

Anreizregulierung und Netzinvestitionen

Autoren:
Christian Growitsch
Christine Müller
Marcus Stronzik

Bad Honnef, April 2010

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

Rhöndorfer Str. 68, 53604 Bad Honnef

Postfach 20 00, 53588 Bad Honnef

Tel 02224-9225-0

Fax 02224-9225-63

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

eMail info@wik.org

[Impressum](#)

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

ISSN 1865-8997

Inhaltsverzeichnis

Tabellen- und Abbildungsverzeichnis	II
Zusammenfassung	III
Summary	IV
Gesamtfazit des Gutachtens	V
1 Einleitung	1
2 Einbindung der Interessengruppen	1
3 Methodische Vorgehensweise	2
3.1 Modellansatz	2
3.2 Stichprobe und Datenbasis	3
3.3 Modellannahmen	4
3.3.1 Handelsrechtliche Perspektive	5
3.3.2 Regulatorische Perspektive	9
4 Ergebnisse und Interpretation	14
4.1 Basisszenario	14
4.1.1 Effekte und Wirkungsweisen	18
4.1.2 Ergebnisrelevanz	19
4.2 Szenarien	21
5 Schlussfolgerungen	27
Anhang: Komplett Kalkulatorischer Netzbetreiber	28

Tabellen- und Abbildungsverzeichnis

Tabelle 1:	Überblick Workshops	1
Tabelle 2:	Vorgehensweise synthetische Auflösung BKZ	8
Tabelle 3:	Ergebnisse	14
Tabelle 4:	Überblick Szenarien	21
Tabelle 5:	Ergebnisse Sensitivitätsanalyse	24
Abbildung 1:	Totalmodellansatz	3
Abbildung 2:	Entwicklung des Wartungs- und Instandhaltungsaufwand für den Netzbetreiber ≥ 100.000 Strom (schematische Darstellung)	17

Zusammenfassung

Am 1. Januar 2009 wurde die kostenbasierte Genehmigung der Netzentgelte im deutschen Strom- und Gassektor auf das System der Anreizregulierung umgestellt. Dieser Systemwechsel rückt die Frage nach der Investitionskompatibilität dieses auf Anreize zur effizienten Leistungserbringung ausgerichteten Regulierungsregimes in den Fokus.

Vor diesem Hintergrund untersucht das WIK, wie sich das neue Regime auf die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber auswirkt. Im Fokus der Betrachtung stehen dabei die Verteilernetzbetreiber Strom und Gas¹. Ziel dieses Projektes ist es, anhand einer repräsentativen Zufallsstichprobe eine modellgestützte erste Evaluierung vorzunehmen, ob unter dem Regime der Anreizregulierung eine Aufrechterhaltung des Netzbetriebs bei gleichzeitiger kontinuierlicher Erneuerung des Netzes (Ersatzinvestitionen) möglich ist.

Zur Beurteilung der Investitionsfähigkeit der Verteilernetzbetreiber wird ein Totalmodellansatz gewählt, der die Wirkungen vorausgegangener und zukünftiger Investitionsentscheidungen anhand eines Netzbetreibermodells simuliert. Dieser Ansatz basiert auf der so genannten Wiederanlageprämisse. Diese besagt, dass die erforderlichen Ersatzinvestitionen aus den Rückflüssen aus Altanlagen finanziert werden sollen. Daraus folgt, dass zur Bewahrung der Investitionsfähigkeit die verfügbaren Cashflows herangezogen werden. Fehlt es dem Netzbetreiber an Cashflow, resultiert daraus eine geringere Investitionsfähigkeit. Als weiterer Beurteilungsmaßstab für die Investitionsfähigkeit gilt, dass der Netzbetreiber in der Lage ist, seine regulatorisch zugestandene Eigenkapitalverzinsung grundsätzlich zu verdienen. Notwendige, aber nicht hinreichende Bedingung für die Investitionsfähigkeit eines Netzbetreibers ist es überdies, dass die Aufrechterhaltung des Geschäftsbetriebes gewährleistet wird.

Die Modellierung fußt auf der Verhaltensannahme, dass ein Netzbetreiber die Vorgaben der ARegV umsetzt, und damit sowohl seine individuellen Ineffizienzen abbaut, als auch den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt der Branche realisiert. Anhand von Sensitivitätsanalysen werden überdies kritische Determinanten der Investitionsfähigkeit identifiziert.

Das Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass die ARegV die ökonomische Aufrechterhaltung des Netzbetriebs bei gleichzeitiger kontinuierlicher Erneuerung des Netzes erlaubt. Netzbetreiber können bei Umsetzung der regulatorischen Vorgaben ihre Eigenkapitalverzinsung generell verdienen.

