

ORDNUNGSPOLITISCHE PERSPEKTIVEN

Nr 35

Ökonomische Grundlagen der Anreizregulierung

Michael Coenen,
Justus Haucap

November 2012

IMPRESSUM

DICE ORDNUNGSPOLITISCHE PERSPEKTIVEN

Veröffentlicht durch:

Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät,
Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE), Universitätsstraße 1,
40225 Düsseldorf, Deutschland

Herausgeber:

Prof. Dr. Justus Haucap
Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE)
Tel: +49(0) 211-81-15125, E-Mail: haucap@dice.hhu.de

DICE ORDNUNGSPOLITISCHE PERSPEKTIVEN

Alle Rechte vorbehalten. Düsseldorf 2012

ISSN 2190-992X (online) - ISBN 978-3-86304-635-4

Ökonomische Grundlagen der Anreizregulierung

A. Der Wandel des ordnungspolitischen Rahmens

1. Zahlreiche netzbasierte Industrien wie etwa die leitungsgebundene Energiewirtschaft waren in den vergangenen 30 Jahren in Deutschland wie auch in zahlreichen anderen Staaten einem umfassenden Wandel des ordnungspolitischen Rahmens ausgesetzt. Dieser Wandel ist durch drei eng miteinander verknüpfte Prozesse gekennzeichnet:

1. Die Privatisierung der Unternehmen,
2. die Liberalisierung der Märkte sowie
3. die Deregulierung.

Während die Privatisierung der Unternehmen sich auf den Übergang der ehemals staatlichen Monopolunternehmen in privates Eigentum (materielle Privatisierung) oder private Rechtsform (formelle Privatisierung) bezieht, ist mit Liberalisierung die Öffnung des Marktes für neue Anbieter gemeint mit dem Ziel, Wettbewerb zu schaffen. Deregulierung schließlich bezeichnet den Abbau staatlicher Verhaltensvorschriften für die Marktteilnehmern (vgl. *Coenen/Haucap/Heimeshoff* 2009, S. S. 56 ff., *Vogelsang* 2003).

2. Diese drei Prozesse sind in netzbasierten Industrien nicht widerspruchsfrei gleichzeitig auszuführen. Eine effektive Marktliberalisierung erfordert zunächst die weitgehende Re-Regulierung der oftmals vertikal integrierten Unternehmen. Zwar erfolgt hierbei eine Deregulierung in dem Sinne, dass die ehemaligen staatlichen Monopole durch ihre Überführung in eine private Rechtsform und in privates Eigentum aus dem öffentlichen Einfluss gelöst und in seiner gesamten Unternehmenspolitik, etwa bei der Preispolitik, der Produktpolitik, der Investitionspolitik und der Personalpolitik privatwirtschaftlichen Prinzipien untergeordnet und insofern freier – wenn auch nicht völlig unabhängig – werden. Gleichzeitig ist jedoch ein besonderes Augenmerk auf die Neuausrichtung staatlicher Regulierung im Bereich des natürlichen Monopols zu richten, damit die Liberalisierung ein Erfolg werden kann. In netzbasierten Industrien wie der leitungsgebundenen Energiewirtschaft sind Strom- und Gasnetze und Teile der damit verbundenen weiteren Infrastrukturen und Dienstleistungen ein solches natürliches Monopol, auf dessen Nutzung die Wettbewerber eines integrierten Unternehmens auf vor- und nachgelagerten Märkten angewiesen sind, um effektiv in Konkurrenz treten zu können. Es geht somit um die Regulierung von wesentlichen Einrichtungen. Folglich ist in liberalisierten Industrien nicht in erster Linie weniger Regulierung erforderlich, vielmehr braucht es eine andere Regulierung, eine Re-Regulierung also (vgl. *Haucap/Heimeshoff* 2005, S. 267 ff., *Coenen/Haucap/Heimeshoff*, S. 58).

B. Disaggregierte Betrachtung

3. Nachdem netzbasierte Versorgungsunternehmen lange als eine monolithische Einheit mit der Eigenschaft eines natürlichen Monopols betrachtet wurden (vgl. *Kruse* 2002), hat sich im Zuge der Bemühungen um eine Öffnung der Märkte und der mit ihr verbundenen Debatte um die geeignete Regulierung der liberalisierten Märkte auch in der Politik die Erkenntnis durchgesetzt, dass eine differenzierte, disaggregierte Betrachtung der Wertschöpfungskette sinnvoll ist (vgl. *Knieps* 1997, 1999). Die Elektrizitätswirtschaft lässt sich bereits in einer

ersten groben Annäherung sinnvoll in die Bereiche Stromerzeugung, Stromhandel, Stromübertragung, Stromvertrieb untergliedern.

4. Die theoretische Begründung für die disaggregierte Betrachtung der Wertschöpfungsstufen in der Energieversorgung liefert die Erkenntnis, dass nicht jede Monopolstellung in gleicher Weise als problematisch anzusehen ist. So sind jene Monopolstellungen im Bereich der Wertschöpfungskette nicht problematisch, die potenziell wettbewerblich ausgestaltet werden können. Für diese Bereiche kann davon ausgegangen werden, dass die Monopolstellung nach einer Liberalisierung, also einer Öffnung des Marktes, lediglich temporärer Natur ist. Dies sind Monopolstellungen, die potenziell bestreitbar sind und bei denen somit potenzielle Konkurrenz bereits eine disziplinierende Wirkung auf etablierte Anbieter entfalten sollte. Eine wichtige Voraussetzung für die Bestreitbarkeit eines Marktes oder Marktsegmentes ist die Abwesenheit von Markteintritts- und Marktaustrittsbarrieren (vgl. *Weizsäcker* 1980, *Baumol/Panzar/Willig* 1982). Je geringer die Markteintrittsbarrieren auf einem Markt sind, desto eher entfaltet sich dort Wettbewerb. Ein Markt ist vollständig bestreitbar, wenn es keinerlei Markteintritts- und -austrittsbarrieren gibt. Unter diesen Bedingungen würden sich selbst Monopolisten effizient verhalten, denn sie wären bei monopolistischer Preissetzung oder ineffizient hohen Kosten sofort von der unmittelbaren Verdrängung durch einen potenziellen effizienten Wettbewerber bedroht. Auf einem vollkommen bestreitbaren Markt wäre Regulierung daher gänzlich überflüssig, da schon durch potenzielle Konkurrenz allein Effizienz sichergestellt würde (vgl. *Haucap/Heimeshoff* 2005, S. 271 ff., *Baumol/Panzar/Willig* 1982).

5. Bei der disaggregierten Betrachtung werden nun Strom- und Gasversorgung differenziert betrachtet und ihre Wertschöpfungsketten vertikal aufgegliedert. Sodann wird untersucht, welche Wertschöpfungsstufen im Einzelnen durch resistente natürliche Monopole gekennzeichnet sind und welche sich potenziell wettbewerblich organisieren lassen. Insbesondere ist in der disaggregierten Betrachtung der Regelungsbedarf dann für jeden relevanten Teilbereich der Versorgung nachzuweisen. Regelungsbedürftig sind lediglich die Bereiche, in denen Wettbewerb sich nicht organisieren lässt.

6. Damit Wettbewerb auf den Wertschöpfungsstufen, die dem natürlichen Monopolbereich vor- und nachgelagert sind, möglich ist, muss gewährleistet sein, dass Wettbewerber des ehemaligen Monopolunternehmens die natürlichen Monopolbereiche mitnutzen können. Es muss also sichergestellt werden, dass der diskriminierungsfreie Zugang zu wesentlichen Einrichtungen möglich ist, um die Liberalisierung der wettbewerblich organisierbaren Bereiche auch effektiv ist. Die etwaige vollständige Verweigerung der Nutzung oder eine Diskriminierung konzernfremder Unternehmen sind prinzipiell die bedeutendste Markteintrittsbarriere für neue Anbieter auf vor- und nachgelagerten Märkten, sofern der diskriminierungsfreie Zugang nicht sichergestellt wird (vgl. z.B. *Monopolkommission* 2007a).

7. Durch die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte hat sich der Fokus der Regulierung der ehemaligen Versorgungsmonopole daher weg von der Verhinderung eines etwaigen Ausbeutungsmissbrauchs gegenüber Endkunde durch überhöhte Endkundertarife entwickelt hin zu der Verhinderung des etwaigen Behinderungsmissbrauchs gegenüber potenziellen wie tatsächlichen Wettbewerbern des ehemals monopolistischen Versorgungsunternehmens. Regulierungshandeln bedeutet daher im Wesentlichen eine Regulierung des Zugangs und der Zugangsbedingungen zu den ökonomischen Engpassbereichen in der Wertschöpfungskette. Die Regulierung soll Unternehmen auf den wettbewerblich gestaltbaren vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Flaschenhälsen ermöglichen (§ 20 EnWG). Die Entgelte für den Netzzugang müssen dabei den effizienten Kosten einer quasi-wettbewerblichen Leistungserstellung entsprechen, d.h. die

Entgelte für den Netzzugang sollen den Entgelten entsprechen, die sich hypothetisch auf einem Wettbewerbsmarkt bilden würden (§ 21 Abs. 2 EnWG):

„Die Entgelte werden auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet, soweit in einer Rechtsverordnung nach § 24 nicht eine Abweichung von der kostenorientierten Entgeltbildung bestimmt ist. Soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden, dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden.“

8. Die Regulierung der Entgelte für den Netzzugang dient dem übergeordneten Ziel der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung und der Sicherung eines langfristig angelegten zuverlässigen und leistungsfähigen Betriebs der Versorgungsnetze (§ 1 Abs. 2 EnWG).

9. Aus der disaggregierten Betrachtung der Wertschöpfungsstufen in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft ergeben sich auch Konsequenzen für die eigentumsrechtliche Organisation der Energieversorgung insgesamt. Insbesondere wird hierbei über das notwendige Maß der organisatorischen und der eigentumsrechtlichen Entflechtung bzw. Abtrennung des natürlichen Monopols von potenziellen Wettbewerbsbereichen gestritten. Auf der einen Seite wird die Regulierung des Netzes wesentlich einfacher, wenn die Netze als natürliche Monopole von den anderen Bereichen der Energiewirtschaft abgetrennt werden, welche sich wettbewerblich organisieren lassen. Durch die Entflechtung ist eine isolierte Betrachtung des natürlichen Monopolbereichs möglich, ohne dass unternehmerische Anreize für eine Quersubventionierung bestehen. Auf der anderen Seite können sich durch eine Abtrennung des Netzes jedoch auch negative Konsequenzen für die Investitionsanreize der Netzbetreiber ergeben und Verbundvorteile in der Produktion verloren gehen. So bestehen beispielsweise in einem integrierten Unternehmen stärkere Anreize, bei der Planung von Kraftwerksstandorten die Summe aus den Transportkosten für Brennstoffe und etwaigen Netzausbaukosten zu minimieren, während ein separierter Stromerzeuger ohne eigenes Netz wenig Rücksicht auf die insgesamt verursachten Netzkosten nehmen wird. Vielmehr werden Stromerzeuger vor allem die Transportkosten für Brennstoffe minimieren, sofern dem nicht durch eine sehr ausdifferenzierte Regulierung entgegen gesteuert wird. Da dies jedoch nur sehr schwierig möglich ist, ist eine räumlich effiziente Verteilung der Kraftwerksstandorte bei einer Trennung wesentlich schwieriger zu erreichen. Die ökonomische Kosten-Nutzen-Analyse der vertikalen Entflechtung ist daher keineswegs trivial, geschweige denn eindeutig, (vgl. *Monopolkommission* 2009, Tz. 222 ff. und *Monopolkommission* 2011, Tz. 393 ff. sowie *Haucap/Heimeshoff/Uhde* 2008).

10. Das Energiewirtschaftsgesetz schreibt heute keine zwingende vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung vor. Vielmehr sehen die §§ 6 bis 10e EnWG vier mildere Arten des Unbundlings für die Energieversorgungsnetze von den sonstigen Tätigkeiten eines Energieversorgungsunternehmens verpflichtend vor, die gleichzeitig gelten sollen:

- (1) gesellschaftsrechtliche Entflechtung (Netzbetrieb einerseits und sonstige Tätigkeitsbereiche andererseits werden separaten Rechtsträgern zugeordnet),
- (2) operationelle Entflechtung (getrennte Verwaltung der Bereiche durch organisatorische Trennung beim Personaleinsatz und den Leitungsbefugnissen),

- (3) informationelle Entflechtung (getrennte Verwendung betriebswichtiger Informationen) und
- (4) buchhalterische Entflechtung (getrennte Rechnungslegungen).

