstaltung "Nachhaltige Energie" an der Technischen Fachhochschule Bochum. In seiner Dissertation befasst er sich mit verschiedenen Fragestellungen zur Regulierung von Stromnetzbetreibern im Grenzbereich von Produktions-, Finanz- und Industrieökonomie. Zu seinen generellen Forschungsinteressen gehören die Strommarktregulierung und der Strommarkt Wettbewerb, insbesondere vor dem Hintergrund einer fluktuierenden Einspeisung von erneuerbaren Energien. Des Weiteren gilt sein Interesse verwandten Fragen aus anderen Energiemärkten wie etwa dem Kraftstoffmarkt sowie dem umweltökonomischen Fragestellungen.

1.1.1 Einleitung

Netzbasierte Infrastrukturdienstleistungen besitzen die Eigenschaft der Faktornotwendigkeit. Sie sind durch die Notwendigkeit ihrer Mitnutzung für den funktionierenden Wettbewerb auf

vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen als wesentliche Einrichtung („*Essential Facility*“) einzustufen und bedürfen einer besonderen Aufmerksamkeit. In Kombination mit der ausgeprägten Investitionsintensität und vorliegenden Marktunvollkommenheiten gehört der Stromsektor seit seiner Entstehung zu den Wirtschaftsbereichen mit hoher staatlicher Eingriffstiefe. Über weite Teile des 20. Jahrhunderts wurde aus diesem Grund die gesamte Wertschöpfungskette von vertikal integrierten Monopolisten bedient und ordnungspolitisch geschützt.¹ Da sich von den traditionellen Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Übertragung und Verteilung sowie Handel und Vertrieb nur die natürlichen Monopole auf den Netzstufen nicht wettbewerblich organisieren lassen, wurde die Betrachtung der Wertschöpfungskette als Ganzes jedoch im Laufe der Zeit als nicht mehr sinnvoll erachtet.² Dieser disaggregierten Betrachtung der Wertschöpfungskette wurde mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts am 29. April 1998 und der damit einhergehenden Umsetzung der EU-Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt Rechnung getragen (Richtlinie 96/92/EG); ein freier Netzzugang und die Bildung diskriminierungsfreien Netzentgelte wurden rechtlich verbindlich. Zur Umsetzung wählte Deutschland als einziger EU-Mitgliedsstaat die Variante des verhandelten Netzzugangs, da die Notwendigkeit einer staatlichen Regulierung der Stromnetze nicht gesehen wurde. Bedingt durch die Anforderung des zweiten EU-Binnenmarktpakets (Richtlinie 03/54/EG)³, aber auch aufgrund der generell enttäuschenden bisherigen Ergebnisse, kam es zu einem öffentlichen und politischen Umdenken und zu einem Wechsel zum regulierten Netzzugang.

Die Regulierungsnotwendigkeit ist seither wenig umstritten und gilt als wesentlicher Eckpfeiler zur Intensivierung des Wettbewerbs auf den der Netzebene vor- und nachgelagerten Stufen.⁴ Den durch die Regulierung erzielbaren Gewinnen stehen jedoch auch mögliche Kosten gegenüber. Neben direkten Kosten der Regulierung können die durch die Regulierung gesetzten Anreize zu unerwarteten und kostspieligen Reaktionen der Unternehmen führen. Im Extremfall können die durch imperfekte Regulierung entstehenden Kosten die Wohlfahrtsverluste eines unregulierten Monopols sogar übersteigen.⁵ Regulierung kann folglich zwar Marktversagen beheben, gleichzeitig besteht jedoch die Gefahr eines Staatsversagens. Der spezifischen Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens kommt hinsichtlich wohlfahrtsökonomischer Aspekte somit eine wesentliche Bedeutung zu. Die ökonomischen Aspekte von Stromnetzen und die Charakterisierung der für die Regulierungsnotwendigkeit erforderlichen Markteigenschaften sind ebenso Thema des folgenden Abschnitts wie die Darstellung verschiedener Regulierungskonzepte hinsichtlich ihrer unterschiedlichen Wirkung auf Investitionsentscheidungen und der Anreize zur Kostensenkung.

¹ Vgl. Dehmel (2011).

² Aufgrund der steigenden Bedeutung von Smart Grids stellt zudem auch das Messwesen mittlerweile eine separate Wertschöpfungsstufe dar, seit es mit Inkrafttreten des „Gesetz(es) zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb“ in 2008 liberalisiert wurde.

³ Die Richtlinie 03/54/EG schrieb den regulierten Netzzugang ebenso wie der Einrichtung einer nationalen Regulierungsbehörde verpflichtend vor.

⁴ Vgl. Joskow (2008).

⁵ Vgl. Joskow (2005).

1.1.2 Marktversagen und Regulierungsnotwendigkeit

1.1.2.1 Natürliches Monopol

Ausschlaggebend für die Kategorisierung eines Sektors als natürliches Monopol ist die ihm zugrunde liegende Kostenstruktur.⁶ Gemäß der wettbewerbsökonomischen Definition ist ein natürliches Monopol ein Markt, indem ein einziges Unternehmen die gesamte Marktnachfrage zu niedrigeren Kosten produzieren kann als mehrere Anbieter zusammen. Man spricht von einer subadditiven Kostenfunktion. Im Allgemeinen resultieren natürliche Monopole demzufolge entweder aus dem Vorliegen von Größenvorteilen in der Produktion (*Economies of Scale*), also abnehmenden Durchschnittskosten über den gesamten Outputbereich, oder aus dem Vorliegen von Verbundvorteilen (*Economies of Scope*), das heißt der günstigeren Produktion aus Synergievorteilen der gemeinsamen Produktion. Der erste Fall tritt ein, wenn Fixkosten eine nicht vernachlässigbare Rolle spielen und die Grenzkosten, also die Kosten für die letzte produzierte Einheit eines Gutes, im relevanten Bereich der Nachfrage unterhalb der Durchschnittskosten liegen, diese also sinken.⁷ Im Falle der Verbundvorteile sinken die Durchschnittskosten durch eine Verteilung eines Fixkostenblocks auf zwei oder mehr verschiedene Produkte. Auch eine solche Kostenfunktion wird als subadditiv bezeichnet. Bei einer Aufteilung des Marktes auf mehrere Unternehmen würde die damit verbundene Vervielfachung der Fixkosten entsprechend der im Markt befindlichen Unternehmen zu höheren Durchschnittskosten im Gesamtmarkt führen als bei der Bedienung des Marktes durch ein einzelnes Unternehmen.

Stromnetze (und Netzindustrien generell) stellen ein klassisches Beispiel für ein natürliches Monopol dar, da beim Bau und bei der Instandhaltung der Netzinfrastruktur hohe Fixkosten anfallen, die Kosten des Stromtransports auf existierenden Netzen aber nahezu Null sind. Liegt ein natürliches Monopol vor, so ist es demnach aus Kostenminimierungsaspekten effizient (produktive Effizienz), dieses auch den gesamten Markt bedienen zu lassen.⁸ Die Duplizierung der Netzinfrastruktur durch einen Wettbewerber würde vermeidbare Kosten verursachen (produktive Ineffizienz). Monopole werden jedoch traditionell als gesellschaftlich nicht wünschenswert angesehen, da sie mit der Ausübung von Marktmacht und damit allokativer Ineffizienz assoziiert werden. In diesem Fall kann der Monopolist seinen Gewinn maximieren, indem er seinen Preis bzw. zur Verfügung gestellte Menge so wählt, dass sein Grenzerlös exakt den Grenzkosten entspricht und er einen Preis oberhalb der Grenzkosten verlangen kann. Dadurch werden Kunden vom Kauf ausgeschlossen, deren Zahlungsbereitschaft zwar über den Grenzkosten, aber unter dem monopolistischen Preis liegt. Es kommt zu einer Unterversorgungssituation und damit allokativer Ineffizienz. Selbst bei gleicher Gewichtung von Konsumentenrente und Produzentenrente kommt es dann zu Wohlfahrtsverlusten.⁹

⁶ Für die folgenden Ausführungen vgl. bspw. Sharkey (1982) oder Borrmann/Finsinger (1999).

⁷ Diese Bedingung ist hinreichend für die Existenz eines natürlichen Monopols, jedoch nicht notwendig. Bei Unteilbarkeit der für die Produktion eingesetzten Ressourcen kann ein Sektor auch bei steigenden Durchschnittskosten noch den Charakter eines natürlichen Monopols innehaben.

⁸ Vgl. Pindyck/Rubinfeld (2013)

⁹ Bei einer höheren Gewichtung der Konsumenten wäre der Fakt des höheren Preises an sich schon schädlich und die dadurch erreichte Umverteilung zugunsten der Produzenten unerwünscht. Dies ist zu trennen von der oben erwähnten Nichtversorgung der Konsumenten, bei der auch ohne Präferenz über die Verteilung von Renten zu Konsumenten oder Produzenten ein gesellschaftlicher Schaden festgestellt wird.

1.1.2.2 Der nicht bestreitbare Markt

Aufgrund der grundsätzlichen allokativen Ineffizienz von Monopolen heraus galt die Existenz eines natürlichen Monopols lange als hinreichende Rechtfertigung für staatliche Intervention. Um das Marktmachtpotenzial zu reduzieren und allokativen Effizienz zu gewährleisten, wurden in vielen Industrien mit natürlichem Monopolcharakter Preise und Renditen beschränkt. Der Markteintritt wurde gleichzeitig durch gesetzliche Marktzutrittschranken reguliert, um Kostenduplizierungen zu verhindern, aber auch das sogenannte Rosinenpicken (Cream skimming) zu verhindern. Generell geht jedoch das Vorliegen eines natürlichen Monopols nicht zwangsläufig mit der Notwendigkeit einer staatlichen Regulierung einher. Natürliche Monopole sind nicht zwangsläufig in der Lage, die Preise langfristig unilateral vom Wettbewerbsniveau zu entfernen. Nicht ausschließlich der aktuelle Wettbewerb im Markt, sondern bereits der potentielle Wettbewerb durch Marktzutritt bestimmen die Stabilität und Dauer der Marktmacht. Ob potentieller Wettbewerb in einem Monopolmarkt als realistisch anzusehen ist, hängt dabei im Wesentlichen von der Art der Investitionskosten ab. Handelt es sich dabei um irreversible Kosten, also Kosten, die das Unternehmen bei Marktaustritt verliert (Sunk Costs), so fungieren diese als Markteintrittsbarriere. Der Grund hierfür ist, dass versunkene Kosten eine Asymmetrie zwischen dem etablierten Unternehmen und potentiellen Wettbewerbern verursachen. Für ein im Markt befindliches Unternehmen sind Kosten, sobald sie „versunken“ sind, keine Opportunitätskosten mehr und spielen somit für seine Preisentscheidung keine Rolle. Für den potentiellen Wettbewerber sind die irreversiblen Kosten vor einem Markteintritt jedoch Bestandteil seiner Kostenfunktion und für diesen somit entscheidungsrelevant, wodurch ihm ein Kostennachteil gegenüber dem im Markt etablierten Unternehmen entsteht. Sollte ein Unternehmen dennoch eintreten, würde es seine versunkenen Kosten ebenfalls nicht mehr in seiner Preissetzungsentscheidung berücksichtigen und es käme zu einem ruinösen Wettbewerb zwischen dem etablierten Unternehmen und dem Neuling. Dies antizipiert der Neuling und unterlässt den Eintritt. Der Monopolist befindet sich durch die Marktaustrittsbarriere in einem nicht angreifbaren Markt und kann hohe, allokativ ineffiziente Preise setzen.

Bei reversiblen Fixkosten und freiem Marktein- und -austritt wird der Monopolist hingegen bereits durch potentiellen Wettbewerbsdruck in seiner Preissetzung diszipliniert. Für potentielle Wettbewerber ist es dann profitabel, eine Hit-and-Run-Strategie zu verfolgen, sobald das etablierte Unternehmen den Preis vom Wettbewerbsniveau entfernt.¹⁰ Ein Unternehmen könnte kostendeckend in den Markt eintreten und den Preis des Monopolisten unterbieten, die Marktnachfrage auf sich ziehen und Gewinne erzielen. Der etablierte Monopolist antizipiert dies wiederum und setzt direkt lediglich kostendeckende Preise. In einem solchen, nicht zutrittsresistenten Monopol substituiert potentieller Wettbewerb echten Wettbewerb und trotz Monopolstellung existiert dann keine stabile Marktmacht. In der wettbewerbsökonomischen Theorie wird ein solcher Markt als bestreitbar oder angreifbar bezeichnet.¹¹ Das Konzept des bestreitbaren Marktes (contestable markets) zeigt folglich auf, dass sich auch beim Vorliegen von Economies of Scale oder Scope wettbewerbliche Preise einstellen können, sofern potentieller Wettbewerb im Markt besteht, selbst wenn kein tatsächlicher Anbieterwettbewerb im Markt vorliegt. Als wesentliche zweite Voraussetzung zur Regulierungsnotwendigkeit eines Marktes neben dem natürlichen Monopolcharakter muss deshalb die Unbestreitbarkeit des

¹⁰ Vgl. Knieps (2011).

¹¹ Vgl. Baumol/Panzar/Willig (1982), Baumol (1982).

Marktes gegeben sein. Liegen beide Eigenschaften vor, so wird von einem monopolistischen Engpass gesprochen („*Monopolistic Bottleneck*“).

Als klassisches Beispiel für einen bestreitbaren Markt wird häufig der Fluglinienverkehr angeführt (vgl. Baumol/Baily 1992). Fluggesellschaften haben hohe Fixkosten und schwächer frequentierte Städteverbindungen sind häufig monopolistisch, denn die Kosten, die entstehen, wenn zwei halbvolle Flugzeuge die Strecke bedienen sind höher, als im Falle eines einzelnen vollausgelasteten Flugzeugs. Da ein potentieller Wettbewerber jedoch ohne weiteres ein Flugzeug von einer anderen Route abziehen und auf einer anderen Strecke einsetzen kann, wird der Monopolist durch potentiellen Markteintritt in seiner Preissetzung diszipliniert. Im Gegensatz dazu sind Netzindustrien den nicht-angreifbaren Märkten zuzuordnen.

Liegen Markteintrittsbarrieren vor, so dass der Monopolist dadurch einen Preissetzungsspielraum hat, so ist es für ihn rational, diesen auch auszunutzen. Da die Nachfrage im Elektrizitätsmarkt äußerst unelastisch ist und Ausweichmöglichkeiten im Sinne von Substituten für die Netzdurchleitung (sog. *Bypass*) kaum bestehen,¹² ist der Preissetzungsspielraum des Monopolisten erheblich. Da ein effektiver oder potentieller Wettbewerb auf den Netzstufen der Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft dementsprechend nicht möglich ist, ist die Regulierungsnotwendigkeit der Preissetzungsentscheidung des Monopolisten gegeben.

Auch die Wertschöpfungsstufe der Stromerzeugung wurde traditionell als natürliches Monopol betrachtet, da sehr große Kraftwerke Strom zu niedrigeren Preisen anbieten konnten als kleinere. Hier scheinen allerdings die Skalenvorteile ausgeschöpft zu sein. Die optimalen Größen von Atom- und Steinkohlekraftwerken liegen bei ca. 1000 MW bzw. bei 500 bis 1000 MW, bei Gas- und Dampf-Kraftwerken sind die entsprechenden Werte mit 250 bis 400 MW noch deutlich niedriger. In Anbetracht einer Spitzennachfrage von ca. 80.000 MW können somit Kraftwerke in effizienter Betriebsgröße in größerer Zahl installiert werden und es können mehrere Anbieter im Markt gleichzeitig anbieten.¹³ Entsprechend hat sich der Anteil kleinerer Kraftwerke mittlerweile erhöht, von einem natürlichen Monopol in der Erzeugung kann nicht (mehr) gesprochen werden. Der steigende Anteil erneuerbarer Energien an der gesamten Stromerzeugung hat diesen Trend weiter beschleunigt. Auf Erzeugerebene können Economies of Scale folglich nicht mehr als hinreichende Rechtfertigung zur Aufrechterhaltung eines gesetzlich verankerten Monopols betrachtet werden.¹⁴

Die Energiewirtschaft ist somit nicht mehr zwangsläufig im Ganzen über alle vertikalen Stufen der Wertschöpfungsstufen als natürliches Monopol zu betrachten. Der Wandel hin zu einer disaggregierten Betrachtung der Stromwirtschaft stellt den ersten Schritt der Liberalisierung und der anschließenden vertikalen Separierung (*Unbundling*) dar.

¹² Eine solche Umgehung des Netzes/Bypass findet sich beispielsweise in der Sprach-Telekommunikation im Rahmen des intermodalen Wettbewerbs zwischen dem klassischen leitungsgebundenen Netz („letzte Meile“, preisregulierte Kupferdoppelader des Hausanschlusses) und den Mobilfunk- oder Kabelnetzen. Im Bereich der Stromnetze ist hier an die gegenwärtig ausführlich diskutierte Eigenstromerzeugung zu denken.

¹³ Im Gegensatz hierzu existieren weiterhin kleine Inselmärkte, in denen die Nachfrage durch ein einzelnes oder wenige Kraftwerke befriedigt werden kann. Solche Märkte gelten weiterhin als natürliches Monopol (und monopolistischer Engpass). Ein Beispiel hierfür ist Malta, wo die Nachfrage durch ein Portfolio aus einem Petroleum- und einem Gaskraftwerk bedient wird.

¹⁴ Vgl. Hunt (2002).

1.1.2.3 Vertikale Entflechtung

Die Wertschöpfungskette kann folglich hinsichtlich ihrer Wettbewerbseignung in zwei Gruppen unterteilt werden. Während bei den Netzstufen der Wertschöpfungskette ein nicht bestreitbares natürliches Monopol vorliegt, lassen sich die Marktsegmente Erzeugung und Handel sowie Vertrieb und Messwesen wettbewerblich organisieren.

Transport- und Verteilnetze besitzen dabei den Charakter von sogenannten notwendigen Einrichtungen („*Essential Facilities*“) innerhalb der Wertschöpfungskette, denn für die vorgelagerte Erzeugungs- und Handelsstufe und auch den nachgelagerten Vertrieb und das Messwesen ist der Zugang zu den monopolistischen Netzen zwingend erforderlich. Die Netzebene stellt somit einen monopolistischen Engpass (*Bottleneck*) innerhalb der Wertschöpfungskette dar. Funktionierender Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Stufen ist deshalb nur bei offenem und diskriminierungsfreiem Netzzugang möglich. Allein durch die Öffnung der potentiell wettbewerblichen Stufen für den Wettbewerb ist dies jedoch nicht automatisch sichergestellt, da vertikal integrierte Unternehmen Anreize besitzen, den Netzzugang für Erzeuger ohne eigenes Netz zu erschweren oder im Extremfall sogar vollständig zu verhindern. Verglichen mit „netzlosen“ Wettbewerbern besitzen vertikal integrierte Unternehmen zudem die Möglichkeit, sich durch Gewinne aus dem Netzbetrieb quer zu subventionieren und sich Wettbewerbsvorteile zu verschaffen. Zuletzt können vertikal integrierte Unternehmen nicht-preislich diskriminieren, etwa durch die verzögerte Weitergabe wichtiger Kundeninformationen (beispielsweise über den Stromverbrauch der Konsumenten) oder das Verschleppen bei Anbieterwechseln.¹⁵

Diese Aspekte führten zu der Kritik, dass die Preissetzung der Stromunternehmen immer noch nicht ausreichend kompetitiv und transparent sei und dies allein durch Regulierungsmaßnahmen nicht zu beheben sei. Durch härtere Formen der Entflechtung (*Unbundling*), als der bereits in der 1998er EU-Richtlinie vorgeschriebenen buchhalterischen Entflechtung, wurde eine Stärkung des Wettbewerbs auf den der Netzebene vor- und nachgelagerten Stufen erwartet. Dies fand im zweiten Legislativpaket der Europäischen Kommission zur Harmonisierung und Liberalisierung des EU-Binnenmarkts für Energie Berücksichtigung (Richtlinie 03/54/EG), in dem neben der Regulierung des Netzzugangs auch die (gesellschafts-)rechtliche Entflechtung (*Legal Unbundling*) der Netze von den potentiell kompetitiven Stufen explizit vorgeschrieben wird. Nicht betroffen von der rechtlichen Entflechtung sind dabei bislang Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100.000 an das Netz angeschlossenen Kunden.¹⁶ Mit der Umsetzung des dritten Energiepakets der EU in 2009 wurden die Entflechtungsvorschriften nochmals verschärft, eine zunächst angestrebte eigentumsrechtliche Entflechtung (*Ownership Unbundling*) wurde nach politischen Widerständen jedoch nicht verpflichtend. Weichere Alternativen wurden an ihre Seite gestellt. Den Vorteilen der vertikalen Entflechtung stehen allerdings auch potentielle Kosten aus dem Verlust von vertikalen Synergien (*Economies of Vertical Integration*) gegenüber, da sich neben den klassischen Verbundvorteilen (*Economies of Scope*) insbesondere der Koordinierungsaufwand („*Costs of Coordination*“) zwischen den einzelnen Stufen erhöht.¹⁷ Die erzielbaren Verbundvorteile sind aufgrund technologischer Entwicklungen im IT-Bereich

¹⁵ Vgl. Nikogosian, Veith (2012).

¹⁶ In Deutschland stellen Verteilnetze mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden jedoch die deutliche Mehrheit dar und nur 66 der 888 Verteilnetzbetreiber überschreiten diesen Schwellenwert (Monitoringbericht 2013).

¹⁷ Vgl. Gugler/Liebensteiner/Schmitt (2014).

jedoch mittlerweile gesunken und daher als weniger relevant einzuordnen, während dem Koordinierungsaufwand eine wesentliche Bedeutung zukommt.¹⁸ Letzterer entsteht beispielsweise durch eine mangelhafte Koordination von Netz- und Kraftwerksinvestitionen.

1.1.3 Der regulatorische Prozess der Entgeltbestimmung in den verschiedenen Regulierungsformen

Die Nichtbestreitbarkeit des monopolistischen Engpasses und seiner Eigenschaft als Essential Facility führen zu einem Marktversagen und bedingen die Regulierungsbedürftigkeit der Netzentgelte. Im Allgemeinen führt Regulierung jedoch zu direkten und indirekten Kosten, bestehend aus verzerrenden Anreizen für die regulierten Unternehmen.¹⁹ Regulierung kann folglich zwar Marktversagen beheben, gleichzeitig besteht jedoch die Gefahr des Staatsversagens. Der spezifischen Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens kommt hinsichtlich wohlfahrtsökonomischer Aspekte somit eine wesentliche Bedeutung zu. Ausschlaggebend für die Bewertung und Einordnung von alternativen Regulierungskonzepten sind die Ziele der allokativen und produktiven Effizienz, aber auch organisatorische Aspekte spielen eine bedeutende Rolle. Kleinteiliger betrachtet sind bei der Wahl des regulatorischen Designs die Möglichkeit einer Gesamtkostendeckung, die Anreizsetzung zur effizienten Nutzung von Produktionsfaktoren, die Schaffung von Investitionsanreizen für Netzstärkung und –ausbau sowie Innovationen, die Durchführbarkeit und Transparenz sowie die marktorganisatorische Kompatibilität bzw. Neutralität zu berücksichtigen. Diese Ziele können jedoch durchaus auch im Konflikt stehen, wie etwa bei der Abwägung zwischen kurzfristig optimaler Preissetzung (statische Effizienz) und Investitionsanreizen (dynamische Effizienz). Im Allgemeinen können Regulierungskonzepte nach ihrem Preisbildungskonzept²⁰ kategorisiert werden und weiterhin in kosten- sowie anreiz- und performance-basierte Regulierungsverfahren eingeteilt werden.²¹

Neben dem statischen Aspekt der Regulierung mit dem wesentlichen Ziel der Marktmachteindämmung ist bei der Bewertung von Regulierungsansätzen auch deren dynamische Effizienz zu berücksichtigen. Während dieser Aspekt aufgrund der Langlebigkeit der bereits vor der Liberalisierung getätigten Investitionen in die Netzinfrastruktur und einem bestehenden Kraftwerkspark zunächst von untergeordneter Bedeutung war, stellt neben der effizienten Produktion auch die Schaffung von Investitionsanreizen (langfristige allokativen Effizienz) mittlerweile ein wesentliches Regulierungsziel dar. Die Gründe hierfür sind vielschichtig:

- Der im EEG determinierte unbegrenzte Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien in Kombination mit der Subventionierung der Erneuerbare Energien, die ihr dauerhaftes Anbieten zu ihren Grenzkosten nahe Null am linken Rand der Merit Order ermöglicht, reduziert die Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke.²² Dies führt zu Marktaustritten lastnaher thermischer Kraftwerke und verändert damit die Anforderungen an die Netzinfrastruktur und bedingt Investitionen.

¹⁸ Vgl. Abegg et al. 2014.

¹⁹ Vgl. Joskow (2005).

²⁰ Dies sind beispielsweise Grenzkostenpreise (in Verbindung mit Subventionierung der Fixkosten), Durchschnittskostenpreise, ein-/zweiteilige Preise, Ramseypreise.

²¹ Vgl. Kraus (2005).

²² Die Direktvermarktung von EEG-Strom spielt bislang eine untergeordnete Rolle.

-
- Das Verteilnetz ist größtenteils in der Nachkriegszeit und den Wirtschaftswunderjahren errichtet worden und ist somit bald zu ersetzen.
 - Mit 5 GW befindet sich der Hauptteil der insgesamt 7 GW abgeschalteter Kapazität aus Atomkraftwerken in Süd-Deutschland. Die Energiewende hat somit insbesondere zu einer Reduktion der Erzeugungskapazität im Süden geführt und verstärkt damit das Nord-Süd-Gefälle zwischen Erzeugung und Last, dem das gegenwärtige Netz bereits gegenwärtig kaum noch gewachsen ist.
 - Ein weiterer Grund für die steigende Relevanz dynamisch effizienter Regulierung resultiert aus der Netzbelastung durch die vermehrte stochastische Einspeisung volatiler Erneuerbarer Energien, zu deren Steuerung ein technologischer Wandel der Verteilnetze hin zu Smart Grids erfolgt.
 - Einige empirische Studien weisen auf einen generellen Verlust dynamischer Effizienz durch eigentumsrechtliche Entflechtung hin.²³

Die folgenden beiden Punkte knüpfen an die Effekte der vertikalen Separierung von Netz und Erzeugung und den damit verbundenen Koordinierungsaufwand an:

- Die dargebotsbedingte Errichtung einer Vielzahl lastferner Wind- und dezentraler Solaranlagen in Regionen mit geringem Netzausbau erfordert unverzüglichen Anschluss an die Netze und generelle Investitionen zur Umstrukturierung der Netze.
- Auch die Errichtung neuer effizienter konventioneller Kraftwerke erfolgt nicht mehr zwangsläufig lastnah. Da das Kalkül der Gesamtkostenoptimierung Netz- und Erzeugungskosten in Folge der vertikalen Entflechtung oftmals entfällt, richtet sich die Kraftwerksstandortwahl an der Kostenoptimierung der Erzeugung aus und orientiert sich weniger an den damit verbundenen Kosten für die Netzinfrastruktur.