11. Im Hinblick auf die Vorschriften zur gesellschaftsrechtlichen Entflechtung ist aus ökonomischer Sicht als kritisch anzusehen, dass für vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen keine Verpflichtung besteht, das Eigentum am Netz der netzbetreibenden Gesellschaft zu übertragen, mithin keine Verpflichtung zur vollständigen eigentumsrechtlichen Entflechtung gegeben ist. Hingegen ist lediglich vorgeschrieben, dass der Netzbetreiber das Netz von der Konzernmutter oder einem anderen Unternehmen des Energieverbundes pachtet.

12. Die Verpachtung des Netzes geht regelmäßig mit schlanken Organisationsstrukturen einher. Der Netzbetreiber selbst hält nur einen kleinen Personalbestand. Planungssicherheit und Unabhängigkeit der Pächter sind durch kurze Vertragslaufzeiten begrenzt. Außerdem werden die Pachtverträge regelmäßig von vertraglichen Vereinbarungen flankiert, nach denen der Verpächter für die Kalkulation der Netznutzungsentgelte zuständig ist. Auch die informationelle Entflechtung wurde als eingeschränkt beschrieben. Pachtverträge laufen daher vor allem bei kurzer Laufzeit, geringer Personaldecke und weiteren vertraglichen Einschränkungen dem Ziel des Gesetzgebers zuwider, einen eigenständig und unabhängig agierenden Netzbetreiber zu etablieren.

13. Eine vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung von Energiebereitstellung und Transport kann in Verbindung mit einer Anreizregulierung allerdings auch zu einer Beeinträchtigung der Investitionsanreize für die Netzbetreiber beitragen. Der Monopolkommission gegenüber haben Netzbetreiber geäußert, dass sich als hemmend für Netzausbauinvestitionen insbesondere eine geringe effektive Verzinsung unter der Anreizregulierung sowie das Risiko von gestrandeten Investitionen in die Leitungsnetze erweisen könnten (vgl. *Monopolkommission* 2009, Tz. 345). Die Investitionsanreize sind insbesondere dann reduziert, wenn ein vertikal integrierter Netzbetreiber aus einem Netzausbau zusätzliche Erlöse aus seiner gleichzeitigen Tätigkeit als Energieerzeuger erzielen könnte, welche ein entflochtener Netzbetreiber nicht mehr durch den Netzausbau erzielen kann.

14. Für eine geeignete eigentumsrechtliche Behandlung der Energietransportnetze sind im Zuge der Harmonisierung des europäischen Rechtsrahmens drei Wahlalternativen in das EnWG eingeflossen. Neben der Möglichkeit einer vollständigen eigentumsrechtlichen Entflechtung von Energieerzeugung und Energienetz (§ 8 EnWG) kann auf das Modell eines unabhängigen Systembetreibers zurückgegriffen werden (§ 9 EnWG), das das Eigentum an dem Energienetz formal in den Händen des Energieversorgungsunternehmens belässt, die Kontrollrechte hierüber jedoch an ein unabhängiges, unverbundenes Unternehmen gibt. In Deutschland wird die Lösung eines unabhängigen Transportnetzbetreibers favorisiert, die die vertikale Integration von Energieerzeugung und Energienetz beibehält, jedoch die Vorschriften über die Unabhängigkeit und Neutralität des vertikal integrierten Netzbetreibers verschärft (§§ 10 bis 10e EnWG).

C. Das natürliche Monopol in Netzindustrien als ökonomische Grundlage für Regulierungshandeln

I. Subadditive Kostenfunktionen

15. Regulierung ist sinnvoll, wenn es sich bei dem betrachteten Bereich um ein resistentes natürliches Monopol handelt. Ein natürliches Monopol, typischerweise das Netz, bedarf einer prinzipiellen Zugangsregulierung im Hinblick auf die Konditionen des Netzzugangs für die Unternehmen der vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen, wenn der Zugang eine wesentliche Einrichtung für die Angebote auf den vor- und nachgelagerten Konkurrenzmärkten bildet. In der leitungsgebundenen Energiewirtschaft tritt teilweise erschwerend hinzu, dass die vertikal integrierten Unternehmen selbst auf den Wettbewerbsmärkten tätig sind. Selbst wenn der Bereich des natürlichen Monopols nicht im Einfluss eines vertikal integrierten Wettbewerbers liegt, sondern von einem ansonsten unabhängigen Unternehmen betrieben wird, ist eine Preisregulierung typischerweise geboten. Zwar ist die Gefahr eines Behinderungsmissbrauchs durch diskriminierende Netzzugangsbedingungen bei einer Entflechtung wesentlich geringer, jedoch besteht die Gefahr eines etwaigen Preishöhenmissbrauchs durch das natürliche Monopol mit entsprechenden negativen Wohlfahrtseffekten unvermindert fort.

16. Ein natürliches Monopol liegt vor, wenn die Kostenfunktion des monopolistischen Unternehmens in dem durch die Marktnachfrage bestimmten relevanten Bereich strikte Subadditivität aufweist. Strikte Kostensubadditivität bedeutet, dass das ein einzelnes Unternehmen den nachgefragten Leistungsumfang kostengünstiger bereitstellen kann als zwei oder mehr Unternehmen (vgl. *Baumol/Panzar/Willig* 1982). Strikte Subadditivität der Kostenfunktion ist z.B. gegeben sein bei sinkenden Durchschnittskosten aufgrund von steigenden Skalenerträgen. Auch Verbundvorteile oder Dichtevorteile aus der zunehmenden Nachfragekonzentration in Ballungsräumen können zu einem natürlichen Monopol führen (vgl. *Kruse* 2001).

17. Eine monopolistische, nicht-wettbewerbliche Struktur ist das volkswirtschaftlich erwünschte Marktergebnis bei strikter Kostensubadditivität. Die Bereitstellung der gleichen Leistung durch zwei oder mehr konkurrierende Anbieter oder die Aufspaltung dieser Leistung auf zwei oder mehr Unternehmen wäre ineffizient und gleichbedeutend mit einer Verschwendung von Ressourcen, da Skalenerträge und Verbundvorteile unerschlossen blieben und produktive Effizienz nicht gewährleistet werden könnte.

II. Marktschranken

18. Die strikte Subadditivität der Kostenfunktion ist die notwendige Voraussetzung dafür, dass ein natürliches Monopol besonderer Regulierung bedarf. Ist der betreffende Markt zudem durch Marktzutritts- oder Marktaustrittshindernisse charakterisiert und somit nicht bestreitbar, so ist eine staatliche Regulierung fast immer vorteilhaft, sofern der Markt eine hinreichende Größe und somit volkswirtschaftliche Bedeutung besitzt. Erschweren Marktschranken den Zutritt eines neuen Anbieters oder schließen sie ihn aus, so ermöglichen sie die Aufrechterhaltung von Ineffizienzen (vgl. *Weizsäcker* 1980). Durch Marktschranken besteht marktspezifische Irreversibilität. Marktspezifische Irreversibilität beschreibt den Umfang spezifischer Investitionen bzw. versunkener Kosten, wie sie gerade für Netzindustrien, beispielsweise für die leitungsgebundene Energiewirtschaft oder auch die

Schieneinfrastruktur im Bahnbereich typisch sind. Die aufwendigen Netzinfrastrukturen besitzen eine lange Lebensdauer und machen den wesentlichen Teil der Kosten des Netzbetreibers aus, sie sind daher eine beträchtliche Marktaustrittsbarriere für den etablierten Anbieter und bedeuten zugleich ein erhebliches Investitionsrisiko für jeden potenziellen Konkurrenten. In Netzindustrien ist ein Markteintritt für Wettbewerber im Netzbereich in aller Regel nicht profitabel, selbst dann nicht, wenn der etablierte Anbieter monopolistische, oder nahezu monopolistische Preise verlangt.

19. Auch Unteilbarkeiten im Produktionsprozess können ineffiziente Marktergebnisse begründen. Selbst in Abwesenheit von Marktschranken erhält ein natürlicher Monopolist durch Unteilbarkeiten im Produktionsprozess Preissetzungsspielräume die allokatonsverzerrend und mithin wohlfahrtsschädigend wirken. Vor einem staatliche Regulierungseingriff ist jedoch in jedem Fall zu prüfen, ob die Gefahren des Staatsversagens und die mit diesem verbundenen Wohlfahrtskosten geringer sind als die Kosten des Marktversagens, das der Regulierungseingriff abstellen soll (vgl. Dixit 1996, Haucap/Heimeshoff 2005, S. 271).

20. Die Stromerzeugung und der Stromvertrieb lassen sich wettbewerblich organisieren, sind jedoch in ihren Beziehungen zu den Energieversorgungsnetzen darauf angewiesen, dass ihnen Zugang zu dem resistenten natürlichen Monopol, das für diese eine wesentliche Einrichtung („*essential facilities*“) ist, gewährt wird. Für die Netzinfrastruktur ist auf der Ebene der Übertragungs- und Verteilnetze davon auszugehen, dass sowohl subadditive Kostenstrukturen als auch Irreversibilität der getätigten Investitionen vorliegen. Mithin handelt es sich hierbei um resistente natürliche Monopole; eine Duplizierung der Netzinfrastruktur wäre ineffizient und würde zu einer volkswirtschaftlich nicht zu vertretenden Kostenduplikation führen.

21. Während daher im Bereich von Stromerzeugung und Stromvertrieb auf einen Regulierungsrahmen abgestellt werden kann, der die Liberalisierung und die Marktöffnung fördert, ist im Bereich der Netzinfrastruktur eine, auch im Hinblick auf die dynamische Entwicklung, geeignete Zugangsregulierung unverzichtbar.

III. Allokative Ineffizienz

22. In der mikroökonomischen Theorie wird ein regulierender Staatseingriff oft mit der allokativen Ineffizienz aus dem durch Irreversibilitäten geschützten natürlichen Monopol begründet. Ein gewinnorientiertes Monopolunternehmen wird seine Angebotsmenge im Vergleich zur Wettbewerbssituation verknappen, um den Preis hoch zu halten und möglichst einen gewinnmaximalen Preis zu erzielen. Aus wohlfahrtsökonomischer Sicht wird dann von zu wenig produziert und Nachfrager werden durch die hohen Preise vom Konsum abgehalten, obwohl ihre Wertschätzung für die Leistung und ihre Zahlungsbereitschaft über den zusätzlichen Kosten liegen, die sie verursachen würden. Um jedoch die Preise hoch halten zu können, wird ein Monopolunternehmen sein Angebot nicht ausdehnen wollen. Das Resultat ist ein allokativer Effizienzverlust. Knappe Ressourcen werden nicht so verwendet, dass sie gesamtwirtschaftlich den größten Nutzen stiften.

23. Bei den Energieversorgungsnetzen liefern etwaige allokativen Ineffizienzen jedoch nicht die drängendste Begründung für staatliche Eingriffe. Dies hängt mit drei Faktoren zusammen. Erstens sind die Nachfragen nach Strom und Gas vergleichsweise preisunelastisch. Bei einer preisunelastischen Nachfrage sind die allokativen Effizienzverluste aus der monopolistischen Preissetzung tendenziell geringer als auf Märkten mit preiselastischer

Nachfrage, da die monopolistisch überhöhten Preise lediglich eine vergleichsweise geringe Beschränkung der konsumierten Mengen bewirken.

24. Zweitens ist zu berücksichtigen, dass der Anteil an den Strompreisen, der auf das Netz und somit den Bereich des natürlichen Monopols zurückzuführen ist, verhältnismäßig klein ist. Beispielsweise weist der Monitoringbericht 2010 der *Bundesnetzagentur* für die durchschnittlichen mengengewichteten Entgelte im Stromeinzelhandel zum 1. April 2010 den Netto-Netzentgelten lediglich einen Anteil von 21,4 Prozent und der Abrechnung, der Messung und dem Messstellenbetrieb einen Anteil von 3,4 Prozent zu, weist jedoch insgesamt 40,6 Prozent für staatliche Abgaben, also für Strom und Umsatzsteuer, Konzessionsabgaben sowie die Umlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) aus. 34,6 Prozent der Stromentgelte entfallen auf Stromerzeugung und Stromvertrieb (vgl. *Bundesnetzagentur* 2010, S. 38 ff.). Mithin entfällt im Strombereich weniger als ein Viertel der Kosten beim Verbraucher auf den Bereich des natürlichen Monopols. Entsprechend gering ist der Einfluss, den die Vermeidung einer Monopolpreissetzung im Netzbereich auf die Energiekosten im Ganzen nehmen kann. Damit ist auch die Bedeutung möglicher allokativer Ineffizienzen als Begründung für regulierende staatliche Eingriffe in die Energieversorgungsnetze zu relativieren.

25. Drittens sind vergleichsweise hohe Energiepreise politisch durchaus erwünscht, um für die Verbraucher Anreize zum Energiesparen zu generieren und die Entwicklung energieeffizienter Produkte zu stimulieren. Der staatlich durch Steuern, Abgaben und Umlagen induzierte Anteil an den Endverbraucherpreisen für Strom beträgt mittlerweile über 40 %. Dies deutet darauf hin, dass niedrige Strompreise politisch nur bedingt erwünscht sind. Die zusätzliche Allokationsverzerrung, welche aus potenziell überhöhten Netznutzungsgebühren resultiert, dürfte sich daher in Grenzen halten.

IV. Produktive Ineffizienz

26. Weitaus bedeutender als eventuelle allokativen Ineffizienzen durch monopolistisch überhöhte Netznutzungsentgelte sind produktive Ineffizienzen als Regulierungsbegründung. Die Monopolstellung eines Infrastrukturanbieters kann sich nämlich nicht nur in überhöhten Entgelten niederschlagen, sondern vor allen Dingen auch in produktiver Ineffizienz, also überhöhten Kosten, welche sich im Wettbewerb nicht einstellen würden, wenn die Verbraucher zu günstigeren Anbietern wechseln könnten. Diese produktive Ineffizienz wird in der ökonomischen Fachliteratur auch als sogenannte X-Ineffizienz bezeichnet. Die X-Ineffizienz resultiert aus Situationen, in denen der monopolistische Anbieter eine bestimmte Leistung nicht mit minimalen Kosten produziert (vgl. *Leibenstein* 1966).

27. Das Problem der produktiven Ineffizienz war und ist gerade bei staatlichen Monopolen der Versorgungswirtschaft gravierend, da in diesen anders als in einem privatwirtschaftlich organisierten Monopol nicht auf ein klares Gewinnerzielungsziel abgestellt wird, bei dem das Unternehmen selbst schon das Interesse einer effizienten Produktion verfolgt. Vielmehr wird in der Regel auf weniger greifbare Versorgungsziele abgestellt, während die Kosteneffizienz faktisch eine geringere Rolle spielt als bei privaten Unternehmen. Zudem unterliegen staatliche Unternehmen nur einer nicht mit privaten Wettbewerbern vergleichbaren Kontrolle und Disziplinierung durch die Kapitalmärkte. Stattdessen unterliegen sie sogenannten weichen Budgetrestriktionen, die die ineffiziente Produktion in staatlichen Unternehmen begünstigen können. Zugleich fehlt aufgrund der Monopolstellung auch eine Disziplinierung über die Produktmärkte, sodass sich auch

ineffizient hohe Kosten insbesondere bei wenig elastischer Nachfrage in großen Teilen auf die Nachfrager überwälzen lassen.

28. Im Bereich der Stromversorgungsnetze bestehen Effizienzverbesserungspotenziale insbesondere in der Netzbewirtschaftung, im Bereich des Einsatzes von Regel- und Ausgleichsenergie aber auch im Bereich der Standortplanung. Denn von der relativen geographischen Lage der Stromaus- und Stromeinspeisung ist der Bedarf an Übertragungskapazitäten insgesamt abhängig. Die Kapazitätsplanung hat zudem eine zeitliche Dimension, da Lastschwankungen im Tagesablauf auftreten und bei der Netzplanung wie bei der Planung der Stromerzeugung, der Ausgestaltung des Kraftwerksparks also, berücksichtigt werden müssen. In jüngerer Zeit werden die Lastschwankungen aus der Witterungsabhängigkeit der an Bedeutung gewinnenden erneuerbaren Energien zu einer wachsenden Herausforderung für die Kapazitätsplanung in den Stromversorgungsnetzen. Nur wenn die Energienetze und die Energieerzeugung koordiniert geplant werden, lassen sich Lastspitzen gering halten und damit der Kapazitätsbedarf des Stromversorgungsnetzes auf ein effizientes Maß beschränken.

V. Verteilungswirkungen

29. Ferner sind vor allen Dingen in politökonomischer Hinsicht die Verteilungswirkungen eines Monopols relevant. Im Vergleich zur Wettbewerbssituation führen monopolistisch überhöhte Preise zu einer Umverteilung von den Konsumenten hin zu den Produzenten. Diese Verteilungswirkung des Monopols ist wohlfahrtsökonomisch weitgehend neutral, kann jedoch zu weiteren Ineffizienzen beitragen, wenn sie unproduktive Tätigkeiten induziert. In Anbetracht hoher im Markt insgesamt befindlicher Renten mag ein regulierter Monopolist einen Teil seiner Ressourcen darauf verwenden, durch Lobbyismus die Regulierung politisch zu beeinflussen und somit Rent-Seeking zu betreiben (vgl. *Tullock 1967*). Gesamtwirtschaftlich betrachtet sind diese Tätigkeiten nicht produktiv und somit Verschwendung.

30. Des Weiteren kommt es durch Steuern und andere staatliche Abgaben zu einer Umverteilung von den Stromverbrauchern an die öffentliche Hand. Durch eine Senkung der Netznutzungsentgelte erhöht sich ggf. der Spielraum für weitere Steuererhöhungen, sodass der Staat an einer Steigerung der produktiven Effizienz und damit verbundenen Kostensenkungen ggf. partizipieren kann.

D. Regulierungsalternativen

I. Allgemeine Bemerkungen

31. Die normative Theorie der Regulierung legt staatlichem Handeln in der Regel die Vorstellung einer an Wohlfahrtsmaximierung gelegenen Regulierung zugrunde. Daneben hat vor allen Dingen die positive Theorie des Regulatory Captures einen Beitrag dazu geleistet, Abweichungen des tatsächlichen Regulierungshandelns von den normativ erwünschten Ergebnissen auf dem Wege einer positiven Deskription einer neuen Bewertung zuzuführen. Die Regulierungsinstitutionen werden als Akteure mit eigenständigen strategischen Interessen verstanden, die ihr Handeln langfristig an den wirtschaftlichen Zielen der im nicht-endenden Meinungsstreit und Lobbying besser organisierten Gruppe ausrichtet (vgl. beispielsweise *Laffont/Tirole 1991, Laffont/Tirole 1993, S. 475 ff.*).

32. Die gesetzlichen Grundlagen der Anreizregulierung gemäß ARegV sprechen für das normative Ziel der Maximierung der gesamtgesellschaftlichen Wohlfahrt. § 21 Abs. 1 EnWG fordert einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Energieversorgungsnetzen zu angemessenen, transparenten und gegenüber Wettbewerbern auf vor- und nachgelagerten Ebenen der Wertschöpfungskette diskriminierungsfreien Entgelten. Diese Entgelte werden gemäß § 21 Abs. 2 EnWG auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet. Soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden, dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden.¹

33. Aus ökonomischer Sicht werfen dennoch die bei einem natürlichen Monopol über den relevanten Nachfragebereich fallenden Durchschnittskosten die Frage nach dem letztlich geeigneten Regulierungsmaßstab auf. Von Bedeutung ist gerade im Hinblick auf die langfristig installierten Energieversorgungsnetze, dass kurzfristige Betriebskosten mit einem vergleichsweise geringen Volumen von den langfristig wirksamen Investitionskosten mit einem vergleichsweise hohen Volumen abzugrenzen sind und dass stets beträchtliche Gemeinkosten existieren, die sich keinem einzelnen Kostenverursacher zuordnen lassen. Es ist daher keine triviale Aufgabe für die Regulierung eines natürlichen Monopols im Sinne der gesamtgesellschaftlichen Wohlfahrtsmaximierung die teilweise gegenläufigen Regulierungsinteressen beispielsweise aus einer eher kurzfristigen und politisch wirksamen Preisgünstigkeit mit der eher langfristig zu organisierenden Versorgungssicherheit auszugleichen.

34. Grenzkostenpreise, also solche, bei denen der Preis der letzten gerade produzierten Einheit eines Gutes oder einer Dienstleistung nur gerade den der Bereitstellung unmittelbar zurechenbaren Kosten entspricht, führen theoretisch zu einer effizienten Allokation der im Produktionsprozess eingesetzten knappen Ressourcen. Sie maximieren die Wohlfahrt und führen dazu, dass jeder Verbraucher mit einer Zahlungsbereitschaft, die mindestens den Grenzkosten der Bereitstellung des betrachteten Gutes entsprechen, auch in den Genuss desselben kommt.

35. Bei fallenden Durchschnittskosten erleidet der Produzent jedoch insgesamt einen Verlust, wenn er sein Gut oder seine Dienstleistung zu Grenzkosten an Verbraucher abgibt. Verlangte er hingegen Preise, die an den Durchschnittskosten orientiert sind, entstehen Wohlfahrtsverluste, da nicht länger sämtliche Verbraucher mit einer zur Erbringung der Grenzkosten hinlänglichen Zahlungsbereitschaft bedient werden.

36. In der theoretisierenden Debatte um Grenzkostenpreise zur Wohlfahrtsmaximierung hat sich vor allen Dingen *Ronald Coase* gegen die Auffassung gewandt, der Staat solle über steuerfinanzierte Subventionen die Differenz zwischen den Erlösen der Unternehmen bei Grenzkostenpreisen und ihren dann aufkommenden Gesamtkosten tragen. Eine solche Lösung, in der der Staat zur Wohlfahrtsmaximierung die Differenz übernimmt, wird zum einen dadurch unmöglich, dass immer ein Anteil Gemeinkosten existiert, der für alle Verbraucher in Gemeinschaft anfällt und sich nicht einfach in einem rationalen Verfahren auf die einzelnen Verbraucher umlegen lässt. Zum anderen gibt es ein Problem der zeitlichen

¹ Die Bestimmungen zu einer an den Kosten der effizienten Leistungserstellung orientierten Entgeltbildung gilt eingeschränkt nur solange eine Rechtsverordnung gemäß § 24 EnWG nicht eine Abweichung von der kostenorientierten Entgeltbildung bestimmt. Eine solche kann bei bestehendem oder potenziellem Leistungswettbewerb auf der Grundlage eines marktorientierten Verfahrens oder einer Preisbildung im Wettbewerb erfolgen.

Zurechenbarkeit von Investitionskosten, die als Fixkosten in der Vergangenheit angelegt wurden und heute und in Zukunft weiterhin zu Erträgen führen.

37. Die theoretisch erstbeste Grenzkostenpreislösung würde außerdem die Wirksamkeit des Preissystems zur Übermittlung der diffusen Präferenzen der Konsumenten und zu dem langfristigen Erhalt des effizienten Angebotes unterlaufen (vgl. *Coase* 1946).²

II. Informationsasymmetrien als grundlegendes Regulierungsproblem

38. Eine bedeutende Schwierigkeit im Regulierungshandeln entsteht aus den vielfältigen Informationsasymmetrien zwischen Regulierungsbehörde und dem zu regulierenden Unternehmen. Die Regulierungsbehörde ist in der Regel unvollkommen, häufig sogar unvollständig informiert über die wichtigen nachfrage- und angebotsseitigen Parameter, deren genaue Kenntnis eine treffsichere Regulierung erleichtern würde. Noch dazu liegt es in dem strategischen Interesse des regulierten Unternehmens, der Regulierungsbehörde Informationen vorzuenthalten, solange seine Gewinnerzielungsinteressen dem Interesse der Regulierungsbehörde an einer Steigerung der gesamtgesellschaftlichen Wohlfahrt durch Absenken der Netznutzungsentgelte entgegenlaufen.