Die Entwicklung der Länge und Häufigkeit netzbezogener Maßnahmen des Engpassmanagements („Redispatch“) verdeutlicht die steigende Relevanz dynamischer Effizienz. So hat sich die Gesamtdauer von Redispatch-Maßnahmen in den letzten Jahren deutlich erhöht und ist allein zwischen 2011 und 2012 um 43 % gestiegen. Dabei sind insbesondere die Regelzonen TenneT und 50 Hertz mit ihrem hohen Anteil an Windanlagen betroffen. Zudem sind die Nord-Südverbindungen Remptendorf-Redwitz und Lehrte Mehrum der stärksten Netzbelastung ausgesetzt. Sie sind insgesamt für mehr als 60 % der strombedingten Redispatch-Eingriffe verantwortlich.²⁴

1.1.3.1 Optimale Preise in der ökonomischen Theorie

Preisbasierte Regulierungsformen nehmen in der Praxis eine untergeordnete Rolle ein. Dies liegt darin begründet, dass sie eine exakte Kenntnis der Grenz- und Durchschnittskosten des zu regulierenden Monopolisten erforderlich machen. Die Ziele der Praktikabilität und der marktorganisatorischen Kompatibilität sind bereits dadurch kaum mehr zu erreichen.²⁵

²³ Vgl. Gugler/Rammersdorfer/Schmitt (2013).

²⁴ Vgl. Monitoringbericht (2013).

²⁵ Vgl. Hirschhausen/Hess (2007), Dehmel (2011).

Aus wohlfahrtsökonomischer Sicht stellen Preise in Höhe der Grenzkosten das Optimum dar (*First-Best Pricing*), denn dadurch würde jeder Kunde einen Preis in Höhe der durch ihn verursachten zusätzlichen Netzkosten bezahlen. Die Subadditivität im relevanten Produktionsbereich des natürlichen Monopols, die aus der hohen Kapitalintensität und den Grenzkosten nahe null resultiert, macht es für den Monopolisten jedoch unmöglich durch eine Grenzkostenpreissetzung die Gewinnschwelle (*Break-Even*) zu erreichen, da die Durchschnittskosten durchgängig über den Grenzkosten liegen. Gesamtkostendeckung mit Grenzkostenpreissetzung ist jedoch möglich, wenn dem Monopolisten eine Subvention in Höhe seiner Fixkosten gewährt wird. Subventionen sind jedoch oftmals nicht wünschenswert, da sie an anderer Stelle der Volkswirtschaft zu Verzerrungen führen.²⁶ Die zweit-beste Lösung ist es, dem Monopolisten zu erlauben, Preise in Höhe der Durchschnittskosten zu setzen (*Second-Best Pricing*). Das Wohlfahrtsoptimum kann dabei jedoch nicht erreicht werden. Eine häufig in Strommärkten eingesetzte Alternative, mit der theoretisch das Wohlfahrtsmaximum erreicht werden kann, stellen zweistufige Tarife dar (*Two-Part Tariffs*).²⁷ Dem Monopolisten wird hierbei zugestanden, zur Fixkostendeckung eine fixe Anschluss- bzw. Grundgebühr zu verlangen und Grenzkostenpreise für die tatsächliche Nutzung anzusetzen.

Theoretisch kann allerdings auch ohne Kenntnis der Kosten eine First-Best Lösung implementiert werden, wenn die Nachfragefunktion bekannt ist. In diesem Fall kann der Monopolist in Höhe der verbleibenden Konsumentenrente subventioniert werden. Dadurch ist es für ihn gewinnmaximierend, Grenzkostenpreise zu wählen.²⁸ Auch in diesem Fall wären jedoch wieder Subventionen notwendig.

Ein Konzept für eine Second-Best Lösung, das die Heterogenität der Zahlungsbereitschaft verschiedener Kunden für die Netzentgelte berücksichtigt, sind *Ramsey-Preise* (auch *Ramsey-Boiteux-Preise*). Ein Beispiel für Kunden mit unterschiedlichen Nachfragefunktionen sind an das Mittelspannungsnetz angeschlossene Industriekunden mit einer hohen Preiselastizität und Haushaltskunden mit Anschluss an das Niederspannungsnetz, deren Nachfrage kaum auf Preisänderungen reagiert. Die Bestimmung der optimalen Second-Best-Preise ist hier nicht mehr trivial, da sich die Gesamtkosten in diesem Fall durch eine Vielzahl an Preiskombinationen für die verschiedenen Kundengruppen ergeben können. Unter der Nebenbedingung der Kostendeckung wird bei Ramsey-Preisen die wohlfahrtsmaximierende Preiskombination ermittelt, wobei die Kunden mit der geringeren Preiselastizität einen proportional höheren Anteil der echten, nicht zuordenbaren Gemeinkosten tragen und somit diejenigen Kunden mit der höheren Nachfragelastizität quersubventionieren. Das Prinzip der Ramsey-Preise eignet sich auch für eine zeitliche Preisdifferenzierung, da die Preiselastizität der Nachfrage nach Netzdienstleistungen auch von der Tageszeit abhängt. In diesem Zusammenhang ist die Orientierung an der Nachfrageelastizität der verschiedenen Zeitintervalle als Spitzenlastpreissetzung bekannt.²⁹ Jedoch sind auch Ramsey-Preise in der Praxis schwer zu implementieren, da die Kenntnisse über die Nachfrageelastizität oftmals nicht ausreichend sind. Auch kann die stärkere Belastung der Haushaltskunden vor dem Hintergrund verteilungspolitischer Ziele kritisch

²⁶ Zudem ist nicht klar, ob die Zahlungsbereitschaft für die Dienstleistung ausreichend ist, wenn ein Teil über Zwangsabgaben (Steuern oder Abgaben) finanziert wird.

²⁷ Vgl. Laffont/Tirole (1993).

²⁸ Vgl. Loeb/Magat (1979).

²⁹ Vgl. Crew/Fernando/Kleindorfer (1995).

gesehen werden. Zusätzlich sind Ramsey-Preise aufgrund der Gewährleistung diskriminierungsfreien Marktzutritts aus rechtlichen Gründen nicht zulässig.³⁰

1.1.3.2 Kostenbasierte Regulierungsverfahren

Bevor der Siegeszug der Anreizregulierungsverfahren Ende des letzten Jahrhunderts begann, stellte die kostenbasierte Regulierung (*Cost-Plus*) die verbreitetste Form der Preisregulierung dar. Während sie in der Variante der Rentabilitätsregulierung (*Rate-of-Return*) insbesondere in den USA das dominierende Regulierungsverfahren darstellte, wurde die Kostenzuschlagsregulierung (*Mark-up* Regulierung) vor allem in Europa angewendet.

Rate-of-Return Regulierung

Bei der Rentabilitätsregulierung (*Rate-of-Return* Regulierung) bekommt das Unternehmen eine feste, ex-ante determinierte Rendite auf das eingesetzte betriebsnotwendige Kapital zugestanden. Diese Verzinsung muss so festgelegt werden, dass sie zumindest der hypothetischen Marktverzinsung einer Wettbewerbssituation entspricht, in jedem Fall jedoch unter dem hypothetischen Monopolpreis liegt. Als „fair“ wird dabei der Kapitalmarktzins einschließlich einer adäquaten Risikoprämie betrachtet, die tatsächliche Höhe der zugelassenen Kapitalrentabilität hängt jedoch in der Praxis auch von der Verteilung der Handlungsmacht zwischen dem Regulierer und dem Monopolisten ab.³¹ Die Regulierungsbehörde nimmt dabei für ein Basisjahr eine Kostenprüfung vor, die die Basis für die Genehmigung der Verzinsung darstellt, wobei die Regulierungsbehörde angegebene Kosten als „unbegründet“ ablehnen kann. Diese fließen dann nicht in die für die Verzinsung berücksichtigte Kapitalbasis ein. Die Grundlage bei der Rentabilitätsregulierung stellt die Bestimmung des Wertes des Kapitalstocks dar. Hier entsteht bereits ein kontrovers diskutiertes Problem. Zwar erscheint eine Bewertung der Kapitalbasis zu Marktpreisen zunächst am intuitivsten, dabei wird jedoch vernachlässigt, dass der Marktwert des Unternehmens durch den erwarteten Gewinn bestimmt wird. Es existiert somit eine Zirkularität, da der Gewinn von den Preisen des Unternehmens abhängt, die wiederum von der Regulierungsbehörde auf Basis des Marktpreises ermittelt werden müssten. Dadurch ist eine Bewertung des Kapitalstocks zu Marktpreisen wenig sinnvoll.

Eine Alternative zur Vermeidung von Zirkularität stellt die Bewertung zu Wiederbeschaffungskosten dar. Hierbei ist jedoch eine Erwartung über die Wiederbeschaffungskosten erforderlich. Bedingt durch den technologischen Fortschritt entsteht hier jedoch eine subjektive Komponente, die mit der Langlebigkeit einer Investition steigt. Die geläufigste Methode ist aufgrund der beschriebenen Problematik eine Bewertung der Kapitalbasis zu Anschaffungskosten abzüglich Abschreibungen. Der Vorteil bei dieser Methode ist die Einfachheit und Klarheit in der Bestimmung des Kapitalstocks. Nachteilig ist, dass in Zeiten hoher Inflation der so ermittelte Wert stark von den Wiederbeschaffungskosten abweichen kann.³²

Unabhängig von der gewählten Methode zur Bestimmung der Kapitalbasis besteht bei der Festlegung der Verzinsung die Gefahr, dass das regulierte Unternehmen ineffizient hohe In-

³⁰ Vgl. Erdmann/Zweifel (2008).

³¹ Vgl. Laffont/Tirole (1993).

³² Vgl. Borrmann/Finsinger S. 342.

vestitionsaufwendungen tätigt, je höher die von der Regulierungsbehörde zugestandene Verzinsung ist. Auch entstehen dem Unternehmen kaum Anreize, Anstrengungen zur Senkung der operativen Kosten zu unternehmen, da der regulierte Preis bei der nächsten Anpassung in gleichem Maße gesenkt wird (*Moral Hazard* Problem). Dies resultiert daraus, dass die Rentabilitätsregulierung nur auf den Produktionsfaktor Kapital eine Rendite gewährt und die übrigen Faktoren – wie etwa Arbeit – unberücksichtigt bleiben. Dadurch kommt es zu einer Verzerrung des optimalen Inputverhältnisses der Produktionsfaktoren zu Gunsten des eingesetzten Kapitals bei konstantem Einsatz der übrigen Produktionsfaktoren (produktive Ineffizienz), die mit der Höhe der gewährten Kapitalverzinsung steigt.³³ In der Regulierungsökonomie ist dieses Phänomen als Averch-Johnson-Effekt bekannt.³⁴ Dabei ist es jedoch anzumerken, dass durch den Averch-Johnson-Effekt keine Ressourcenverschwendung entsteht, da das Unternehmen an der Grenze seiner Produktionsfunktion produziert und nur das Inputverhältnis der Faktoren Kapital und Arbeit nicht kostenminimal ist.³⁵ Die Ineffizienz des Faktoreinsatzes reduziert sich jedoch mit der Länge der Zeitspanne bis zu einer erneuten Anpassung des Preises durch den Regulierer („*Regulatory Lag*“), da mögliche Gewinne aus einer Reduktion der operativen Kosten dann länger zu Gewinnsteigerungen führen.³⁶ Gleichzeitig besteht gewissermaßen auch eine asymmetrische Risikoverteilung der operativen Kosten. Im Falle von gestiegenen operativen Kosten wird der regulierte Monopolist selbst beim Regulierer eine Anpassung des Preises beantragen, wodurch der Preisanstieg direkt an den Kunden weitergeleitet wird. Sinken die operativen Kosten hingegen, wird der Monopolist hingegen keine Korrektur des Preises nach unten einfordern.³⁷ Die Rate-of-Return-Regulierung führt somit zu Investitionen in Sachkapital, in Bezug auf Investitionen in Prozessinnovationen zur Senkung der operativen Kosten, ist ihre Wirkung jedoch eher gering.³⁸

Mark-Up-Regulierung

Eine weiteres kostenbasierter Regulierungskonzepte ist die Kostenzuschlags- oder Mark-Up-Regulierung (*Return-on-Costs*). Anwendung fand dieses Verfahren beispielsweise bei der Regulierung der Stromnetzentgelte in Deutschland zwischen 2006 und 2008. Das Konzept der Kostenzuschlagsregulierung entspricht im Wesentlichen dem der Rentabilitätsregulierung. Im Unterschied zur Rentabilitätsregulierung wird dem Unternehmen jedoch keine feste Kapitalverzinsung gewährt, sondern der Erlös wird auf einen fixen Aufschlag auf die tatsächlichen Produktionskosten beschränkt. Da die Gesamtkosten die „*Rate Base*“ darstellen, hat das Unternehmen jedoch Anreize seine tatsächlichen Kosten künstlich aufzublähen (etwa durch den Kauf teurer Dienstwagen), sofern das Erlösmaximum um mehr als den zugestandenen Mark-Up über den Kosten liegt.³⁹ Mark-Up-Regulierung kann also Anreize zur Ressourcenverschwendung setzen.