39. Im Hinblick auf Management und Technologie des Netzbetriebs steht die Regulierungsbehörde vor der Herausforderung, die sich dem Netzbetreiber bietenden alternativen Möglichkeiten zur Bereitstellung von Leistungen ex ante zu kennen und zutreffend zu bewerten. Selbst wenn es der Behörde gelänge, einen hinlänglichen Einblick in die bereits bestehenden Praktiken zu erlangen, so wäre noch immer unsicher, mit welchen alternativen Technologien und Managementpraktiken sich die Kosten senken ließen. Dieses Wissen ist für eine Regulierungsbehörde jedoch bedeutend, wenn sie die Kosten einer effizienten Leistungsbereitstellung abschätzen will. Auch ex post ist eine zutreffende Analyse der tatsächlich und potenziell verfügbaren Technologien für die Regulierungsbehörde nicht immer möglich. Hingegen hat ein regulierter Versorgungsnetzbetreiber stets einen Wissensvorsprung.

40. Diese Herausforderung vergrößert sich weiter, wenn die Betrachtung dynamisiert und beispielsweise die Abschätzung von Investitionsvolumina für Netzerweiterungs- und Netzerneuerungsinvestitionen gefordert ist und qualitative Gesichtspunkte aus der Verbraucherperspektive Berücksichtigung finden müssen.

² Ein Grenzkostenpreissystem führt aus ökonomischer Sicht nur unter der Voraussetzung der stationären wie intertemporären Zurechenbarkeit aller Kosten zur Wohlfahrtsmaximierung. Es müssen die folgenden Prinzipien erfüllt sein, damit seine lenkende Funktion bestmöglich erfüllt ist: Zum einen müssen Preise dergestalt sein, dass jeder Faktor in diejenige Verwendung findet, in der er den höchsten Nutzen stiftet. In einem effizienten Preissystem muss der Verbraucher an der Grenze indifferent sein zwischen der einen und einer anderen Verwendung eines Faktors. Zum andern sollte der Preis im Gleichgewicht außerdem nicht-diskriminierend gegenüber den Verbrauchern sein. Der Preis sollte also so festgelegt werden, dass Angebot und Nachfrage ausgeglichen sind und er identisch ist für jeden Verbraucher und in jeder dann folgenden Verwendung. Der Preis der für ein Gut zu entrichten ist, entspricht dann im Optimum der Summe der Preise seiner Produktionsfaktoren und ihrem Opportunitätswert bei der Produktion alternativer Güter. Kurzum, der Preis eines Gutes entspricht hiernach den Kosten desselben.

III. Rate-of-Return-Regulierung

41. Der deutsche Gesetzgeber hatte sich im Jahr 1998 für die Netznutzungsentgelte in der Elektrizitätswirtschaft zunächst für den sogenannten verhandelten Netzzugang entschieden, der den Interessenverbänden der Elektrizitätswirtschaft selbst die strukturelle Ausgestaltung der Netznutzungsentgelte sowie weitere Netzzugangsbedingungen in Form der sogenannten Verbändevereinbarungen überließ. Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) 2005 wurde die Kontrolle der Netznutzungsentgelte ab dem Jahr 2006 der Bundesnetzagentur anvertraut (vgl. *Haucap/Rötzel* 2007). Vor Einführung der Anreizregulierung zum 1. Januar 2009 hatte die Bundesnetzagentur als zuständige Regulierungsbehörde dann in zwei Entgeltgenehmigungsrunden kostenbasierte Netznutzungsentgelte gemäß § 21 Abs. 2 EnWG festgelegt. Ihr Vorgehen hierbei entsprach im Wesentlichen Mischung aus Rate-of-Return-Regulierung und kostenbasierter Entgeltprüfung..

42. Bei einer Rate-of-Return-Regulierung sind die regulierten Unternehmen theoretisch in ihrer Preissetzung frei, solange die durch den Regulierer zugestandene Rendite des für die Produktion unbedingt notwendigen Kapitaleinsatzes nicht überschritten wird. In der Praxis jedoch und so auch im Fall der von der Bundesnetzagentur durchgeführten kostenbasierten Entgeltregulierung werden die zulässigen Tarife des regulierten Unternehmens über den produktionsnotwendigen Kosten nach Rate-of-Return-Grundsätzen für eine bestimmte Zeit so fixiert, dass vorübergehende Über- und Unterschreitungen des Rentabilitätszieles möglich sind und eine Anpassung dann im Rahmen einer weiteren Preisgenehmigung erfolgt.

43. Der große Nachteil einer kostenorientierten Regulierung besteht darin, dass das regulierte Unternehmen im Allgemeinen nur einen geringen Anreiz hat, seine Kosten zu senken. Denn jede Verbesserung der eigenen Effizienz wird durch die Regulierungsbehörde nachvollzogen und schlägt sich fast unmittelbar auch in einer Entgeltanpassung nieder. Ein klassischer Vorbehalt gegen die kostenbasierte Regulierung in Form der Rate-of-Return-Regulierung liegt noch dazu in dem sogenannten *Averch-Johnson-Effekt*: Wenn die durch eine vorsichtige Rate-of-Return-Regulierung zugestandene Kapitalverzinsung größer ist als die tatsächlichen Kapitalkosten, wirkt dies im Vergleich zum gesamtwirtschaftlichen Optimum wie eine Verbilligung des Kapitaleinsatzes gegenüber dem Produktionsfaktor Arbeit. Das regulierte Unternehmen kann seine Gewinne dann dadurch erhöhen, dass es mit einer ineffizient hohen Kapitalintensität produziert. Unter einer Rate-of-Return-Regulierung neigen die regulierten Unternehmen daher typischerweise zu einer Überkapitalisierung (vgl. *Averch/Johnson* 1962).

IV. Ausschreibungswettbewerb

44. Ein wettbewerbsanaloges Angebot an Versorgungsleistungen lässt sich unter bestimmten Voraussetzungen auch auf dem Wege von wettbewerblichen Ausschreibungen sicherstellen, bei denen nicht Wettbewerb auf einem Markt, sondern um einen Markt organisiert wird. Im Versorgungsbereich wird von dieser Möglichkeit vor allen Dingen auf Schienennahverkehrs- und Buslinienverkehrsmärkten Gebrauch gemacht. Der Besteller sichert dem Gewinner der Ausschreibung für einen bestimmten Zeitraum das Angebot der Versorgungsleistung zu. Unternehmen konkurrieren dann um das Recht zum Angebot über günstige Tarife und eine hohe Angebotsqualität über die qualitative Mindestanforderung des Regulierers hinaus. Außerdem verbreitet sind Ausschreibungskonkurrenzen über die geringste Konzessionsdauer oder den geringsten Zuschussbedarf.

45. Die Grenzen des Ausschreibungswettbewerbs als Instrument der Infrastrukturregulierung sind dort erreicht, wo beziehungsspezifische Investitionen von langfristiger Dauer getätigt werden müssen. Es sind lange Ausschreibungsperioden erforderlich, über deren gesamte Dauer der Gewinner des Ausschreibungswettbewerb dann der monopolistische Anbieter der betreffenden Versorgungsleistung wäre, um sich sämtliche Investitionserträge anzueignen und Investitionsanreize nicht negativ zu verzerren. Mit Spezifität und Laufzeit der zu tätigen Investitionen steigt die Gefahr eines sogenannten Hold-Up für Auftragnehmer wie Auftraggeber. Unvollkommene und unvollständige Informiertheit über die Zukunft kann dann prohibitiv komplexe explizite Vertragswerke zur gegenseitigen Absicherung vor Hold-Up in der spezifischen Vertragsbeziehung bedingen.

V. Yardstick-Regulierung (Benchmarking)

46. Eine Möglichkeit zur Reduktion der Informationsasymmetrien zwischen Regulierungsbehörde auf der einen Seite und reguliertem Unternehmen auf der anderen Seite besteht in einer sogenannten Yardstick-Regulierung, einem Vergleichswettbewerb (vgl. *Shleifer* 1985). Voraussetzung für diese Regulierung ist eine hinlängliche Zahl von Unternehmen, die unabhängig voneinander auf getrennten, aber doch vergleichbaren Märkten agieren. Die Regulierungsbehörde kann dann zur Ermittlung der zulässigen Preise oder Erlöse die Kosten der Unternehmen auf den unabhängigen Vergleichsmärkten zur Grundlage nehmen. Da diese Unternehmen zwar nicht unbedingt unter identischen, aber zumindest vergleichbaren Bedingungen arbeiten und die Regulierung auf tatsächlich beobachteten Kostenstrukturen beruht, überfordert die Regulierungsbehörde die regulierten Unternehmen durch ihre Regulierungsentscheidung nicht, da die tatsächlich beobachteten Kosten nicht unterhalb der hypothetischen Effizienzkosten liegen können, solange die Vergleichsunternehmen zumindest verlustfrei arbeiten.

47. In der Praxis sind unter identischen Marktgegebenheiten arbeitende unabhängige Unternehmen – das Ideal der Yardstick-Regulierung – nicht zu finden. Über Benchmarking-Verfahren lassen sich die unterschiedlichen Unternehmen jedoch in der Regel näherungsweise normalisieren. Von besonderer Schwierigkeit sind im Infrastrukturbereich hierbei strukturelle und technologische Unterschiede, die bei der Regulierung Berücksichtigung finden müssen.

48. Elemente einer Yardstick-Regulierung finden sich auch in der für die deutschen Energieversorgungsnetze gewählten Anreizregulierung. Beispielsweise sind die Effizienzvergleiche zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für die Erlösobergrenzen jeder Regulierungsperiode auf den Yardstick-Gedanken zurückzuführen. Der Effizienzvergleich wird dabei prinzipiell durch zwei verschiedene statistischer Methoden durchgeführt, die Data Envelopment Analyse (DEA) und die Stochastic Frontier Analysis (SFA). Anhand verschiedener Parameter kann so die produktive Effizienz eines Netzbetreibers ermittelt werden.³

³ Für Details siehe z.B. *Elsenbast/Nick/Boche* 2008.

E. Anreizregulierung

I. Allgemeine Bemerkungen

49. Das Konzept der Anreizregulierung entfernt sich von der an eine stetige Effizienz-kostenermittlung gebundene Kostenregulierung, indem dem anreizregulierten Unternehmen durch die Vorgabe von Preis- oder Erlöspfaden über die Dauer von ex ante definierten Regulierungsperioden Anreize zur Effizienzsteigerung gesetzt werden. Die Anreizregulierung koppelt Preise oder Erlöse jeweils für die Dauer einer Regulierungsperiode von den Kosten der Leistungserstellung ab und bietet den regulierten Unternehmen hierdurch Anreize zu kostensenkenden Maßnahmen. Wenn Preise- oder Erlöse regulatorisch vorgegeben sind, lassen sich Profite dadurch erhöhen, dass Kosten gesenkt werden. Effiziente Unternehmen erhalten hierdurch eine höhere Kapitalverzinsung, während weniger effizienten Unternehmen eine geringere Rendite zufließt. Je länger die Regulierungsperiode angelegt ist, desto höher sind auch die Anreize zur Kostensenkung zu Beginn der Regulierungsperiode, da die so ermöglichten Gewinne umso länger realisiert werden können. Wesentlich für die Anreizwirkung ist daher primär die Länge der Regulierungsperiode.

50. Die Anreizregulierung wird teilweise auch als RPI-X- oder CPI-X-Regulierung bezeichnet. Dies bringt zum Ausdruck, dass für eine festgelegte Regulierungsperiode von mehreren Jahren für jedes Jahr t eine Preis- oder Erlösobergrenze in folgender Weise festlegt wird (vgl. *Littlechild* 1983):

$$p_t = p_{t-1} * (1 + \text{RPI-X})$$

51. Der maximal zulässige Preis in einer Regulierungsperiode t orientiert sich an dem Preis der vorherigen Regulierungsperiode $t-1$, welcher um die Inflationsrate und einen festgelegten Produktivitätsfortschritt X korrigiert wird. Die Inflationsrate wird dabei durch die Entwicklung eines geeigneten Preisindex abgebildet, wie z.B. dem Retail Price Index (RPI), dem Consumer Price Index (CPI) oder einem anderen Index. Der Produktivitätsfortschritt X kann durch die Regulierungsbehörde entweder als ein für sämtliche Unternehmen der regulierten Branche einheitlich gültiger Produktivitätsfortschritt festgelegt werden oder auch als ein an die betrieblichen Gegebenheiten jedes einzelnen Unternehmens individuell angepasster Produktivitätsfortschritt beschrieben werden. Die für die deutschen Energienetze vorgenommene Anreizregulierung geht wegen der Heterogenität in der Ausgangssituation letzteren Weg. In jedem Fall jedoch ist für die Regulierung der Energieversorgungsnetze davon auszugehen, dass der mit einem Effizienzziel beschriebene Produktivitätsfortschritt X zumindest in den ersten Regulierungsperioden der Anreizregulierung größer gewählt werden kann als der zu erwartende Produktivitätsfortschritt der Gesamtwirtschaft, da in den noch aus den Zeiten vor der Marktliberalisierung und der Privatisierung stammenden Netzen zunächst eine aufholende Produktivitätssteigerung aufgrund der vermutlich beträchtlichen eingelagerten Ineffizienzen gelingen sollte.

52. Grundsätzlich kann die Anreizregulierung als Preisobergrenze für einzelne Entgelte ausgestaltet werden, als Obergrenze für unterschiedliche Leistungskörbe, bei denen die Preise für die im Korb enthaltenen Leistungen dann in geeigneter Weise zu gewichten sind, oder als eine Obergrenze für die gesamten Erlöse des regulierten Unternehmens. Jede Lösung hat spezifische Vor- und Nachteile, die sich mühsam durch ergänzende Maßnahmen ausgleichen lassen. Grundsätzlich bietet die Wahl einer Preisobergrenze dem regulierten Unternehmen

bessere Anreize, seine Kapazität auszulasten, da die Zielgröße der Regulierung unabhängig von der ausgebrachten Leistungsmenge ist. Ein weit gefasster Korb dagegen bietet den Vorteil, dass das regulierte Unternehmen seine Preisstruktur flexibel an veränderte Marktgegebenheiten anpassen kann.

53. In der Regulierungspraxis für die deutschen Energieversorgungsnetze findet eine komplexe Regulierungsformel zur Ermittlung einer unternehmensindividuellen Erlösobergrenze Anwendung. Die Erlösobergrenz für jedes Jahr einer Regulierungsperiode bestimmt sich nach dieser seit der zweiten Regulierungsperiode wie folgt (vgl. Anlage 1 der Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007, BGBl. I S. 2529, zuletzt geändert durch Art 7 V v. 3. September 2010, BGBl. I S. 1261):

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}) * (VPI_t / VPI_0 - PF_t) * EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

54. In der Regulierungsformel werden unternehmensindividuelle Effizienzsteigerungsziele V_t über durch die Netzbetreiber beeinflussbare Kostenbestandteile $KA_{b,0}$ beschrieben und von nicht-beeinflussbaren Kostenbestandteilen $KA_{dnb,t}$ und vorübergehend nicht-beeinflussbaren Kostenbestandteilen $KA_{vnb,0}$ getrennt, die Verbraucherpreisentwicklung durch die Entwicklung des durch das Statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex berücksichtigt (VPI_t / VPI_0), der generelle sektorale Produktivitätsfortschritt (PF_t) vorgegeben und durch das Qualitätselement (Q_t) ein Bonus bzw. Zuschlag für überdurchschnittliche Qualität und ein Malus bzw. Abschlag für unterdurchschnittliche Qualität gewährt.

55. Aus ökonomischer Sicht bemerkenswert ist die Unterscheidung von durch das regulierte Unternehmen beeinflussbaren und nicht-beeinflussbaren Kostenbestandteilen in der für die deutschen Energieversorgungsnetze zur Anwendung kommenden Regulierungsformel. Das RPI-X-Format wurde so abgewandelt, dass Produktivitätsfortschritte nicht auf die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenbestandteile angewendet werden. Ökonomisch muss dies notwendigerweise zur Folge haben, dass PF_t als X in der deutschen Regulierungsformel für die Energieversorgungsnetze in jedem Fall nicht an der gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung zu messen ist, die stets sämtliche Kostenbestandteile umfasst.

56. Die beeinflussbaren Kosten sind nichts Anderes als die produktive Ineffizienz des Netzbetreibers dar, welche innerhalb von zwei Regulierungsperioden abgebaut werden soll. Die Effizienz eines Netzbetreibers und damit die als nicht beeinflussbar geltenden Kosten eines Netzbetreibers werden in der Anreizregulierung durch einen statistischen Effizienzvergleich der Netzbetreiber auf Basis von DEA und SFA ermittelt, indem der für den Betreiber günstigste Effizienzwert aus vier Methoden angesetzt wird. Für die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten wird kein Produktivitätsfortschritt V_t erwartet.

57. In der Anreizregulierungsformel werden zudem ein Erweiterungsfaktor EF_t , die unterschiedliche Entwicklung von volatilen Kostenelementen (VK) sowie der Saldo (S) des Regulierungskontos zwischen verschiedenen Jahren ermittelt.

58. Der Erweiterungsfaktor (EF) und der Qualitätsfaktor (Q) sind bei jeder Form der Anreizregulierung von erheblicher Bedeutung, da Anreize zur Kostensenkung anderenfalls Anreize zu Kapazitätsabbau und Qualitätssenkungen generieren würden. Eine Anreizregulierung ist daher aus ökonomischer Sicht stets mit Mindestvorgaben und Anreizen zum Kapazitätserhalt bzw. -ausbau und zur Qualitätssicherung zu versehen.

II. Netzausbau

59. Von besonderer Schwierigkeit bei der konkreten Ausgestaltung der Regulierungsformel in der Praxis ist, dass bei den Investitionskosten zwischen Kosten für Erhaltungsinvestitionen und für Erweiterungsinvestitionen zu unterscheiden ist. Während erstere dem laufenden Betrieb zuzuordnen sind und daher bereits in den durch die deutsche Regulierung festgelegten nicht beeinflussbaren Kostenbestandteilen enthalten sind, sodass sie die Erlösobergrenze nicht weiter erhöhen sollen, sollten effiziente Erweiterungsinvestitionen die Erlösobergrenzen über den Erweiterungsfaktor (EF) erhöhen. Die Systematik eröffnet nun in der Praxis vielfältige Beeinflussungsmöglichkeiten für Netzbetreiber bei der Zurechnung einzelner Kosten zu diesen Kostenarten.

60. Von Netzausbauprojekten in den Stromversorgungsnetzen, die vornehmlich dem Anschluss neuer Erzeugungskapazitäten dienen, sind Projekte abzugrenzen, die Engpasssituationen im oder an der Grenze des bestehenden Stromversorgungsnetzes beseitigen sollen. Ein Engpass besteht, wenn die Nachfrage nach Übertragungskapazität zum Normalpreis an der Engpassstelle ihr Angebot übersteigt. Im Stromnetz beträgt der Normalpreis auf Großhandelsebene Null. Bei der Bewirtschaftung einer Engpassstelle fällt daher eine Knappheitsrente an. Engpassstellen innerhalb des deutschen Stromversorgungsnetzes sind gegenwärtig noch nicht verbreitet. An den Außengrenzen der deutschen Stromversorgungsnetze existieren jedoch einige Netzengpässe, welche auch nicht lediglich temporärer Natur sind (vgl. hierfür und im Weiteren *Monopolkommission* 2009, Tz. 330 ff., *Monopolkommission* 2011, Tz. 367 ff.).

61. Grundsätzlich kommt es auf den jeweiligen Einzelfall an, welche der unterschiedlichen Möglichkeiten zur Verwendung der Knappheitsrente effizient ist. Beispielsweise lässt sich die Knappheitsrente für den Netzausbau mit dem langfristigen Ziel einsetzen, den Engpass zu beseitigen. Allerdings ist die vollständige Beseitigung eines Engpasses nicht notwendigerweise effizient. Denn die Beseitigung insbesondere temporärer Engpässe ist aus ökonomischer Sicht nur dann lohnend, wenn der mit der Beseitigung des Engpasses verbundene Aufwand von dem mit der Beseitigung des Engpasses verbundenen gesellschaftlichen Nutzen mindestens aufgewogen wird. Dies ist typischerweise nicht der Fall, wenn der Netzausbau mit sehr hohen Investitionskosten einher geht. Bei der Vielzahl der Netzengpässe an den Außengrenzen der deutschen Transportnetze jedoch und der durch den Ausbau der erneuerbaren Energien bedingten wachsenden Gefahr innerdeutscher Engpässe, erscheint diese Vorsicht nicht unbedingt angebracht. Ausschlaggebend hierfür ist die Nachhaltigkeit der Engpasssituationen.

62. Den Netzbetreibern in der Stromversorgung lässt § 15 Abs. 2 StromNZV die Wahl, die Erlöse aus der Engpassbewirtschaftung zur Beseitigung des Engpasses einzusetzen, sie hierfür zurückzustellen oder die Netzentgelte entsprechend zu mindern. Durch diese Wahlmöglichkeit werden die Anreize der Transportnetzbetreiber beeinträchtigt, in den Netzausbau und die Beseitigung einer bestehenden, bewirtschafteten Engpasssituation zu investieren. Durch die deutsche Anreizregulierung, die den Transportnetzbetreibern eine Erlösobergrenze vorschreibt, werden die Anreize grundsätzlich auch nicht weiter gestärkt, durch den Ausbau der Netzengpässe zusätzliche Transporte und mithin höhere Erlöse zu erzielen. Den zusätzlichen unternehmerischen Risiken der Netzbetreiber beim Ausbau der Netzengpässe lässt sich nur begegnen, indem Investitionen im Zusammenhang mit dem Management von Netzengpässen konsequent den durch den jeweiligen Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Kostenbestandteilen zugerechnet werden.

63. Regulierungsferien können ein alternatives Instrument sein, um die Entstehung und Implementierung neuer Technologien zu fördern. Sie stellen den grundsätzlich regulierungsbedürftigen Unternehmensbereich oder einen Teil desselben für einen festgelegten Zeitraum von Regulierungseingriffen frei. Die energiepolitischen Herausforderungen im Strombereich aus dem Ausstieg aus der Atomkraft einerseits und der mit diesem verbundenen verstärkten Hinwendung zur Gas- und Kohlekraft und zu erneuerbaren Energieträgern andererseits, beispielsweise auch in Form des Anschlusses großer Offshore-Windkraftanlagen an das Stromnetz, erfordern ein hohes Investitionsvolumen in neue Transporttrassen.

64. Regulierungsferien lassen erwarten, dass den Netzbetreibern über den begrenzten Zeitraum der Freistellung von Regulierung eine höhere Verzinsung als die im Rahmen einer Anreizregulierung festgelegte Rendite auf das eingesetzte Kapital verbleibt. Anstelle einer an den Kosten einer wettbewerblichen Leistungserstellung orientierten Erlösobergrenze kann der Netzbetreiber bei Regulierungsferien seine Investitionen, deren Ausgang Unsicherheit unterliegt und deren wirtschaftlicher Erfolg sich möglicherweise wegen des typischerweise hohen Zeitbedarfes für den Infrastrukturausbau erst mit einer erheblichen zeitlichen Verzögerung einstellt, unter Monopolbedingungen ausführen. Zeitlich begrenzte Regulierungsferien mindern daher das Regulierungsrisiko bei besonders innovative Technologien gegenüber den im Rahmen der Anreizregulierung vorgesehenen Regelungen zur Förderung der üblichen Netzausbauinvestitionen.

III. Preis- und Erlöspfade

65. Kostensenkungsanreize werden bereits durch jede einfache Preis- oder Erlösfixierung gesetzt. Der Regulierer legt für die zu regulierenden Energieversorgungsnetze eine Entgelt- oder Erlösobergrenze fest, die fortan von den Netzbetreibern nicht mehr überschritten werden darf. Jeder Netzbetreiber hat dann wirtschaftliche Anreize seine Überschüsse dadurch zu maximieren, dass er Kosten bei der Leistungserstellung einspart. Damit auch die Verbraucher an den Kostensenkungen bzw. Effizienzsteigerungen teilhaben, wird durch den X-Faktor ein Pfad beschrieben, der bestimmt, welche Produktivitätsfortschritte an die Verbraucher weiterzugeben sind. Zudem sollte die Regulierungsbehörde, der ökonomischen Logik der Anreizregulierung folgend, die zulässigen Preis- oder Erlösobergrenzen zu Beginn einer jeden neuen Regulierungsperiode an die Entwicklung der Kosten der effizienten Leistungserstellung anpassen.⁴ In der Praxis werden daher neben den vor neuen Regulierungsperioden obligatorischen Anpassungen der Erlösobergrenzen an die tatsächlichen Unternehmenskosten daher durch den X-Faktor auch Pfade für die Preis- oder Erlösentwicklung beschrieben.