³³ Diese Hypothese konnte insbesondere für den Strommarkt in einigen empirischen Arbeiten nachgewiesen werden. Ein Überblick ist in Borrmann/Finsinger (1999) zu finden.

³⁴ Vgl. Averch/Johnson (1962).

³⁵ Vgl. Bailey (1973).

³⁶ Vgl. Klevorick (1973), Joskow (2005).

³⁷ Vgl. Sappington (2002), Müller/Growitsch/Wissner (2011).

³⁸ Vgl. Müller/Growitsch/Wissner (2011).

³⁹ Vgl. Knieps (2001).

Ein generelles Problem kostenbasierter Regulierungsansätze (insbesondere jedoch bei der Mark-Up-Regulierung) besteht zudem in der im Allgemeinen unvollständigen Kenntnis des Regulierers über die unternehmensinternen Kosten. Diese Informationsasymmetrie eröffnet dem Monopolisten die Möglichkeit seinen Informationsvorsprung auszunutzen und dem Regulierer überhöhte Kosten zu melden, um seinen Gewinn zu maximieren.⁴⁰ Für eine effektive Kostenzuschlagsregulierung ist die Verfügbarkeit verlässlicher Kosteninformationen jedoch unabdingbar, um in ihrer Wirkung nicht durch Manipulation der Kosteninformationen ausgehebelt zu werden. Eine weitere Schwierigkeit entsteht bei disaggregierter Anwendung kostenbasierter Regulierung auf einzelne Wertschöpfungsstufen, sofern der zu regulierende Monopolist Besitzanteile an Unternehmen auf vor- oder nachgelagerten Stufen hält. Für die Kostenbasis müssten jedoch ausschließlich die auf der zu regulierenden Stufe entstandenen Kosten berücksichtigt werden. Dies wird durch das Vorliegen von Gemeinkosten jedoch erschwert.⁴¹ Diese Schwierigkeiten und der enorme administrative Aufwand, der mit der Ermittlung relevanter Kosteninformation verbunden ist („*heavy-handed regulation*“), ließen die Popularität preisbasierter Regulierungsformen in den letzten Jahren schnell zunehmen.

1.1.3.3 Anreizregulierung

Im Gegensatz zu kostenbasierten Regulierungsverfahren zielt anreizbasierte Regulierung nicht auf die Erträge, sondern das Preis- oder Erlösniveau ab und setzt für diese eine Obergrenze (*Price-Cap* bzw. *Revenue Cap*). Die Preise bzw. Erlöse werden dadurch stärker von den Kosten entkoppelt. Die Preisstruktur ist dabei dem Monopolisten selbst überlassen, wodurch die Relevanz vorliegender Informationsasymmetrien reduziert wird. Dem regulierten Monopolisten wird dabei implizit zugestanden, alle Gewinne unterhalb der regulierten Preis- oder Erlösobergrenze einzubehalten, wodurch er zu innovativen, kostensenkenden Maßnahmen angereizt wird. Bei anreizorientierten Regulierungen steht demnach das Ziel einer effizienten Nutzung von Ressourcen im Vordergrund.

Price-Cap-Regulierung

Eine Variante preisbasierter Regulierungsmechanismen stellt die Price-Cap-Regulierung dar. Sie geht zurück auf den Ökonomen und langjährigen Vorsitzenden der britischen Regulierungsbehörde für Strom Stephen Littlechild und fand erstmals im Rahmen der Privatisierung des britischen Telekommunikationssektors Anwendung. Hintergrund war das Ziel, Anreizverzerrungen der kostenbasierten Regulierungsinstrumente wie dem überhöhten Kapitaleinsatz bei der Kapitalrenditeregulierung und Kostenverschwendungen bei der Gesamtkostenregulierung zu überwinden und auch die Anwendung von Regulierung auf einzelne Unternehmensbereiche zu erleichtern.⁴² Der Informationsvorsprung der Unternehmen wird explizit genutzt, indem ihnen eine Informationsrente zugestanden wird. Diese erhalten sie als Gegenleistung für die Offenbarung ihrer wahren Kosten und Leistungsfähigkeit. Je weiter ein Unternehmen also seine Kosten unter ein (exogen) gesetztes Preisniveau senkt, desto mehr gibt es von seiner Leistungsfähigkeit preis. Investitionen in Kostensenkungen werden somit belohnt.

⁴⁰ Vgl. Joskow (2005).

⁴¹ Vgl. Brunekreeft (2002).

⁴² Vgl. Littlechild (1983).

Die grundlegende Idee hinter preisbasierten Regulierungskonzepten fußt somit auf den Erfahrungen mit kostenbasierten Regulierungen und der daraus gewonnenen Erkenntnis, dass es perfekte Regulierung nicht gibt und Marktversagen durch Regulierung auch nicht vollständig behoben werden kann. Dabei ist die Einfachheit preisbasierter Regulierung deren größter Vorteil gegenüber anderen Regulierungskonzepten („*light-handed regulation*“). Preisbasierte Regulierung verfolgt die Maxime, dass Regulierung auch ohne Kenntnisse über die Kosten und die Nachfrage eine Verbesserung darstellt, wenn sich die Situation der Kunden nicht verschlechtert („*revealed preferences*“).⁴³ Dies ist dann der Fall, wenn der reale Preis nicht steigt, der Preisanstieg also maximal der Inflationsrate entspricht. Preisbasierte Regulierungsformen werden aus diesem Grund auch als *RPI-X* Regulierungen bezeichnet, wobei *RPI* im Prinzip die Inflationsrate (*Retail Price Index*, Verbraucherpreisindex) und *X* die mindestens erwartete Effizienzverbesserung der Produktion beschreibt, um die der inflationsbedingt zugestandene Preisanstieg jedes Jahr gesenkt wird.⁴⁴ *X* wird dabei zwischen dem Regulierer und dem regulierten Monopolisten ausgehandelt und wird in regelmäßigen Abständen von üblicherweise 3 bis 5 Jahren angepasst (Regulierungsperioden). Ist ein Unternehmen also effizienter als das durch den *X*-Faktor vorgegebene Produktivitätsziel, so kann es die daraus resultierende Gewinnsteigerung vollkommen einbehalten, andererseits muss es im Falle einer Effizienzverbesserung kleiner *X* entstehende Verluste tragen. Ein Monopolist, der einer *Price-Cap*-Regulierung unterliegt, hat damit Anreize, seine Kosten zu senken und – bei entsprechend elastischer Nachfrage – die Produktion auszuweiten, um Erlöse und Gewinne zu erhöhen. Die Bestimmung von *X* ist jedoch mit einem sogenannten *Adverse Selection*-Problem verbunden, denn der Regulierer hat nur unvollständige Informationen über die tatsächlichen Kosteneinsparungspotentiale und die Anstrengungen des Unternehmens zur Kostenreduzierung. Ein leistungsfähiges Unternehmen kann beispielsweise ein wenig leistungsfähiges Unternehmen imitieren. Gelingt ihm das erfolgreich, hätte der Regulierer im Gleichgewicht lediglich den Anreiz, keine Prämien zu zahlen und nur wenig leistungsfähige Unternehmen würden Netze bewirtschaften. Die Anstrengungen des Monopolisten zur Ausschöpfung der Kosteneinsparungspotentiale hängen demzufolge stark von der daraus resultierenden Gewinnsteigerung, also von der regulatorischen Belohnung, ab. Umgekehrt bedeuten besonders hohe Gewinne möglicherweise, dass der Regulierer die Kosteneinsparungspotentiale unterschätzt hat. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass bei hohen Gewinnen die Preise relativ zu den Kosten zu hoch sind, also allokativer Ineffizienz besteht.⁴⁵

Des Weiteren steigen die Anreize zur Kostenminimierung mit der Länge der Regulierungsperiode, da die Kostensenkungen mit Beginn der neuen Periode und der Festlegung eines neuen *X* typischerweise in Form von Preissenkungen an die Kunden weitergegeben werden. Effizienzgewinne werden hierdurch geteilt und sozialisiert. Daraus kann direkt eine weitere Schwäche der preisbasierten Regulierung abgeleitet werden, die unter dem Begriff „*Ratchet Effekt*“ bekannt ist.⁴⁶ Unternehmen werden insbesondere in einem statischen Kontext zur Kostenmi-

⁴³ Knieps (2009).

⁴⁴ In vielen Implementierungen der *Price-Cap* und *Revenue-Cap* Regulierung ist zusätzlich ein sogenannter *Z*-Faktor enthalten. Der *Z*-Faktor reflektiert Kostenelemente, die der regulierte Monopolist nicht beeinflussen kann und in die Endkundenpreise durchgereicht werden. Ein typisches Beispiel sind hierfür sind Vermögenssteuern. Vgl. hierzu Joskow (2006).

⁴⁵ Vgl. Joskow (2006).

⁴⁶ Vgl. Joskow (2005).

nimierung motiviert, da sie dadurch für die gegenwärtige Regulierungsperiode Gewinne erzielen können. Im dynamischen Kontext reduziert sich für das Unternehmen, je effizienter es ist, jedoch der Kostensenkungsspielraum für die nächsten Regulierungsperioden bzw. ist dann mit größerer Anstrengung verbunden. Effiziente Unternehmen besitzen somit auch den Anreiz, nicht ihr gesamtes Kosteneinsparpotential zu realisieren, um den Kostensenkungsdruck in der nächsten Periode zu verringern.

Die Bestimmung des X-Faktors kann im Prinzip ohne Einbeziehung der Kosten erfolgen. Ein solches Regulierungskonzept erfordert folglich verhältnismäßig wenige unternehmensinterne Daten und ist dementsprechend mit geringerem administrativem Aufwand für den Regulierer verbunden. Problematisch ist jedoch, dass solche Regulierungsformen insbesondere die Unternehmen belohnt, die in der Vergangenheit besonders ineffizient waren. Verglichen mit bereits effizienten Unternehmen sind Kostensenkungen für das gegenwärtig ineffiziente Unternehmen mit geringerem Aufwand verbunden. Um dem Rechnung zu tragen, ist ein gutes Verständnis der Kostenstruktur und der Einsparpotentiale somit auch bei einer preisbasierten Regulierung erforderlich. Das Informationsasymmetrieproblem der kostenbasierten Regulierungsansätze existiert demnach in gewissem Maße auch bei preisbasierter Regulierung. Hinsichtlich dynamischer Effizienz sind die durch eine Price-Cap-Regulierung gegebenen Anreize zudem limitiert, da über die in regelmäßigen Abständen stattfindende Kostenprüfung die eigenen Erlöse beeinflusst werden können. Es kann dadurch über den *Ratchet Effect* zu ineffizient hohen Kosten kommen. Es besteht umgekehrt auch die Gefahr, dass der regulierte Monopolist nur unzureichende Investitionen tätigt.⁴⁷ Ist die Regulierungsperiode kürzer als die Anlagenlebensdauer, hat ein Unternehmen geringere Anreize in Maßnahmen zu investieren, die nach dem Regulierungsende liegen. Es wird insbesondere auch in erster Linie Maßnahmen ergriffen, die kurzfristig, das heißt im Rahmen der Regulierungsperiode, umzusetzen sind.

Revenue-Cap-Regulierung

Ein mit der Price-Cap Regulierung eng verwandtes Konzept stellt die Revenue-Cap-Regulierung dar. Sie basiert ebenfalls auf der *RPI-X* Formel. Dem regulierten Monopolisten wird in diesem Konzept keine Preisobergrenze auferlegt, sondern sein Gesamterlös wird begrenzt. Da der Monopolist bei der Ausgestaltung seiner Preise nur durch die Erlösobergrenze restringiert wird, entstehen ihm auch hier Anreize zur Kostenminimierung. Im Gegensatz zur Price-Cap-Regulierung ist die Preis-Mengen-Wirksamkeit bei Revenue-Cap-Ansätzen allerdings nicht gegeben. Veränderungen in der Versorgungsbasis werden bei einer fixen Fortschreibung der Regulierung nach der *RPI-X* Formel folglich nicht berücksichtigt. Revenue-Cap-Ansätze beinhalten deshalb oft einen weiteren Parameter, der in die Bestimmung der Erlösobergrenze einfließt und kundenbasierte Kostensteigerungen durch Veränderungen des Versorgungsumfanges auffängt. Man spricht dann von einem variablen Revenue-Cap. Bei Elektrizitätsnetzen ist dieser Parameter beispielsweise die Veränderung der Anzahl angeschlossener Kunden zur Vorperiode. Die Einführung dieser Variabilitätskomponente hat zwei Vorteile: Zum einen können so Verzerrungen beseitigt werden, die entstehen, wenn der regulierte Monopolist kun-

⁴⁷ Vgl. Brunekreeft/Tweleemann (2004).

dengetriebenen Kostenerhöhungen (z. B. Gesamtkostenersteigerungen durch neue Kundenanschlüsse) nicht tragen kann. Zum anderen werden Investitionsanreize zur Systemausweitung gesetzt.⁴⁸

Aufgrund der Nähe des Regulierungsdesigns zur Price-Cap-Regulierung besitzt der Revenue Cap im Wesentlichen auch dessen Stärken und Schwächen. Insgesamt kann also festgehalten werden, dass zwischen den Vor- und Nachteilen der beiden polaren Konzepte der kosten- und preisbasierten Regulierungen eine Wechselbeziehung besteht. Die kostenbasierte Regulierung ist überlegen hinsichtlich des Abbaus marktmachtbedingter Gewinne des regulierten Unternehmens, liefert jedoch aufgrund der Moral-Hazard-Problematik kaum Anreize zur Kostenreduktion. Die preisbasierte Regulierung hingegen setzt dem Monopolisten Anreize, Anstrengungen zur Kostenminimierung zu unternehmen. Sie ist jedoch, ebenfalls aufgrund des Moral-Hazard-Problems und der dadurch notwendigen Informationsrente für das Unternehmen, schlechter darin, die niedrigeren Kosten in einen Vorteil für die Konsumenten umzuwandeln.⁴⁹ Die optimale Regulierungsform liegt folglich zwischen diesen beiden Extremen. In der Praxis finden deshalb häufig Mischformen Anwendung. Eine solche flexible Kombination kostenbasierter und anreizbasierter Verfahren ist beispielsweise die Sliding-Scale-Regulierung. Der Preis wird dabei teilweise ex ante fixiert, ab einem bestimmten Schwellenwert müssen Kostenänderungen jedoch zum Teil weitergegeben werden. Dadurch werden dem Unternehmen Anreize zur Kostensenkung gegeben, da es die dadurch erzielten Gewinne teilweise einbehalten kann (*Profit-Sharing*), der Preis jedoch gleichzeitig die Kosten reflektiert.⁵⁰ In der Umsetzung können moderne Anreizregulierungsmechanismen demnach häufig eher als Ergänzung denn als Ablösung der kostenbasierten Konzepte betrachtet werden (Joskow 2005, S. 96).

Yardstick Competition

Die Yardstick Competition beruht auf dem Benchmarking-Prinzip und bietet dem Regulierer die Möglichkeit Informationsasymmetrien zu reduzieren. Sie kann als effizienzsteigernde Erweiterung der zuvor beschriebenen reinen Cap Regulierungen betrachtet werden. Die Preissetzung findet nicht mehr ausschließlich auf Basis der eigenen Kosten des zu regulierenden Monopolisten, sondern auch auf Basis vergleichbarer, nicht-konkurrierender, aber anderweitig (möglichst) identischen Unternehmen statt.⁵¹ Nimmt man als Fallbeispiel etwa Verteilnetzbetreiber, so stellt ein Effizienzvergleich zwischen ebendiesen die Basis der Yardstick Competition dar.

Die einzelnen regulierten Firmen haben bei Yardstick Competition somit keine Möglichkeit mehr, ihre Preise oder Erlöse selbst zu beeinflussen, etwa durch falsche Kostenangaben oder ineffiziente Produktion.⁵² Auch ist der Regulierer im Wesentlichen von der Aufgabe entbunden, zukünftige Produktivitäts- und Kostenentwicklungen einzuschätzen, die von den regulierten Unternehmen oftmals als anmaßend empfunden werden.⁵³ Der Yardstick-Mechanismus führt also dazu, dass die (Gebiets-)Monopolisten effektiv miteinander konkurrieren und die

⁴⁸ Vgl. Dehmel (2011), Kraus (2005).

⁴⁹ Vgl. Joskow (2006).

⁵⁰ Vgl. Lyon (1996).

⁵¹ Vgl. Joskow (2005), Shleifer (1985).

⁵² Dieses Argument abstrahiert von Kartellbildungen.

⁵³ Vgl. Müller/Growitsch/Wissner (2011), Hense/Schäffner (2005).

Preise auf dem Niveau fixiert werden, zu dem alle Unternehmen gerade die bei einer effektiven Produktion anfallenden Kosten decken können.⁵⁴ Verbleibende, beobachtbare (exogene) Heterogenität zwischen den „konkurrierenden“ Monopolisten kann bei der Preissetzung beispielsweise durch parametrische (Stochastic Frontier Cost Analysen) und nicht-parametrische statistische Verfahren (Data Envelopment Analysen (DEA)) berücksichtigt werden. Dadurch wird es dem Regulierer ermöglicht unternehmensspezifische X-Faktoren, das heißt Ineffizienzen, zu bestimmen, die jedoch stark vom Industrie-Benchmark (Yardstick) abhängen. Nicht beobachtbare Heterogenität kann die Effizienzmessung verzerren, da sie dem Residuum zugeschrieben wird, welches zur Effizienzmessung herangezogen wird. Eine solche Regulierung besitzt eine starke Anreizwirkung, ohne dass dabei allokativer Ineffizienz durch übermäßig hohe Unternehmensgewinne entstehen kann. Auch das zuvor erläuterte Problem, dass ineffiziente Firmen leichter Kosten senken können wird dadurch behoben.

Allerdings besitzt auch der Yardstick-Mechanismus nicht vernachlässigbare Schwächen. Zum einen besteht das Problem der zeitnahen Umsetzung der Effizienzsteigerungsziele. Denn trotz struktureller Gemeinsamkeiten befinden sich die einzelnen Monopolisten oftmals in unterschiedlichen Lebens- und Investitionszyklen und in Wirtschaftsräumen mit unterschiedlichen Konjunkturentwicklungen, wodurch die regulierten (Gebiets-)Monopolisten mit unterschiedlich beeinflussbaren Effizienzentwicklungen konfrontiert sind.⁵⁵

Eine weitere Schwäche stellt die bereits erwähnte Kollusionsgefahr dar. Die Wahrscheinlichkeit von Absprachen sinkt jedoch mit der Anzahl der Unternehmen, die in die Yardstick Competition involviert sind. Bezogen auf Elektrizitätsnetze ist die Praktikabilität demnach auf Verteilnetzebene mit gegenwärtig 888 Verteilnetzen (Monitoringbericht 2013) eher gegeben als auf Ebene der Transportnetze mit nur vier Betreibern. Zwar könnten theoretisch auch hier durch die Miteinbeziehung europäischer Transportnetzbetreiber eine kritische Masse erreicht werden, die Vergleichbarkeit ist jedoch bedingt durch Unterschiede etwa hinsichtlich der Systemdienstleistungen und der geographischen Anforderungen sowie der heterogenen Versorgungsaufgaben kaum gegeben.

Geographische Koordinierung von Erzeugung und Transport: *Market Splitting*

Netzinvestitionen sind zum Teil durch standortspezifische Investitionen in Kraftwerke substituierbar. Dies unterstreicht die generelle Bedeutung des Koordinierungsaufwands bei der Investitionsplanung in Bezug auf das Gesamtsystem. Zusätzlich zur Berücksichtigung dynamischer Effizienz und geographischer Steuerung von Investitionen bei der Netzentgeltregulierung besteht demnach auch die Möglichkeit eines Markteingriffs zur Lenkung der Standortwahl von Kraftwerken. Dadurch können die notwendigen Netzinvestitionen reduziert werden, um Anreize zur Optimierung des Gesamtsystems zu setzen. Ein solcher Markteingriff kann beispielsweise durch das Konzept des *Market Splitting* erfolgen, aber auch Kapazitätsmechanismen können bei spezifischer Ausgestaltung die Anforderungen an die dynamische Effizienz im Netzbereich reduzieren (z. B. durch Kapazitätsbereitstellung, Kosteneffizienzsteigerung oder Innovation über Smart Grids). So aufgeteilte Märkte bieten über geographisch differenzierte Preise Signale zu regionalen Knappheiten und dem Bedarf an

⁵⁴ Vgl. Joskow (2005).

⁵⁵ Vgl. Müller/Growitsch/Wissner (2011).

Erzeugungskapazität bzw. Netzkapazität zwischen verschiedenen Gebieten. Da, wie zuvor erläutert, zwischen den beschriebenen Regulierungsmechanismen ein genereller Trade-Off zwischen produktiver Effizienz durch Kostenminimierungs- und allokativer Effizienz durch Investitionsanreize besteht, kann ein Market Splitting die Anforderungen an den Regulierungsmechanismus hinsichtlich notwendiger Investitionen im Netzbereich reduzieren. Unter dem Begriff Market Splitting wird die Aufteilung eines Marktgebietes in mehrere Gebotszonen verstanden, in denen sich unterschiedliche Preise einstellen können. In seiner disaggregiertesten Form, dem sogenannten Nodal Pricing, wird der Markt so stark segmentiert, dass jeder Knotenpunkt (Nachfrage- und Erzeugungsorte) eine eigene Gebotszone darstellt. Ziel des Market Splitting ist die Behebung von bestehenden innerzonalen Netzengpässen durch die Verschiebung von Stromflüssen an die Zonengrenzen (bezogen auf den Status Quo im deutsch-österreichischen Markt mit nur einer einzigen Gebotszone wären dies die Interkonnektoren an den Landesgrenzen). Den wesentlichen Vorteil des Market Splittings stellt die stärkere lokale Differenzierung von Investitionsanreizen durch lokale Preissignale dar. Kraftwerksinvestitionen würden dann den geographisch differenzierten Signalen folgen und damit die Anforderung an die dynamische Effizienz des Netzbereichs senken. Gleichzeitig muss hier jedoch beachtet werden, dass ein Splitting auch einen signifikanten Effekt auf die Besitzstruktur der Erzeugung haben und somit das Marktmachtpotenzial innerhalb der einzelnen kleineren Zonen erheblich steigern kann. In Anbetracht der, zumindest kurzfristig und gegenwärtig, extrem unelastischen Nachfrage und den historisch bedingten stark regionalen Besitzstrukturen in Deutschland ist diesem Aspekt zentrale Bedeutung zuzuschreiben. Während im deutsch-österreichischen Markt bislang, trotz seiner im europäischen Vergleich beträchtlichen Größe, nur eine einzige Gebotszone existiert, ist das Market Splitting in einigen europäischen Ländern bereits umgesetzt. So ist beispielsweise Italien in vier Gebotszonen aufgeteilt und auch in den nordischen Ländern ist das Market Splitting implementiert.⁵⁶ Auch das Nodal Pricing ist kein rein theoretisches Konstrukt und wird von einigen Systembetreibern in Nordamerika, in Neuseeland, Argentinien und Singapur angewendet. In Europa wird gegenwärtig der polnische Markt auf ein Nodal Pricing System umgestellt.

Auch hierzulande wird die Möglichkeit eines Splittings des bestehenden Marktes diskutiert. Auf den deutsch-österreichischen Markt bezogen würde dies die Bildung von mindestens zwei Preiszonen bedeuten, die insbesondere dem bereits in der Einleitung dieses Buches dargestellten Nord-Süd-Engpass Rechnung tragen sollen. Aber auch die Implementierung eines Nodal-Pricing-Regimes wird als Option des Engpassmanagements in Betracht gezogen.⁵⁷ Zur Identifizierung geeigneter Bruchstellen eines Preisgebiets eignet sich beispielsweise die Häufigkeit von Redispatch-Maßnahmen.⁵⁸

⁵⁶ Dänemark ist in zwei Zonen aufgeteilt, Schweden in vier und Norwegen gar in fünf.

⁵⁷ Vgl. Frontier Economics/Consentec (2011).

⁵⁸ Redispatch-Maßnahmen sind eine Form des Engpassmanagements, bei der der Übertragungsnetzbetreiber Engpässe ausgleicht, indem er Kraftwerke vor dem Engpass anweist, ihre Leistung zu reduzieren und gleichzeitig die Stromerzeugung von Kraftwerken hinter dem Engpass anfordert.