66. Die Prognose der für die Netzbetreiber zu erwartenden Effizienzverbesserung in den Pfaden für die Erlösobergrenzen lässt den Konsumenten unmittelbar an Effizienzgewinnen teilhaben. Gelingen dem Netzbetreiber Effizienzsteigerungen über das festgelegte Maß hinaus, so werden nach dem Konzept der Anreizregulierung die realisierten Effizienzgewinne mit Beginn der folgenden Regulierungsperiode durch abgesenkte Netzentgelte an die Verbraucher weitergegeben.

67. Aus ökonomischer Perspektive bestimmt nicht der X-Faktor, wie stark die Anreize zur Kostensenkung sind, sondern die Dauer der Regulierungsperiode. Durch die Länge der Regulierungsperiode wird bestimmt, in wie vielen Perioden Gewinne aus einer erfolgreichen

⁴ Auch ein unregulierter Monopolist würde Effizienzsteigerungen durch Preissenkungen zu einem Teil an die Verbraucher weitergeben. Im regulierten Monopol geschieht dies jedoch nicht, solange der Monopolpreis höher ist als die zulässige Preisobergrenze aus der Regulierung.

Kostensenkung im Unternehmen realisiert werden können, bevor es zu einer erneuten Absenkung der Entgelte kommt. Der X-Faktor dagegen hat keinen Einfluss auf die Kostensenkungsanreize. Der X-Faktor beeinflusst zwar die Profitabilität des Netzbetreibers als Ganzes, jedoch wirkt sich X-Faktor bei konsequenter Anwendung nicht auf die Profitabilität einer Kostensenkungsmaßnahme aus.

IV. Regulierungsperioden

68. Eine Regulierungsperiode für die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze dauert in Deutschland fünf Jahre. Vor jeder Regulierungsperiode wird ein Ausgangsniveau der individuellen Erlösobergrenzen auf der Basis der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres ermittelt. Außerdem wird eine Effizienzprüfung vorgenommen, die auf den Grundgedanken der Yardstick-Regulierung zurückgeführt werden kann und die Berücksichtigung von Kosten verhindern soll, die auf persistente Ineffizienzen zurückzuführen sind. Hierzu führt die Bundesnetzagentur einen bundesweiten und im Fall der Übertragungsnetzbetreiber jeweils auch einen internationalen Effizienzvergleich durch. Die durch diesen Vergleich eventuell ermittelten individuellen Ineffizienzen eines Netzbetreibers sind dann gemäß § 16 Abs. 1 ARegV unter Anwendung eines Verteilungsfaktors rechnerisch gleichmäßig über einen bestimmten Zeitraum abzubauen. Die für die erste Regulierungsperiode bestimmten individuellen Effizienzvorgaben sind über den Verlauf der ersten beiden Regulierungsperioden umzusetzen. Für die dann nachfolgenden Regulierungsperioden sollen eventuelle individuelle Ineffizienzen jeweils zum Ende einer laufenden Regulierungsperiode hin ausgeglichen werden. Eine reine Yardstick-Regulierung, in der sich die Erlösobergrenzen der Unternehmen nicht länger an den individuellen Kostensituationen orientieren und damit relative Effizienzunterschiede berücksichtigt werden, ist in der für die deutschen Energieversorgungsnetze vorgenommenen Anreizregulierung nicht vorgesehen (vgl. *Monopolkommission* 2007).

69. Durch die Fixierung der Erlös- oder Preisobergrenze über eine feste Regulierungsperiode, nach deren Ablauf jeweils eine neue Festlegung erfolgt, nimmt der Regulierer in Kauf, dass sich die Anreizintensität im Verlauf der Regulierungsperiode verändert. Stets ist der Anreiz, Investitionen zu tätigen und Kostensenkungen zu realisieren, zu Beginn einer jeden Regulierungsperiode am höchsten und reduziert sich zum Ende derselben hin. Eine Festlegung auf feste Regulierungsperioden ist allerdings bei der Fixierung von Preis- oder Erlösobergrenzen unerlässlich, da asymmetrische Information zwischen Regulierungsbehörde und reguliertem Unternehmen sowie Unsicherheit über zukünftige nachfrage- und angebotsseitige Entwicklungen eine regelmäßige Anpassung der Anreizregulierung erfordern, wenn die gesamtgesellschaftliche Wohlfahrtsmaximierung das Regulierungsziel der Anreizregulierung ist.

V. Sliding-Scale-Regulierung

70. Die Implementierung einer Anreizregulierung über Regulierungsperioden mit regelmäßig wiederkehrenden Anpassungen der Preis- und Erlöspfade an die Entwicklung der Kosten einer effizienten Leistungserstellung ist eine Form der stetigen Anpassung des Regulierungsniveaus an das jeweils in der regulierten Industrie mögliche Effizienzniveau. Auf diese Weise werden die Anreize der regulierten Versorgungnetzbetreiber für kostensenkende Investitionstätigkeiten regelmäßig adjustiert und ihre Rentenerzielungsmöglichkeiten

reduziert, während den Verbrauchern durch die regelmäßige Anpassung an das mögliche Effizienzniveau höhere Renten zufließen. Die resultierende Allokation bei den dann niedrigeren Preisen ist zudem effizient, während bei einer unveränderten Fortschreibung der Preis- und Erlöspfade aus der vorherigen Regulierungsperiode Ineffizienzen bestehen bleiben.

71. Unter der Voraussetzung, dass sich zumindest im Nachhinein die wahren Kosten der Leistungsbereitstellung bei den regulierten Versorgungsnetzbetreibern beobachten lassen, können theoretisch auch vertragliche Lösungen geschaffen werden, welche die Frequenz notwendiger Eingriffe in die Preisbildung durch den Regulierer reduzieren. Es muss ein vertragliches Arrangement in Abhängigkeit von der ex post jeweils zu beobachtenden Effizienz der regulierten Unternehmen gefunden werden, das anreizgerecht ist und aus Sicht der regulierten Unternehmen individuell rational, d.h. das die Teilnahmebedingung nicht verletzt. Letztere ist erfüllt, solange die Überschüsse der Anreizregulierung über eine Teilungsregel über die Konsumenten und die Produzenten in einer Weise aufgeteilt werden, dass effiziente Unternehmen einen größeren Rentenanteil behalten als weniger effiziente Unternehmen. Alle über dieses Maß hinaus verbleibenden Überschüsse können den Verbrauchern dann in Form von Preissenkungen über die Zeit zugutekommen, ohne dem anreizregulierten Unternehmen seine Anreize zu weiterer kostensenkender Investition zu nehmen (vgl. *Laffont/Tirole* 1993, S. 137 ff.).

72. In der Praxis wurde eine solche Lösung als Sliding-Scale-Regulierung verwendet. Bei einer Sliding-Scale-Regulierung wird das RPI-X-Format der Anreizregulierung um einen Faktor erweitert, der die durch das regulierte Unternehmen bereits erreichte Effizienz in die zulässige Preis- bzw. Erlösobergrenze integriert, beispielsweise über eine Aufteilung der durch das Unternehmen erzielten und ex post beobachtbaren Gewinne, der dann eine Rentenaufteilung zwischen den Unternehmen und den Verbrauchern herbeiführt und auf diese Weise die Intensität des Kostensenkungsanreizes zugunsten einer stetigen Weitergabe von Effizienzgewinnen an die Verbraucher moduliert.

VI. Preisobergrenze versus Erlösobergrenze

73. Preisobergrenzen bieten den Unternehmen größere Anreize, die Produktionsmenge auszudehnen als Erlösobergrenzen. Während bei einer Regulierung von Preisobergrenzen für das regulierte Unternehmen die Möglichkeit besteht, über eine Ausdehnung der Produktionsmenge auch den Gewinn zu steigern, sofern die Preisobergrenze oberhalb der variablen Kosten liegt, besteht diese Möglichkeit bei einer Regulierung der Erlösobergrenzen nicht (vgl. *Haucap/Rötzel* 2007). Bei einer bindenden Erlösobergrenze kann eine Mengenausweitung nur unter der Voraussetzung einer gleichzeitigen Preissenkung abgesetzt werden. Vielmehr besteht bei einer regulatorischen Vorgabe von Erlösobergrenzen sogar ein Anreiz, die Produktionsmenge zurückzufahren und im Gegenzug die Preise hochzusetzen, sodass die Erlöse unverändert bleiben, aber zumindest die variablen Produktionskosten reduziert und so die Gewinne erhöht werden können.

74. Da in Monopolsituationen in der Regel von einer Angebotsverknappung mit den entsprechenden allokativen Effizienzverlusten auszugehen ist, eignet sich eine Regulierung von Preisobergrenzen tendenziell eher dazu, diese allokativen Ineffizienzen zu vermeiden. Andererseits ist die Reduktion der Energienachfrage jedoch ein explizites politisches Ziel, sodass aus dieser Sicht eine Regulierung der Erlösobergrenzen eher konsistent mit der politischen Zielsetzung ist.

75. Erlösobergrenzen bieten zudem den Vorteil einer größeren Angebotsflexibilität. Sie eröffnen dem regulierten Unternehmen Preissetzungsspielräume und Spielräume bei der Zusammensetzung des eigenen Angebotes, um kurzfristig auf eventuelle Nachfrageveränderungen zu reagieren. Allerdings sind diesen Anpassungsmöglichkeiten auch Grenzen gesetzt. Insbesondere unerwartete Nachfrageanstiege sind im Rahmen einer einfachen Erlösobergrenze durch Anpassungsreaktionen einzelner Unternehmen allein nur schwer zu beherrschen. Die Anreizregulierung für die deutschen Energieversorgungsnetze wurde daher mit Regulierungskonten ergänzt, die die auf kurzfristige Veränderungen der Ausbringungsmengen zurückzuführenden Erlös- und Kostenänderungen auffangen sollen.

76. Werden Obergrenzen für Körbe von Leistungen oder Erlösobergrenzen anstelle von Obergrenzen für Einzelpreise vorgegeben, so sind durch die Regulierungsbehörde die Quersubventionierungs- und Diskriminierungspotenziale aufgrund unterschiedlicher Wettbewerbsintensitäten auf den unter der Anreizregulierung zusammengefassten Teilmärkten zu beachten. Unterliegt ein reguliertes Unternehmen mit seinem Gesamtangebot einer einheitlichen Erlösobergrenze und sieht es sich auf einem Teilmarkt einem starken Wettbewerbsdruck ausgesetzt, während es auf einem anderen Teilmarkt eine ungefährdete Monopolstellung genießt, so kann es ggf. auf dem wettbewerblichen Teilmarkt seine Leistungen zu potenziell wettbewerbsgefährdenden Verdrängungspreisen anbieten, während es auf dem monopolistischen Teilmarkt die größeren Preissetzungsspielräume zur Gemeinkostendeckung und Überschusserzielung nutzt. Dies ist insbesondere zu befürchten, wenn für das Angebot der unterschiedlichen Leistungen auf eine identische Infrastruktur zurückgegriffen wird. Dann ist der Gemeinkostenanteil im Vergleich zu den direkt zurechenbaren Kostenbestandteilen groß und es besteht bei einer Erlösobergrenze die erhöhte Gefahr einer diskriminierenden Gemeinkostenzuschlüsselung, der eine Regulierungsbehörde letztlich nur durch eine Rückkehr zu einer Kontrolle der Entgeltsysteme oder durch eine Rückkehr zu spezifischen Preisobergrenzen für die Teilmärkte begegnen kann.

VII. Ramsey-Preissetzung versus Monopolpreissetzung

77. Typischerweise sind auch die Betreiber von Energieversorgungsnetzen Mehrproduktunternehmen. In der Diskussion darüber, ob einzelne Preisobergrenzen für jedes durch den Betreiber angebotene Produkt erforderlich sind oder aber globale Preisobergrenzen für Leistungskörbe bis hin zu einer Erlösobergrenze für die ganze Palette unterschiedlicher Angebote auch festgelegt werden sollen, wird oftmals auf sogenannte *Ramsey-Preise* verwiesen (vgl. beispielsweise *Kruse* 2003).

78. *Ramsey-Preise* seien, so das Argument, strukturell den Monopolpreisen ähnlich. Es gelte stets die inverse Elastizitätenregel: Unternehmen, die ihre Gewinne maximieren, setzen bei denjenigen Produkten in ihrer Angebotspalette die höchsten Margen, bei denen die Ausweichreaktion der Verbraucher am schwächsten ist. Produkte mit einer niedrigeren Preiselastizität der Nachfrage werden daher mit einer höheren Marge versehen als Produkte mit einer höheren Preiselastizität. Die Preise eines gewinnmaximierenden monopolistischen Mehrproduktanbieters müssten dann lediglich um Korrekturfaktoren verändert werden, um zu den zweitbesten wohlfahrtsoptimalen Preisen im Ramsey-Optimum zu gelangen.

79. Diese Schlussfolgerung ist voraussetzungsvoll. *Höffler* hat darauf hingewiesen, dass grundsätzlich lediglich die logische Struktur der Preisbildung des gewinnmaximierenden Monopolisten auf der einen Seite und die eines hypothetischen wohlfahrtsmaximierenden Planers auf der anderen identisch ist, nicht jedoch die Struktur des Prozessergebnisses, der

Preise selbst also (vgl. Höffler 2006). Die Korrekturfaktoren, die jeweils erforderlich sind, um die Monopolpreise in zweitbeste wohlfahrtsoptimale *Ramsey-Preise* zu überführen, stehen üblicherweise in keinem geordneten linearen Zusammenhang. Dies ist lediglich für den unrealistischen Fall einer über alle Preise konstanten Elastizität der Nachfrage erfüllt. Es ist daher eine irriige Annahme, die Monopolpreise eines privaten Mehrproduktunternehmens seien lediglich die second-best wohlfahrtsoptimalen Ramsey-Preise des sozialen Planers „auf einem höheren Niveau“. Vielmehr können sich die Preisverhältnisse der unterschiedlichen Produkte zueinander in beiden Fällen so stark unterscheiden, dass die sich jeweils realisierenden Preisstrukturen höchst unterschiedlich sind.

80. Die strukturellen Unterschiede zwischen den zweitbesten wohlfahrtsoptimalen *Ramsey-Preisen* und den tatsächlich auf unregulierten Versorgungsmärkten mit mehreren Produkten zu beobachtenden Preisen nehmen weiter zu, wenn auf einzelnen Märkten derselben Branche zusätzlich Wettbewerb eingeführt wird. Es ähneln dann die tatsächlich zu beobachtenden Preise weder der Höhe nach noch in ihrer Struktur den *Ramsey-Preisen* und auch nach der logischen Struktur der Preissetzung gibt es keinen Zusammenhang mehr, weil Preise auf den bereits wettbewerblichen (Teil-)Märkten nach anderen (strategischen) Prinzipien gebildet werden als auf den weiterhin monopolistischen (Teil-)Märkten. Das Problem des sozialen Planers über einen vertikal integrierten Netzbetreiber, der auch auf den Endkundemärkten aktiv ist, nimmt auf Märkten für Vorleistungsprodukte also weiter zu, weil er zusätzlich die Effekte seiner Regulierungsentscheidung auf den nachgelagerten Märkten beachten muss. Hierbei steht beispielsweise in der Elektrizitätswirtschaft die Frage im Vordergrund, wie die Gemeinkosten des Netzbetriebs zu decken sind und inwieweit Aufschläge auf den Endkundenpreisen anstatt auf den Preisen für die Vorleistungsprodukte zu ihrer Refinanzierung beitragen sollen.

81. Das Ramsey-Argument ist folglich grundsätzlich nicht als Argument gegen die aufmerksame Regulierung eines monopolistischen Netzbetreibers geeignet. Zutreffend ist zwar, dass die Aufschläge durch den Monopolisten wie durch einen als sozialer Planer agierenden Regulierer entsprechend der inversen Elastizitätenregel auf den (Teil-)Märkten am höchsten gewählt werden, auf denen die Preiselastizitäten der Nachfrage am niedrigsten sind. Da Preiselastizitäten jedoch kein konstantes Datum sind, sondern diese sich mit den sich zwischen der unregulierten Monopolsituation und der durch den Regulieren angestrebten zweitbesten wohlfahrtsoptimalen Situation entlang der sich verändernden Residualnachfragen erheblich unterscheiden, können sich auch die einzelnen Preise ihrer Höhe und Struktur nach erheblich unterscheiden. Hiermit verbunden ist die Feststellung, dass sich aus dem Ramsey-Argument pauschal keine Aussagen dazu ableiten lassen, wie weit die in Netzindustrien typische monopolistische Preissetzung unter Wohlfahrtsgesichtspunkten von der zweitbesten wohlfahrtsoptimalen Situation entfernt liegt.

VIII. Angebotsqualität und Versorgungssicherheit

82. Während die kostenorientierte Rate-of-Return-Regulierung immanente Anreize zu einer Ausweitung der Kapitalbasis besitzt und damit zu einer Ausdehnung der Angebotsqualität bzw. der Versorgungssicherheit sogar über ein effizientes Maß hinaus, wird unter einer Anreizregulierung eine Reduktion der kurzfristigen wie langfristigen Angebotsqualität unter das wohlfahrtsoptimale Maß befürchtet. Denn jeder Anreizmechanismus, der Kosteneinsparungen in den Energieversorgungsnetzen fördert, kann auch zu einer Reduktion der Angebotsqualität führen, solange eine höhere Angebotsqualität mit höheren Kosten verbunden ist. Denn Kosteneinsparungen zur Erhöhung der bei dem anreizregulierten Netzbetreiber

verbleibenden Gewinne können zum einen bei den unmittelbaren Betriebskosten vorgenommen werden, zum anderen aber auch bei den Investitionskosten. Wenn Kosteneinsparungen Investitionskosten in laufend zu tätige Erhaltungsinvestitionen betreffen, kann dies zu einer Qualitätsverschlechterung bereits in der laufenden Regulierungsperiode beitragen. Wenn längerfristige Netzausbauinvestitionen von Einsparungen betroffen sind, treten die aus den Einsparungen resultierenden Qualitätsverschlechterungen erst in folgenden Regulierungsperioden auf.

83. Der Begriff der Qualitätsverschlechterung ist aus ökonomischer Sicht insofern ein ambivalenter Begriff, als nicht jede Form der relativen Verschlechterung eines beobachtbaren Qualitätsparameters bereits auch eine Absenkung der gesellschaftlichen Wohlfahrt, die das eigentliche Ziel des Regulierungshandelns sein sollte, bedeutet. So ist denkbar, dass die ursprünglich staatlichen Monopole in der Energiewirtschaft zumindest in Teilen zu einem gesamtwirtschaftlich zu hohen Ausgangsniveau in der Versorgungsqualität beigetragen haben und dass Anreizregulierung vor diesem Hintergrund zu einer gesellschaftlich zunächst erwünschten, gleichzeitig kosteneinsparenden Anpassung der Qualität „nach unten“ führt.

84. Jede Anreizregulierung muss daher mit Anzelelementen kombiniert werden, die eine auch qualitativ effiziente Leistungserbringung sicherstellen und lediglich effizienzsteigernde Kostensenkungen zulassen. Die Qualitätselemente müssen zum einen an geeigneten Qualitätsparametern anknüpfen und zum anderen zu einem an der gesellschaftlichen Wohlfahrt orientierten Niveau der Versorgungsqualität führen. In Großbritannien hat man die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze um Anzelelemente ergänzt, die beispielsweise an der Zahl und Dauer von Versorgungsunterbrechungen anknüpfen, die die Schnelligkeit bei der Beseitigung von witterungsbedingten unvermeidbaren Störungen belohnen, aber auch Indikatoren der Kundenzufriedenheit berücksichtigen. Auch das deutsche Anreizregulierungsformat enthält zur Aufrechterhaltung oder Verbesserung der Versorgungsqualität ein Qualitätselement, den sog. Q-Faktor in der Regulierungsformel (vgl. *Monopolkommission* 2011). Zur Ausgestaltung des Q-Faktors können Kennzahlen wie SAIDI (System Average Interruption Duration Index) und ASIDI (Average System Interruption Duration Index) zur Abbildung der Dauer von Versorgungsunterbrechungen verwendet werden. Grundlage dieser Indizes sind die gemäß § 52 EnWG zu meldenden Unterbrechungsdaten der Netzbetreiber. In Abhängigkeit von dem Qualitätsfaktor sollen Versorgungsnetzbetreiber dann Boni und Mali auf die zulässigen Erlösobergrenzen erhalten und auf diese Weise die wirtschaftlichen Folgen einer Abweichung von der gesellschaftlich erwünschten Qualität in ihre Investitionsplanung internalisieren.

85. Fraglich ist, ob die durch die Bundesnetzagentur vorgesehenen Maßnahmen diesem hohen Anspruch gerecht werden. Optimale Q-Anzelelemente müssten so ausgestaltet sein, dass die zusätzlichen gesellschaftlichen Kosten einer aufgetretenen Störung gerade den zusätzlichen Kosten ihrer Vermeidung entsprechen und schließlich von dem Netzbetreiber, der für die Störung verantwortlich ist, zu tragen sind. Sodann stellte sich die gesamtwirtschaftlich erwünschte Versorgungsqualität ein. Problematisch ist hierbei insbesondere, dass aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht jede Versorgungsstörung zu vermeiden ist sondern lediglich diejenigen, bei denen der Nutzen aus der Störungsbehebung und -vermeidung die mit der Störungsbehebung und -vermeidung verbundenen Kosten übersteigt. Es stellt sich ein vielschichtiges Messbarkeits- und Beurteilungsproblem.

Literatur

- Averch, Harvey und Johnson, Leland L. 1962: Behavior of the Firm under Regulatory Constraint, *American Economic Review* 52, S. 1052-1069.
- Baldwin, Robert und Martin Cave 1999: *Understanding Regulation – Theory, Strategy and Practice*, Oxford University Press, Oxford.
- Baumol, William J., Panzar, John C. und Robert D. Willig 1982: *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, New York.
- Bundesnetzagentur 2010: *Monitoringbericht 2010*, Bonn.
- Coase, Ronald H. 1946: The Marginal Cost Controversy. *Economica* 13 (51), S. 169-182.
- Coenen, Michael, Justus Haucap und Ulrich Heimeshoff 2010: Einfluss der Regulierung auf die Entwicklung netzbasierter Industrien, in: Picot, Arnold und Marcus Schenck (Hrsg.): *Ökonomie der Regulierung – Neue Spielregeln für Kapitalmärkte und Netzindustrien*, Schriftenreihe der Schmalenbach-Gesellschaft für Betriebswirtschaft e.V., Schäffer-Poeschel Stuttgart, S. 55-83.
- Dixit, Avinash 1996: *The Making of Economic Policy: A Transaction-Cost Politics Perspective*, Cambridge, Massachusetts.
- Elsenbast, Wolfgang, Wolfgang Nick und Steffen Boche 2008: Benchmarking von Verteilnetzbetreibern – mehr als nur eine Effizienzabschätzung, *et*, S. 40-43.
- Haucap, Justus und Ulrich Heimeshoff 2005: Open Access als Prinzip der Wettbewerbspolitik: Diskriminierungsgefahr und regulatorischer Eingriffsbedarf, in: Hartwig, Karl-Hans und Andreas Knorr (Hrsg.): *Neuere Entwicklungen in der Infrastrukturpolitik*, Göttingen.
- Haucap, Justus, Ulrich Heimeshoff und André Uhde, “Vertikale Entflechtung netzgebundener Industrien: Kosten und Nutzen aus ökonomischer Sicht“, in: Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft (Hrsg.), *Trennung von Infrastruktur und Betrieb*, Beiträge zur öffentlichen Wirtschaft, Band 26, Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft: Berlin 2008, S. 27-65.
- Haucap, Justus und Peter Rötzel 2007: Die geplante Anreizregulierung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft: Einige ökonomische Anmerkungen, in: Säcker, Franz Jürgen und Walther Busse von Colbe (Hrsg.): *Wettbewerbsfördernde Anreizregulierung*, Peter Lang, Frankfurt am Main, S. 53-73.
- Höffler, Felix 2006: Monopoly Prices versus Ramsey-Boiteux Prices: Are They “Similar”, and: Does it Matter?, *Journal of Industry, Competition and Trade* 6, S. 27-43
- Knieps, Günter 1997: Phasing Out Sector-Specific Regulation in Competitive Telecommunications, *Kyklos* 50 (3), S. 325-339.
- Knieps, Günter 1999: Zur Regulierung monopolistischer Bottlenecks, *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik* 48 (3), S. 297-304.
- Kruse, Jörn 2001: Regulierungsbedarf in der deutschen Telekommunikation?, in: Immenga, Ulrich, Kirchner, Christian, Knieps, Günter und Jörn Kruse (Hrsg.): *Telekommunikation im Wettbewerb. Eine ordnungspolitische Konzeption nach drei Jahren der Marktöffnung*, München, S. 73-87.