1.1.4 Die Kostenbestimmung: Bestandteile der Kostenbasis in der deutschen Stromnetzregulierung

Wie bereits erläutert, erfordert und berücksichtigt jede Form von Entgeltregulierung Kenntnisse über Kosten und Erlöse und stellt damit eine unmittelbare Einflussnahme auf die Rentabilität von Investitionen dar. Ein Element jeder praktisch angewandten Regulierung ist die Kostenprüfung. Diese ist ein notwendiger und regelmäßig stattfindender Prozess innerhalb der regulatorischen Entgeltbestimmung. Sie muss sich an den Gegebenheiten der jeweiligen Länder ausrichten, in denen sich die Herausforderungen je nach Verfügbarkeit von Daten, Marktorganisation (beispielsweise Unternehmensanzahl und –heterogenität) oder Regulierungszielsetzungen erheblich unterscheiden können. Wir fokussieren deshalb auf die konkrete Situation in Deutschland, die vielfältig genug ist, um weitgehende Einblicke in die mit der Kostenfestsetzung verbundenen Schwierigkeiten zu geben. Je nach konkreter Ausgestaltung des Regulierungsverfahrens findet die Kostenüberprüfung statt. Die Länge der entsprechenden Regulierungsperiode bewegt sich dabei typischerweise zwischen einem und fünf Jahren. In Deutschland findet die regulatorische Bestimmung der Kosten im Rahmen einer Anreizregulierung seit 2009 einmal alle vier bzw. fünf Jahre für Gas- und Stromnetze statt (vgl. Anreizregulierungsverordnung (ARegV)). In den Jahren 2006 bis 2008 wurde eine jährliche Kostenprüfung im Rahmen einer kostenbasierten Regulierung vorgenommen. Die Kosten werden durch Genehmigung anerkannt und gelten für eine Regulierungsperiode. Die Gesamtkostenbasis wird in Deutschland grundsätzlich unterteilt in beeinflussbare (K_b) und nicht beeinflussbare Kosten (K_{nb}). Letztere beinhalten beispielsweise Kosten vorgelagerter Netze oder Erneuerbare Energien-induzierte Kosten, die lediglich an die Kunden weitergereicht werden.⁵⁹ Der Netzbetreiber wird für die verbleibenden K_b , das sind im Wesentlichen die Kosten, die im engeren Sinn mit dem Netzbetrieb im Zusammenhang stehen, vollumfänglich in die Verantwortung gezogen. Vorübergehend werden Teile der K_b jedoch auch als nicht beeinflussbar eingestuft, da diese beispielsweise durch laufende Verträge erst mittel- bis langfristig abgebaut werden können. Es entsteht dadurch eine weitere Unterteilung in dauerhaft und vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten (K_{dnb} , K_{vnb}).⁶⁰ Die Kosten des regulierten Unternehmens werden entweder aus handelsrechtlichen Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) direkt übernommen oder es wird eine regulatorische, teils kalkulatorische Kostenbasis nach der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) berechnet. Nach § 10 Abs. 3 EnWG wird für entflochtene Betreiber nach § 4 Abs. 2 und 3 StromNEV grundsätzlich eine kalkulatorische Rechnung erstellt. Diese Vorgabe gilt für Unternehmen kleiner 100.000 Kunden. Für nicht entflochtene Betreiber wird weiterhin nach handelsrechtlichen Grundsätzen (und damit alten Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt)-Vorgaben) reguliert. Die StromNEV- und handelsrechtlichen GuV-Kostenbasen können sich erheblich unterscheiden. Für die Berechnung der kalkulatorischen Kosten nach StromNEV werden nicht tatsächliche Nutzungsdauern verwendet, sondern deutschlandweit vorgeschriebene, standardisierte kalkulatorische Abschreibungsdauern sowie darauf basierende Kapitalkosten, geschätzt. Demgegenüber werden nach GuV die historisch etablierten Verfahren verwendet, die meist nach BTOElt individuell durch die jeweiligen Landesministerien vorgegeben wurden.⁶¹

⁵⁹ Dies können ca. 40 bis 50% der Gesamtkosten sein. Vgl. Schober et al. (2014).

⁶⁰ Vgl. ARegV Anhang 1.

⁶¹ Vgl. StromNEV Anhang.

Die StromNEV-Kostenbasis setzt sich aus aufwandsgleichen Kosten nach § 5, den operativen Kosten bzw. Ausgaben (Opex), den Kapitalkosten bzw. Ausgaben (kalkulatorische Abschreibungen nach § 6, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung nach § 7) sowie kalkulatorischen Steuern nach § 8 unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach § 9 zusammen. Netzverluste sind nach § 10 zu berücksichtigen.⁶² Es ist zu beachten, dass kalkulatorische Abschreibungen die nach BTOElt und HGB bereits abgeschriebenen Anlagengüter auch nicht wieder aufleben lassen können (§ 6 StromNEV).

Kapitalkosten werden auf dieser Basis unter Zuhilfenahme von Eigenkapital- und Fremdkapital-Quoten und jeweils regulatorisch festgesetzten Sätzen ebenfalls kalkulatorisch ermittelt. Diese basieren auf einem gewichteten Kapitalkostensatz, der sich auf Basis von marktbasierter Methoden berechnet wird. Hierzu werden für das Eigenkapital das Capital Asset Pricing Model (CAPM) bzw. sichere Anlagen der letzten 10 Jahre und für das Fremdkapital die tatsächlichen Fremdkapitalzinssätze der Unternehmen verwendet, höchstens jedoch der auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogene Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten.⁶³ Diese Verzinsung kompensiert einerseits die risikofreie Gegenwartspräferenz des Marktes sowie die mit dem Marktportfolio korrelierten (und demzufolge nicht-diversifizierbaren) Risiken.⁶⁴

In Deutschland findet eine Form der Anreizregulierung nach § 21a EnWG Anwendung. Bei dieser wird grundsätzlich eine Kostenprüfung einmalig pro Regulierungsperiode vorgenommen. Für die Bestimmung der genehmigten Kosten wird in Deutschland nach § 6 ARegV, wie bei der durch § 21 EnWG eröffneten kostenbasierten Regulierung, grundsätzlich Abschnitt 2 Teil 1 der StromNEV herangezogen. Diese Kosten müssen nach dem „used-and-useful“-Kriterium betriebsnotwendig sein und den Kosten eines effizienten Netzbetriebs entsprechen.

Diese Kostenbasis wird im Rahmen der Anreizregulierung durch eine zweite Kostenbasis komplementiert. Es handelt sich hierbei um eine standardisierte Kostenbasis, die separat und ausschließlich für den Effizienzvergleich der Unternehmen verwendet wird.⁶⁵ Die Bundesnetzagentur (BNetzA) standardisiert die Kosten über eine einfache Annualisierung der Kapitalkosten. Die nach buchhalterischen Informationen vorhandenen Anlagen, die nicht den tatsächlich vorhandenen Anlagen entsprechen müssen, werden herangezogen und das Anlagevermögen zu Tagesneuwerten standardisiert neu bewertet. Es werden hierzu ebenfalls einheitliche Abschreibungszeiträume angesetzt, wie diese nach ARegV und StromNEV vorgeschrieben sind. Analog zum Vorgehen in der StromNEV werden kalkulatorische Abschreibungen und Kosten des gebundenen Kapitals berechnet, wobei Eigenkapital und Fremdkapital im Verhältnis von

⁶² Es wird eine Maximalquote von 40 % für das Eigenkapital zugelassen.

⁶³ Eine detaillierte Darstellung der Ermittlung und Zusammensetzung der StromNEV-basierten Kostenbasis ist in Kapitel 3.7 dieses Buches gegeben.

⁶⁴ Bei Altanlagen (Installation vor dem 01.01.2006) gilt weiterhin das Substanzerhaltungsprinzip. Bei Neuanlagen (Installation ab dem 01.01.2006) gilt das Realkapitalerhaltungsprinzip. Diese orientiert mehr an der Kapitalgebersicht und bewertet Anlagen demzufolge zu Anschaffungs- und Herstellkosten und verwendet Nominalzinsen und die allgemeine Inflationsrate (s. oben, Kapitel 3.7). Investitionen werden so schneller refinanziert, allerdings steigt das Risiko, dass die spezifische Preisentwicklung des Anlageguts eine Wiederbeschaffung – die Substanzerhaltung – verhindert. Vgl. Knieps et al. (2001) oder Küpper (2002).

⁶⁵ Vgl. § 21a Abs. 4 EnWG in Verbindung mit § 21 Abs. 2 EnWG für Knb und 2 bis 4 EnWG für Kb sowie §§ 12 bis 14 ARegV.

2:3 gewichtet werden.⁶⁶ Diese gehen anschließend in die Kostenbasis für den Effizienzvergleich ein. Nicht standardisiert werden die Betriebskosten. Diese gehen nach § 5 StromNEV als aufwandsgleiche Kosten weiter unverändert in die Kostenbasis ein. Weitere Standardisierungsmaßnahmen werden nicht vorgenommen. Es werden lediglich die oben erwähnten Anpassungen um nicht (bzw. vorübergehend nicht) beeinflussbare Kosten vorgenommen. Das Ergebnis des Effizienzvergleichs hat unmittelbar Einfluss auf die genehmigten Kosten der Kostenbasis, da nur die Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung zur Anwendung kommen dürfen.⁶⁷ Aus dieser Kostenbasis wird im Anschluss ein Erlöspfad bestimmt. Dieser ist detailliert in Kapitel 3.7 beschrieben.

Aus diesem Vorgehen ergeben sich einige problematische Punkte. Eine im Sinne einer „light-handed regulation“ vereinfachende Herangehensweise bei der Standardisierung von Kosten kann durch die notwendigerweise geringe Differenzierung zu Problemen führen.

Die Ursachen hierfür sind heterogen:

1. Kapitalkosten, durch die nicht diversifizierbaren firmenspezifischen Risiken
2. Investitionszyklen, durch die einfache Standardisierung über Annualisierung
 1. Kapitalkosten
 2. Abschreibungen
3. Aktivierungspraktiken, durch Nichtstandardisierung der operativen Kosten

Im Folgenden wird für die drei Ursachen detailliert beschrieben, welche Probleme eine Standardisierung bewirken kann.

1. Unternehmensspezifische Risiken

Die im Rahmen der Kostengenehmigung festgesetzten gewichteten Kapitalkosten enthalten per Definition lediglich eine Kompensation für die systematischen Risiken, die aus dem Netzgeschäft entstehen. Das unter anderem von Sharpe (1964) entwickelte Modell zur Bepreisung von Eigenkapital, dem Capital Asset Pricing Model (CAPM), geht dabei von perfekten Kapitalmärkten und Investoren aus, die ihre (Finanz-)Anlagen perfekt diversifizieren können. Risiken, die lediglich für einzelne Firmen relevant und nicht korreliert sind, könnten so über sehr viele, infinitesimal kleine Unternehmensbeteiligungen vermieden werden. Als Residuum verbliebe nur das nicht-diversifizierbare, systematische Marktrisiko. Der risikoadjustierte Marktpreis, der sich nach diesem Modell für das Eigenkapital einer Firma einstellt, ist der Varianzanteil in den Firmenwertbewegungen, der mit dem Marktportfolio korreliert, zusätzlich zu dem risikofreien Zinssatz der Gegenwartspräferenz der Marktteilnehmer.

Im Netzgeschäft existiert jedoch eine Reihe von Gründen, die gegen die Annahmen perfekter Kapitalmärkte sowie perfekter Diversifizierbarkeit sprechen. Hierzu zählen die Risikoaversion des Managements (vgl. Holmström/Tirole 2000), Transaktionskosten und Liquiditätsrestriktionen, konvexe Steuerfunktion oder auch ein möglicher Bankrott (vgl. Froot et al. 1993,

⁶⁶ Die StromNEV schreibt hier nur eine Obergrenze von 40 % für den Eigenkapitalansatz vor, sonst jedoch die Verwendung des tatsächlichen Eigenkapitalanteils.

⁶⁷ Vgl. § 21 Abs. 1 EnWG.

Smith/Stulz 1985). Stellen diese Gründe bindende Restriktionen für ein Unternehmen dar, so entstehen diesem zusätzliche Kosten zu den über ein CAPM abgeschätzten Kosten für das systematische Risiko hinaus.⁶⁸ In Märkten mit funktionierendem Wettbewerb würden diese beispielsweise über Zielrenditen (Hurdle-Rates) berücksichtigt, die zum Teil weit über den Refinanzierungskosten eines Unternehmens liegen.

Im Einzelnen sind Entscheider beispielsweise nicht bereit, negative Risiken zu tragen, da für diese ihr Gehalt, ihre Position im Unternehmen oder ihre Reputation für künftige Beschäftigungsverhältnisse auf dem Spiel steht. Dieser Entscheider würde demzufolge auch (für Investoren) diversifizierbare Risiken in Betracht ziehen. Aus ähnlichen Gründen, und aus realen Kostengründen, werden ebenfalls Absicherungsmaßnahmen gegen Insolvenz oder Bankrott getroffen. Diese Hedgingmaßnahmen sind ebenfalls (meist) mit Kosten verbunden. Transaktionskosten (kurzfristiger) Kapitalbeschaffung gerade auch für kleinere Unternehmen sprechen ebenfalls gegen perfekte Kapitalmärkte. Konvexe Steuerfunktionen führen im Mittel zu einer stärkeren Belastung des Unternehmens, da bei Schwankungen des Firmenergebnisses hohe Ergebnisse stärker besteuert werden. Dieses Risiko veranlasst Unternehmen zu Kosten verursachenden Hedgingmaßnahmen.

Firmenspezifische Risiken können vielfältig sein. Im Zusammenhang mit Skalenvorteilen großer Stromverteilernetzbetreiber haben beispielsweise Schober et al. (2014) signifikante Aufschläge zur Kompensation von Kosten aus dem unterschiedlichen stochastischen Ausfallverhalten von Netzelementen geschätzt. Evans/Guthrie (2005) betrachten Nachfrage und Faktorpreisschwankungsrisiken in ihren Auswirkungen auf eine effiziente Kapazitätsplanung und stellen zusätzlich verursachte Kosten fest. In beiden Artikeln werden Kapitalkostenaufschläge von bis zu 2 bis 3 Prozentpunkten geschätzt. Evans/Guthrie (2012) betrachten ebenfalls die Abhängigkeit von Größenunterschieden. Sie leiten in einem formalen Modell tendenziell zu kleine und zu häufige Investitionen aufgrund der Skaleneffekte her.

Weitere Risiken können beispielsweise unterschiedliche Kapitalaltersstrukturen, Wetterverhältnisse oder auch der Zugang zu qualifizierten Arbeitnehmern sein. Nach Wissenstand der Autoren sind diese Risiken noch nicht untersucht.

Der Regulierer sollte sich jedoch Gedanken über die Berücksichtigung der Kosten machen, die aufgrund firmenspezifischer Risiken entstehen, wenn er eine effiziente und faire Regulierung gewährleisten möchte.

2. Investitionszyklen⁶⁹

a. Kapitalkosten

Abweichende Investitionszyklen führen dazu, dass Firmen unterschiedliche Mengen an gebundenem Kapital zu einem Zeitpunkt aufweisen und damit unterschiedliche Kapitalkosten. Durch Abschreibungen sinkt das gebundene Kapital und Kapitalkosten fallen nur auf das nicht

⁶⁸ Es gibt weitere Modelle, die der Abschätzung systematischer Kapitalkosten dienen. Diese sind beispielsweise das 3-Faktoren-Modell (vgl. Fama und French 1992) oder die Arbitrage Pricing Theorie (vgl. Ross 1976).

⁶⁹ Dieser und der folgende Abschnitt sind stark an Schober/Weber (2013) angelehnt.

abgeschriebene Kapital an.⁷⁰ Dies führt potenziell zu Problemen bei der Anerkennung von Kosten über Kostenvergleiche (s.o., Ausführungen zu § 21 Abs. 2 bis 4 EnWG). Beispielsweise ermitteln Elsenbast/Bandulet (2008) geringere Kosten im Benchmarking von ca. 14 % für Betreiber mit älteren Anlagen, wenn Kosten nicht standardisiert werden.⁷¹ Diverse Stellungnahmen zu dem Berichtsentwurf der BNetzA (vgl. BNetzA 2006) zur Einführung der Anreizregulierung sehen ebenfalls Schwierigkeiten: „Marktphasen bzw. Investitionszyklen sowie Abschreibungs- und Aktivierungspolitiken in der Kostenbasis (Input) müssen z. B. durch eine Vergleichbarrechnung, eine Clusterung oder Berücksichtigung von Korrekturfaktoren angemessen berücksichtigt werden.“ (Plaut Economics 2006, S. 42). Ähnlich wird dies von Branchenverbänden und Marktteilnehmern gesehen (vgl. VDEW/VDN/VRE 2006 oder RWE 2006).

Abbildung 1 veranschaulicht drei unterschiedliche Kapitalstockentwicklungen im Zeitablauf.⁷² Dies kann beispielsweise durch eine für den Netzbetreiber exogene Siedlungsentwicklung oder auch unterschiedliche Investitionszyklen in Ost- und Westdeutschland verursacht worden sein.⁷³ In Abhängigkeit des Durchschnittsalters des Anlagenparks fallen deshalb unterschiedlich hohe bilanzielle Aufwendungen für Kapitalkosten an.⁷⁴ Der rechte Teil von Abbildung 1 verdeutlicht dies. Die links dargestellte Altersverteilung des physischen Kapitalstocks wird unter Verwendung einer linearen Abschreibungsregel in das zugehörige bilanzielle Kapital transformiert. Die Fläche unter den rechten Graphen entspricht dem gesamten gebundenen bilanziellen Kapital. Die älteste Kapitalstruktur weist aufgrund der bereits erfolgten Abschreibungen die geringste Fläche auf.

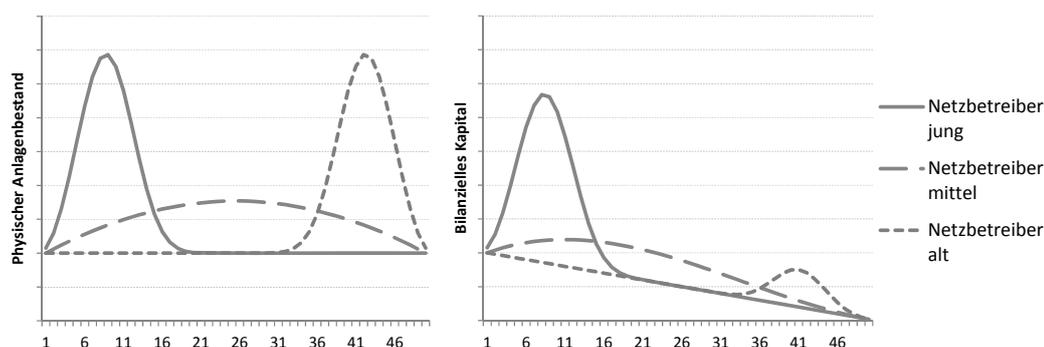


Abbildung 1: Heterogene Investitionszyklen und gebundenes bilanzielles Kapital; vgl. Schober/Weber (2013)

⁷⁰ Zwar ist kein signifikanter Zusammenhang zwischen dem durchschnittlichen Anlagenalter und den nach Strom-NEV kalkulierten Kosten festgestellt worden (vgl. BNetzA 2006). Allerdings fand keine Prüfung unter expliziter Berücksichtigung von Kapitalstrukturen und Abschreibungsdauern statt.

⁷¹ Vgl. auch Andor (2009).

⁷² Kapitalkosten werden durch das unterschiedliche durchschnittliche Anlagenalter des Betriebsmittelparks beeinflusst. Vgl. Wöhe/Döring (2010), Plinke/Reese (2002).

⁷³ Vgl. Filippini/Wild (2002).

⁷⁴ Vgl. Weber/Schober (2007).

Werden auf der Basis in dieser Form ermittelter Kapitalkosten Kostenvergleiche durchgeführt, die über die genehmigten Kosten für den effizienten Netzbetrieb entscheiden, wird die Refinanzierbarkeit der Investitionen der gesamten Branche riskiert. Ist das effizienteste Unternehmen Maßstab für die gesamte Branche, so wird die Tatsache, dass Unternehmen unterschiedliche Anlagendurchschnittsalter vorweisen, dazu führen, dass dauerhaft unrealistisch niedrige Kosten als Ziel festgesetzt werden.⁷⁵ Dies folgt aus der Überlegung, dass zu jedem Zeitpunkt ein Unternehmen Kosten vorweist, die temporär unter dem langfristigen Refinanzierungsniveau liegen. Eine Berücksichtigung des durchschnittlichen Anlagenalters der beteiligten Netzbetreiber ist demzufolge notwendig.

b. Abschreibungen

Vergleichskostenbasen können auch aufgrund variabler Nutzungsdauern der Anlagen verzerrt werden. Beispielsweise aufgrund von stochastischen Anlagenausfällen treten entweder Mehrkosten durch Sonderabschreibungen oder fehlende Kosten durch bereits erfolgte vollständige Abschreibung auf (s. Abbildung 2). Die Vergleichskostenbasis wird dann durch vorzeitige Abschreibungen erhöht oder/und durch abgeschriebene Anlagen übermäßig verringert.⁷⁶

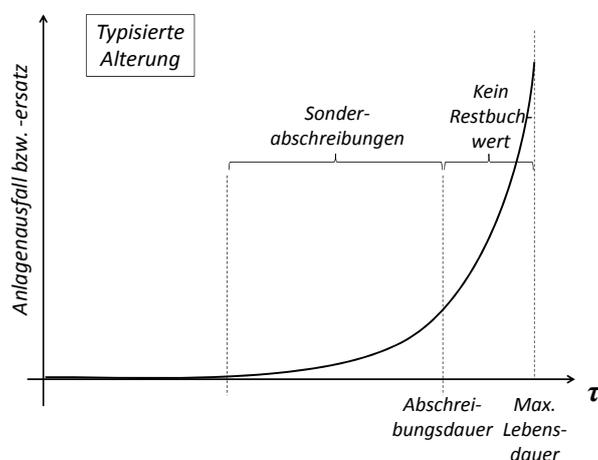


Abbildung 2: Variable Anlagenutzungsdauern/stochastische Ausfälle; vgl. Schober/Weber (2013)

Haben die Unternehmen beispielsweise abweichende optimale Anlagenaustauschalter oder unterscheiden sich die tatsächlich eintretenden Ausfallalter durch die Stochastik des Ausfallverhaltens von den geplanten Nutzungsdauern, können die Aufwendungen zu einem bestimmten Jahr voneinander abweichen. Eine vorzeitig ausfallende Anlage verursacht bei langen Abschreibungsdauern zusätzlichen Aufwand. Kürzere Abschreibungsdauern verursachen zwar während des Abschreibungszeitraumes höhere Kosten. Nach vollständiger Abschreibung kann hingegen „ohne Kosten“ produziert werden. Weber/Schober (2007) zeigen, dass bei Abweichung der tatsächlichen von der avisierten Lebensdauer die Refinanzierung des Kapitalstocks

⁷⁵ Vgl. Weber/Schober (2007).

⁷⁶ Vgl. Wöhe/Döring (2010), Plinke/Reese (2002).

der Branche scheitern kann. Dies gilt, wie im Fall der Kapitalkosten, wenn das effizienteste Unternehmen als Maßstab genommen wird. Alternativen sind auch hier entweder Korrekturfaktoren, die diese Effekte ausgleichen, oder ein moderateres Durchschnittskostenbenchmarking.

3. Aktivierungspolitiken

Die Definition des Wirtschaftsguts im Zusammenhang mit dem Stromnetz ist zentral für die zeitliche Verteilung der Kosten, insbesondere im Zusammenhang mit firmenspezifisch voneinander abweichenden Investitionszyklen.⁷⁷ Mit zunehmender Wirtschaftsgutgröße werden Ersatzinvestitionen (in Leitungen, etc.) nicht aktiviert und fallen nach § 5 StromNEV direkt und unmittelbar als aufwandsgleiche Kosten, also Opex an. Der Kostenverlauf folgt dadurch über die Zeit dem Investitionszyklus und es findet keine Verteilung der Kosten über die Nutzungs- bzw. Abschreibungsdauer statt. Damit entfällt auch der Verstetigungseffekt durch Abschreibungen, der der Vergleichbarkeit der Kosten zuträglich ist. Die, in gewissem Rahmen historisch gegebene, Definition des zu bilanzierenden Anlagegutes beeinflusst demnach die Höhe der als effizient eingestuften Kosten. Dies wird beispielsweise auch von Kremp/Radtke (2009) und Seel/Timm (2009) angemerkt. Letztere diskutieren auch die strategische Nutzbarkeit der Aktivierung zur Verringerung der (Vergleichs-)Kostenbasis.⁷⁸

Diese zeitliche Variabilität in den aktuell zu bewertenden Kosten hängt von der Aktivierungspolitik eines Unternehmens ab und ist für den Regulierer aus mehreren Gründen problematisch. Einerseits soll er die Kosten im Zeitverlauf bewerten. Diese variieren aber je nach Stand des Unternehmens in seinem Investitionszyklus, wenn auch in bedeutendem Umfang Investitionen durch eine weite Wirtschaftsgutdefinition als aufwandsgleiche Kosten anfallen. Das Ausmaß dieser zeitlichen Variabilität hängt demnach auch von der Größe des definierten Wirtschaftsgutes ab. Variieren diese über die betrachteten Unternehmen, muss der Regulierer die Kosten im Zeitverlauf unternehmensindividuell bewerten, wenn er schwankende operative Kosten nicht fälschlicherweise der Unternehmenseffizienz zuschreiben will.

Andererseits werden die durch Investitionszyklen verursachten und über die über die Zeit variierenden Opex auch in einem zeitpunktbezogenen Querschnittsvergleich verwendet. Dies ändert auch die von der BNetzA verwendete Standardisierung der Kapitalkosten nicht. Zusätzlich zu der verfälschten Leistungsmessung entsteht bei Verwendung des Maßstabs des günstigsten Unternehmens so das Problem, dass die gesamte Branche ihr Kapital nicht refinanzieren kann. Analog zu der obigen Argumentation (vgl. Abschnitt „Investitionszyklen“) wird bei heterogenen Altersstrukturen des Kapitalstocks immer ein Unternehmen unterhalb seiner Kosten zur langfristigen Refinanzierung des Kapitalstocks sein. Es gibt also keinen Zeitpunkt, zu dem zeitweise Verluste ausgeglichen werden könnten.⁷⁹ Der Regulierer müsste

⁷⁷ Der Wirtschaftsgutsbegriff wurde bis 2005 in Abstimmung mit den für die Energieaufsicht zuständigen Landeswirtschaftsministerien vorgenommen.

⁷⁸ Dies hängt in einem Benchmarking allerdings von der Stellung im Investitionszyklus und der Aktivierungspolitik der übrigen Unternehmen ab. Vgl. auch die Stellungnahmen von Plaut Economics (2006), VDEW/VDN/VRE (2006) und RWE (2006).

⁷⁹ Ein Beispiel soll dies verdeutlichen. Bei einer deterministischen Nutzungsdauer von 40 Jahren ersetzt ein Netzbetreiber stationär 1/40 seines Anlagenbestandes. In gleicher Höhe entstehen Kosten. Ein weiterer Betreiber muss beispielsweise allein aufgrund seiner Versorgungsaufgabe den Ersatz eines Zehntels seines Netzes in der Vergleichsperiode leisten. Er hätte demnach die vierfachen Ausgaben zu tätigen, wäre somit per definitionem nur ein Viertel so effizient. Es bekommt somit lediglich ein Viertel seiner Kosten in dieser Periode erstattet. Gleiches

demzufolge, zusätzlich zu einer Standardisierung der Kapitalkosten, eine Standardisierung der operativen Kosten vornehmen. Diese werden jedoch bisher nach § 5 ARegV unverändert aus der Rechnungslegung des Unternehmens übernommen.