- Kruse, Jörn 2002: Deregulierung in netzbasierten Sektoren, in: Berg, Hartmut. (Hrsg.): *Deregulierung und Privatisierung: Gewolltes – Erreichtes – Versäumtes*, Berlin, S. 71-88.
- Kruse, Jörn 2003: Regulierung der Terminierungsentgelte der deutschen Mobilfunknetze, *Wirtschaftsdienst* 3, S. 1-6.
- Laffont, Jean-Jacques und Jean Tirole 1991: The Politics of Government Decision-Making: A Theory of Regulatory Capture, *Quarterly Journal of Economics* 106 (4), S. 1089-1127.
- Laffont, Jean-Jacques und Jean Tirole 1993: *A Theory of Incentives in Regulation and Procurement*, The MIT Press, Cambridge, Massachusetts.
- Laffont, Jean-Jacques und Jean Tirole 1999: *Competition in Telecommunications*, MIT Press, Cambridge, Massachusetts.
- Leibenstein, Harvey 1966: Allocative Efficiency vs. X-Inefficiency, *American Economic Review* 56, S. 392-415.
- Littlechild, Stephen C. 1983: *Regulation of British Telecommunications' Profitability*, Department of Industry, London.
- Monopolkommission 2007a: *Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung*, Sondergutachten 49, Nomos, Baden-Baden.
- Monopolkommission 2007b: *Preiskontrollen in Energiewirtschaft und Handel? Zur Novellierung des GWB*, Sondergutachten 47, Nomos, Baden-Baden.
- Monopolkommission 2009: *Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb*, Sondergutachten 54, Nomos, Baden-Baden.
- Monopolkommission 2011: *Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten*, Sondergutachten 59, Nomos, Baden-Baden.
- Shleifer, Andrei 1985: A Theory of Yardstick Competition, *Rand Journal of Economics* 16, S. 319-327.
- Tullock, Gordon 1967: The Welfare Cost of Tariffs, Monopolies, and Theft, *Western Economic Journal* 5, S. 224-232.
- Viscusi, W. Kip, Harrington, Joseph E. und John M. Vernon 2005: *Economics of Regulation and Antitrust*, 4. Auflage, MIT Press, Cambridge, Massachusetts.
- Vogelsang, Ingo 2002: Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets: A 20-Year Perspective, *Journal of Regulatory Economics* 22 (1), S. 5-27.
- Weizsäcker, Carl Christian von 1980: A Welfare Analysis to Barriers to Entry, *Bell Journal of Economics* 11 (2), S. 399-420.

BISHER ERSCHIENEN

- 35 Coenen, Michael und Haucap, Justus, Ökonomische Grundlagen der Anreizregulierung, November 2012.
Erschienen in: Holznagel, Bernd und Schütz, Rainer (Hrsg.), AregV, Anreizregulierungsverordnung, Kommentar, Beck: München 2013, S. 48-67.
- 34 Coenen, Michael und Haucap, Justus, Stellungnahme zum Entwurf des Gesetzes zur Förderung des Mittelstandes in Nordrhein-Westfalen (Mittelstandsförderungsgesetz), November 2012.
- 33 Haucap, Justus und Kühling, Jürgen, Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung – das Quotenmodell, November 2012.
Erscheint in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 63/3 (2013).
- 32 Haucap, Justus, Wie lange hält Googles Monopol?, November 2012.
Erschienen in: MedienWirtschaft: Zeitschrift für Medienmanagement und Kommunikationsökonomie, 9 (2012), S. 40-43.
- 31 Herr, Annika, Rationalisierung und Wettbewerb im Arzneimittelmarkt, Oktober 2012.
- 30 Smeets, Heinz-Dieter, Zum Stand der Staatsschuldenkrise in Europa, Oktober 2012.
Erschienen in: Jahrbuch für Wirtschaftswissenschaften, 63 (2012), S.125-169.
- 29 Barth, Anne-Kathrin und Heimeshoff, Ulrich, Der angemessene Kostenmaßstab für Terminierungsentgelte – „Pure LRIC“ vs. „KeL“, September 2012.
- 28 Haucap, Justus, Eine ökonomische Analyse der Überwälzbarkeit der Kernbrennstoffsteuer, September 2012.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 61 (2012), S. 267-283.
- 27 Haucap, Justus, Lange, Mirjam R. J. und Wey, Christian, Nemo Omnibus Placet: Exzessive Regulierung und staatliche Willkür, Juli 2012.
Erscheint in: T. Theurl (Hrsg.), Akzeptanzprobleme der Marktwirtschaft: Ursachen und wirtschaftspolitische Konsequenzen, Duncker & Humblot: Berlin 2013.
- 26 Bataille, Marc, Die Anwendung theoretischer Wettbewerbskonzepte auf den Busliniennahverkehr, Mai 2012.
Erschienen in: List-Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik, 38 (2012), S. 56-99.
- 25 Haucap, Justus, Tarifeinheit nicht durch Gesetz verankern, Mai 2012.
Erschienen in: Wirtschaftsdienst, 92 (2012), S. 299-303.
- 24 Böckers, Veit, Giessing, Leonie, Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich und Rösch, Jürgen, Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung, Januar 2012.
Erschienen in: Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, 81 (2012), S. 73-90.
- 23 Haucap, Justus und Heimeshoff, Ulrich, Sind Moscheen in Deutschland NIMBY-Güter?, Januar 2012.
Erschienen in: R. Schomaker, C. Müller, A. Knorr (Hrsg.), Migration und Integration als wirtschaftliche und gesellschaftliche Ordnungsprobleme, Lucius & Lucius: Stuttgart 2012, S. 163-184.
- 22 Haucap, Justus und Klein, Gordon J., Einschränkungen der Preisgestaltung im Einzelhandel aus wettbewerbsökonomischer Perspektive, Januar 2012.
Erschienen in: D. Ahlert (Hrsg.), Vertikale Preis- und Markenpflege im Kreuzfeuer des Kartellrechts, Gabler Verlag: Wiesbaden 2012, S. 169-186.

- 21 Wey, Christian, Nachfragemacht im Handel, Dezember 2011.
Erschienen in: FIW (Hrsg.), Schwerpunkte des Kartellrechts 2009/2010: Referate des 37. und 38. FIW-Seminars, Carl Heymanns Verlag: Köln 2011, S. 149-160.
- 20 Smeets, Heinz-Dieter, Staatsschuldenkrise in Europa – Ist die Finanzierung der Schuldnerländer alternativlos?, November 2011.
Erschienen in: Dialog Handwerk, Nordrhein-Westfälischer Handwerkstag, 2 (2011).
- 19 Haucap, Justus, Steuern, Wettbewerb und Wettbewerbsneutralität, Oktober 2011.
Erschienen in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 13 (2012), S. 103-115.
- 18 Bräuninger, Michael, Haucap, Justus und Muck, Johannes, Was lesen und schätzen Ökonomen im Jahr 2011?, August 2011.
Erschienen in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 12 (2011), S. 339-371.
- 17 Coenen, Michael, Haucap, Justus, Herr, Annika und Kuchinke, Björn A., Wettbewerbspotenziale im deutschen Apothekenmarkt, Juli 2011.
Erschienen in: ORDO – Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft, 62 (2011), S. 205-229.
- 16 Haucap, Justus und Wenzel, Tobias, Wettbewerb im Internet: Was ist online anders als offline?, Juli 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 200-211.
- 15 Gersdorf, Hubertus, Netzneutralität: Regulierungsbedarf?, Juli 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 187-199.
- 14 Kruse, Jörn, Ökonomische Grundlagen des Wettbewerbs im Internet, Juli 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 175-186.
- 13 Coenen, Michael, Haucap, Justus und Herr, Annika, Regionalität: Wettbewerbliche Überlegungen zum Krankenhausmarkt, Juni 2011.
Erschienen in: J. Klauber et al. (Hrsg.), Krankenhausreport 2012, Schattauer: Stuttgart 2012, S. 149-163.
- 12 Stühmeier, Torben, Das Leistungsschutzrecht für Presseverleger: Eine ordnungspolitische Analyse, Juni 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 61 (2012), S. 82-102.
- 11 Haucap, Justus und Coenen, Michael, Mehr Plan- als Marktwirtschaft in der energiepolitischen Strategie 2020 der Europäischen Kommission, April 2011.
Erschienen in: D. Joost, H. Oetker, M. Paschke (Hrsg.), Festschrift für Franz Jürgen Säcker zum 70. Geburtstag, Verlag C. H. Beck: München 2011, S. 721-736.
- 10 Göddeke, Anna, Haucap, Justus, Herr, Annika und Wey, Christian, Stabilität und Wandel von Arbeitsmarktinstitutionen aus wettbewerbsökonomischer Sicht, März 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Arbeitsmarktforschung, 44 (2011), S. 143-154.
- 09 Haucap, Justus, Steuerharmonisierung oder Steuerwettbewerb in Europa?, Dezember 2010.
Erschienen in: Zeitschrift für das gesamte Kreditwesen, 64 (2011), S. 25-28.
- 08 Haucap, Justus, Eingeschränkte Rationalität in der Wettbewerbsökonomie, Dezember 2010.
Erschienen in: H. Michael Piper (Hrsg.), Neues aus Wissenschaft und Lehre. Jahrbuch der Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf 2010, Düsseldorf University Press: Düsseldorf 2011, S. 495-507.

- 07 Bataille, Marc und Coenen, Michael, Zugangsentgelte zur Infrastruktur der Deutsche Bahn AG: Fluch oder Segen durch vertikale Separierung?, Dezember 2010.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 370-388.
- 06 Normann, Hans-Theo, Experimentelle Ökonomik für die Wettbewerbspolitik, Dezember 2010.
Erschienen in: H. Michael Piper (Hrsg.), Neues aus Wissenschaft und Lehre. Jahrbuch der Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf 2010, Düsseldorf University Press: Düsseldorf 2011, S. 509-522.
- 05 Baake, Pio, Kuchinke, Björn A. und Wey, Christian, Wettbewerb und Wettbewerbsvorschriften im Gesundheitswesen, November 2010.
Erschienen in: Björn A. Kuchinke, Thorsten Sundmacher, Jürgen Zerth (Hrsg.), Wettbewerb und Gesundheitskapital, DIBOGS-Beiträge zur Gesundheitsökonomie und Sozialpolitik, Universitätsverlag Ilmenau: Ilmenau 2010, S. 10-22.
- 04 Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich und Stühmeier, Torben, Wettbewerb im deutschen Mobilfunkmarkt, September 2010.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 240-267.
- 03 Haucap, Justus und Coenen, Michael, Industriepolitische Konsequenzen der Wirtschaftskrise, September 2010.
Erschienen in: Theresia Theurl (Hrsg.), Wirtschaftspolitische Konsequenzen der Finanz- und Wirtschaftskrise, Schriften des Vereins für Socialpolitik, Band 329, Duncker & Humboldt: Berlin 2010, S. 57-84.
- 02 Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich und Uhde, Andre, Zur Neuregulierung des Bankensektors nach der Finanzkrise: Bewertung der Reformvorhaben der EU aus ordnungspolitischer Sicht, September 2010.
Erschienen in: Albrecht Michler, Heinz-Dieter Smeets (Hrsg.), Die aktuelle Finanzkrise: Bestandsaufnahme und Lehren für die Zukunft, Lucius & Lucius: Stuttgart 2011, S. 185 -207.
- 01 Haucap, Justus und Coenen, Michael, Regulierung und Deregulierung in Telekommunikationsmärkten: Theorie und Praxis, September 2010.
Erschienen in: Stefan Bechtold, Joachim Jickeli, Mathias Rohe (Hrsg.), Recht, Ordnung und Wettbewerb: Festschrift zum 70. Geburtstag von Wernhard Möschel, Nomos Verlag: Baden-Baden 2011, S. 1005-1026.

Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf

**Düsseldorfer Institut für
Wettbewerbsökonomie (DICE)**

Universitätsstraße 1_ 40225 Düsseldorf
www.dice.hhu.de