1.1.5 Schlussbemerkung

In der Einleitung dieses Kapitels wurde der Trend zur disaggregierten Betrachtung der Wertschöpfungsstufen des Stromsektors aufgezeigt. Es wurde aber auch verdeutlicht, dass eine vertikale Trennung erhebliche Koordinierungskosten in der Wertschöpfungskette verursacht, insbesondere wenn Investitionsbedarf besteht und entsprechende Projekte zum Beispiel zwischen Erzeugungsstufe und Übertragungs- und Verteilnetzen abgestimmt werden müssen. Dies führt zu hohen Anforderungen an den Regulierungsrahmen; neben Fragen wie der nach der Einführung von nodal oder zonal pricing stellen sich auch die nach der grundsätzlichen Ausgestaltung der Organisationsstruktur des Sektors und, vor allem im Kontext der Energiewende, der Tiefe der staatlichen, über übliche Formen der Regulierung hinausgehenden Eingriffe, z. B. in Form einer Investitionssteuerung. All dies hat Rückwirkungen auf die Ausgestaltung der Entgeltregulierung. Wie oben dargestellt, sind die verschiedenen Ansätze mit unterschiedlichen Problemen und Risiken verbunden. Klar ist, dass die Herausforderungen an Regulatoren und Unternehmen in einem dynamischen, durch Investitionsbedarf gekennzeichneten Umfeld enorm zunehmen.

würde sich in den übrigen Perioden wiederholen, in denen das zweite Unternehmen allerdings Benchmark setzend ist. Beide Unternehmen würden sich nicht refinanzieren.

Literatur

Abegg, P., Brinkmann, M., Brunekreeft, G., Götz, G., Krancke, J., Müller, C. und Schmidt, C. (2014), Entflechtung in Netzsektoren – Ein Vergleich, Schmalenbach Gesellschaft – AK Regulierung (forthcoming).

Andor, M. (2009), Die Bestimmung von individuellen Effizienzvorgaben – Alternativen zum Best-of-Four-Verfahren, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 3, S. 195-204.

ARegV (2007), Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV), Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 4 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250) geändert worden ist

Averch, H. und L.L. Johnson (1962), Behavior of the Firm under Regulatory Constraint, American Economic Review, Vol. 52, pp. 1059-1069.

Bailey, E., Panzar, J. (1981), The contestability of airline markets during the transition to deregulation, Law and Contemporary Problems, Vol. 44, pp. 125—145.

Bailey, E. (1973), Economic Theory of Regulatory Constraint, Lexington, D.C. Heath and Company, Lexington Books.

Baumol, W., Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure, American Economic Review, Vol. 72, No. 1, pp. 1-15

Baumol, W. Panzar, J. und Willig, R. (1982), Contestable Markets and the Theory of Industry Structure. New York: Harcourt Brace Jovanovich, Inc.

Borrmann, J., Finsinger, J. (1999), Markt und Regulierung, Vahlen.

Brunekreeft, G. (2003), Regulation and competition policy in the electricity market: Economic analysis and German experience, Univ. Habil. University of Freiburg, Nomos.

Brunekreeft, G., Tweleemann, S. (2005), Regulation, Competition and Investment in the German Electricity Market: RegTP or REGTP, The Energy Journal, Vol. 26, pp. 99-126.

Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2013), Monitoringbericht, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB

Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt), vom 18. Dezember 1989 (BGBl I S. 2255), zuletzt geändert durch Artikel 345 der 7. Zuständigkeitsanpassungs-Verordnung vom 29. Oktober 2001 (BGBl I S. 2785).

Crew, M., Fernando, C. und Kleindorfer, P. (1995), The Theory of Peak-Load Pricing: A Survey, Journal of Regulatory Economics, Vol. 8, pp. 215-248.

- Dehmel, F. (2011), Anreizregulierung von Stromübertragungsnetzen: Eine Systemanalyse in Bezug auf ausgewählte Renditeeffekte, Hochschulschriften Online der Katholischen Universität Eichstätt-Ingolstadt, Dissertation
- Diekmann, J., Leprich, U. und Ziesing, H. (2007), Regulierung der Stromnetze in Deutschland – Ökonomische Anreize für Effizienz und Qualität einer zukunftsfähigen Netzinfrastrukturen, edition der Hans Böckler Stiftung, Nr. 187.
- Elsenbast W., Bandulet, U. (2008), Benchmarking von Verteilnetzbetreibern. Vortrag vom 6. Juni 2008 für E-Bridge Consulting. URL: http://www.kim.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/veranstaltungen/kim/konferenz_2008/vortraege/vortrag---elsenbast_bandulet.pdf
- EnWG (2005), Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 des Gesetzes vom 4. Oktober 2013 (BGBl. I S. 3746) geändert worden ist.
- Erdmann, G., Zweifel, P. (2008), Energieökonomik- Theorie und Anwendung, Springer.
- Evans, L. T., Guthrie, G. A. (2005), Risk, price regulation, and irreversible investment, *International Journal of Industrial Organization*, Jg. 23, S. 109–128.
- Evans, L. T., Guthrie, G. A. (2012), Price-cap regulation and the scale and timing of investment, *RAND Journal of Economics*, Jg. 43, S. 537–561.
- Fama, E. F., French, K. (1992), The cross-section of expected stock returns, *The Journal of Finance*, Jg. 47, S. 427–465.
- Filippini, M., Wild, J. (2002), Berücksichtigung von regionalen Unterschieden beim Benchmarking von Stromverteilnetzen, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Jg. 26, S. 51-59.
- Frontier Economics, Consentec (2011), Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts – ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung, Ein Bericht für die Bundesnetzagentur.
- Froot, K. A., Scharfstein, D. S., und Stein, J. C. (1993), Risk management: Coordinating corporate investment and financing policies, *Journal of Finance*, Jg. 48, S. 1629–1658.
- Gugler, K., Rammersdorfer, M. und Schmitt, S. (2013), Ownership Unbundling and Investment in Electricity Markets–A Cross Country Study, *Energy Economics*, Vol. 40, pp.702-713
- Gugler, K., Liebensteiner, M. und Schmitt, S. (2014), Assessing the Economies of Scope from Vertical integration: Empirical Evidence from European Utilities, Working Paper, Vienna university of Economics and Business, Research Institute for Regulatory Economics.
- Hense, A., Schäffner, D. (2004), Regulatorische Aufgaben im Energiebereich – ein europäischer Vergleich, WIK Diskussionsbeitrag, Nr. 254.

- Hirschhausen C., Hess, B. (2007), Das volkswirtschaftliche Profil einer effizienten Anreizregulierung. In: Säcker, F., Busse von Colb, W. (Hrsg.): Wettbewerbsfördernde Anreizregulierung – Zum Anreizregulierungsbericht der Bundesnetzagentur vom 30. Juni 2006. Lang, Frankfurt/M., pp. 1–9.
- Hunt, S. (2002), Making competition work in electricity, Wiley, New York.
- Holmström, B., Tirole, J. (2000), Liquidity and risk management, *Journal of Money, Credit and Banking*, Jg. 32, S. 295–319.
- Joskow, P. (2005), Regulation of Natural Monopolies, In: Polinsky, M., Shavell, S. (Hrsg.): *Handbook of Law and Economics*, Elsevier, Edition 1, Vol. 2, No. 2.
- Joskow, P. (2006), Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks, Cambridge Working Papers in Economics 0607, Faculty of Economics, University of Cambridge.
- Joskow, P. (2008), Lessons Learned From Electricity Market Liberalization. *The Energy Journal* (Special Issue), S. 9–42
- Klevorick, A. (1973), The Behavior of the Firm Subject to Stochastic Regulatory Review, *Bell Journal of Economics*, Vol. 4, pp. 57-88.
- Knieps, G. (2001), Wettbewerbsökonomie: Regulierungstheorie, *Industrieökonomik, Wettbewerbspolitik*. 1. Auflage, Springer
- Knieps, G. (2009), Theorie und Praxis der Price-Cap-Regulierung, *Diskussionsbeitrag Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik*, Nr. 127.
- Knieps, G., Küpper, H.-U./Langen, R. (2001), Abschreibungen bei fallenden Wiederbeschaffungspreisen in stationären und nicht stationäre Märkten, *Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung*, Jg. 53, S. 759-776.
- Kraus, M. (2005), Liberalised Energy Markets – Do We Need Re-Regulation?. *Applied Research in Environmental Economics*, ZEW Economic Studies Vol. 31, pp. 197-218
- Kremp, R., Radtke, O. (2009), Kostenmanagement im Rahmen der Anreizregulierung, *Energiwirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 59, Heft 1/2, S. 62-65.
- Küpper, H.-U. (2002), Kostenorientierte Preisbestimmung für regulierte Märkte – Analyse eines Beispiels der Bedeutung betriebswirtschaftlicher Begriffe und Konzepte, *Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung*, Sonderheft 48, S. 27-56.
- Laffont, J., Tirole, J. (1993), *A theory of incentives in regulation and procurement*, MIT Press.
- Laffont, J., Tirole, J. (1996), Creating competition through interconnection: Theory and practice. *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 10 (3), pp. 227-256.
- Loeb, M., Magat, W. (1979), A decentralized method for utility regulation. *Journal of Law and Economics*, Vol. 22 (2), pp. 399–404.
- Littlechild, S. (1983), Regulation of British Telecommunications' Profitability, Department of Industry, Report to the Secretary of State, London.

- Lyon, T. (1996), A Model of the Sliding Scale,” *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 9 (3), pp. 227-247.
- Müller, C, Growitsch, C. and Wissner, M. (2011), *Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie*, WIK Diskussionsbeitrag, Nr. 349.
- Nikogosian, V., Veith, T. (2011), *Vertical Integration, Separation and Non-Price Discrimination: An Empirical Analysis of German Electricity Markets for Residential Customers*, ZEW Discussion Paper No. 11-069, Mannheim.
- Pindyck, R., Rubinfeld, D. (2013), *Microeconomics*. 8th Edition, Pearson.
- Plaut Economics (2006), *Anreizregulierung – Gutachten zum Berichtsentwurf der BNetzA nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG im Auftrag des Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW)*, URL: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Anreizregulierung/StellungnahmenBerichEntw/BGWBundesverbandder-deutschId6730pdf.pdf?__blob=publicationFile
- Plinke, W., Reese, M. (2002), *Industrielle Kostenrechnung*. 6.Aufl., Springer, Heidelberg.
- RWE(2006), *RWE-Stellungnahme zum Entwurf eines Berichtes der BNetzA zur Einführung der Anreizregulierung vom 2. Mai 2006*, URL: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Anreizregulierung/StellungnahmenBerichEntw/RWEId6503pdf.pdf?__blob=publicationFile
- Ross, S. (1976), The arbitrage theory of capital asset pricing, *Journal of Economic Theory*, Jg. 13, S. 341–360.
- Sappington, D. (2002), Price Regulation and Incentives, In: Cave, M., Majumdar, S. and Vogelsang, I. (Hrsg.): *Handbook of Telecommunications Economics*, Vol. 1, Elsevier Publishers, pp. 225-293.
- Schober, D., Schaeffler, S./Weber, C. (2014), Idiosyncratic Risk and the Cost of Capital – The Case of Electricity Networks, forthcoming *Journal of Regulatory Economics*.
- Schober, D./Weber, C. (2013), Vergleichbarkeit und regulatorische Kostenstandardisierung in der Stromverteilnetzregulierung, *Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis*, Jg. 4/2013, S. 373-390.
- Seel, A., Timm, M. (2009), *Aktivierungspraxis im Netzbetrieb*, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 59, Heft 5, S. 38-40.
- Sharkey, W. (1982), *The Theory of Natural Monopoly*. New York: Cambridge University Press.
- Sharpe, W. F. (1964), Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk, *The Journal of Finance*, Jg. 19, S. 425–442.
- Shleifer, A. (1985), A Theory of Yardstick Competition,” *Rand Journal of Economics*, Vol. 16 (3), pp. 319-327.

Smith, C., Stulz, R. (1985), The determinants of firms' hedging policies, *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Jg. 20, S. 391–405.

StromNEV (2005), Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV). Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 1 u. 2 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250) geändert worden ist.

Stulz, R. (1984), Optimal hedging policies, *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Jg. 19, 127–140.

VDEW/VDN/VRE (2006), Bewertung des BNetzA-Vorschlages zur Vergleichbarkeitsrechnung für den Effizienzvergleich von Verteilnetzbetreibern durch die Elektrizitätswirtschaft. Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW – e.V., Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland - VRE - e.V., URL: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Anreizregulierung/StellungnahmenBerichEntw/VRE-VerbandderVerbundunterId6736pdf.pdf?__blob=publicationFile

Weber, C., Schober, D. (2007), Ist ein nachhaltiger Netzbetrieb bei Benchmarking mit heterogenen Kapitalstrukturen möglich? *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Jg. 31, S. 3-14

Wöhe, G./Döring, U. (2010) Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre. 24.Aufl., Vahlen