¹ Grundsätzlich wirken die untersuchten Rahmenbedingungen auch auf den Transportnetzbetrieb. Eine Evaluierung der Investitionsfähigkeit des Transportnetzbetriebes ist jedoch nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

Summary

As from 1 January 2009, incentive regulation has replaced cost-plus regulation in the German electricity and gas sector. This system change calls for an analysis of the investment compatibility of incentive regulation.

Against this background, WIK conducts a study on the impact of incentive regulation on the investment ability of the German electricity and gas distribution companies². The objective of this study is a model-based evaluation whether the maintenance of network operation with continuous reinvestments is still possible under this efficiency oriented regulatory regime. The assessment of the investment ability is based on a total-analysis, which simulates the effects of previous and prospective investment decisions by means of a business simulation model.

This approach is based on the so-called reinvestment proposition saying that necessary replacement investments should be financed with cash-flows from existing installations. This implies that the investment ability is first of all predicated on sufficient available cash-flows. Moreover, the former requires that the network operator is in a position to earn its allowed return on investment. Also, the investment ability is determined by the network operator's ability to economically maintain its network operation.

The setting is based on the assumption that network operators realise their individually as well as their general efficiency targets as per the provisions of the Incentive Regulation Ordinance. By means of a sensitivity analysis the study moreover identifies critical determinants of the investment ability.

In summary, the Incentive Regulation Ordinance generally allows the economical maintenance of mains operation and continuous reinvestments. Provided that networks comply with their regulatory requirements, they are generally able to earn their allowed return on investment.

² Generally the analysed regulatory framework is also applicable to the transmission level. An analysis of the investment ability of transmission system operators is not part of this study.

Gesamtfazit des Gutachtens

Die ARegV erlaubt die ökonomische Aufrechterhaltung des Netzbetriebs bei gleichzeitiger kontinuierlicher Erneuerung des Netzes (Ersatzinvestitionen).

Netzbetreiber können bei Umsetzung der regulatorischen Vorgaben ihre Eigenkapitalverzinsung generell verdienen.

Im Zeitablauf fallende Kostenverläufe führen zu einer Erleichterung bei der Umsetzung der regulatorischen Vorgaben, während steigende Kostenverläufe das Gegenteil bewirken. Es entstehen keine signifikanten Verzerrungswirkungen durch die verschiedenen Zeitverzögerungen.

Die Umstellung von bilanziellen auf kalkulatorische Nutzungsdauern (fristenkongruenter Netzbetreiber) wirkt sich vorteilhaft auf die Investitionsfähigkeit des Netzbetreibers aus.

Der gewählte Betrachtungszeitraum von 20 Jahren dürfte aufgrund der darüber hinausgehenden Abschreibungszeiträume der wesentlichen Betriebsmittel zu kurz sein, um alle ökonomischen Effekte abzubilden. Aufgrund zunehmender Modellierungsunschärfe mit zunehmendem Betrachtungszeitraum erscheint eine Begrenzung auf 20 Jahre dennoch sinnvoll.

1 Einleitung

Am 1. Januar 2009 wurde die kostenbasierte Genehmigung der Netzentgelte im Strom- und Gassektor auf das System der Anreizregulierung umgestellt. Vor diesem Hintergrund untersucht das WIK im Rahmen des Forschungs- und Arbeitsprogramms 2008 und 2009, wie sich dieses neue Regime auf die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber auswirkt. Im Fokus der Betrachtung stehen dabei die Verteilernetzbetreiber Strom und Gas³. Ziel dieses Projektes ist es, anhand einer repräsentativen Zufallsstichprobe eine modellgestützte erste Evaluierung vorzunehmen, ob unter dem Regime der Anreizregulierung eine Aufrechterhaltung des Netzbetriebs bei gleichzeitiger kontinuierlicher Erneuerung des Netzes (Ersatzinvestitionen) möglich ist. Die Investitionstätigkeit steht nicht im Fokus dieser Analyse.

2 Einbindung der Interessengruppen

Im Rahmen von drei WIK-Workshops sowie drei Sitzungen des *Expertendialoges Anreizregulierung* im Hause des Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) wurden der Gutachtenansatz sowie die jeweiligen Zwischenstände des Gutachtens mit verschiedenen Interessensgruppen diskutiert. Zu diesen zählen die Landesregulierungsbehörden, die Vertretung der Industrie durch die Verbände BDEW, VKU und GEODE sowie die Bundesnetzagentur und das BMWi.

Insgesamt wurden unter Moderation des WIK drei Workshops in Bad Honnef durchgeführt. Die Schwerpunktsetzung und die wesentlichen Ergebnisse sind der folgenden Tabelle zu entnehmen:

Tabelle 1: Überblick Workshops

Termin	Thema
01. Juli 2008	Diskussion der wesentlichen modellrelevanten Parameter
20. August 2008	Erörterung und Festlegung der wesentlichen Methodik und des Modellansatzes
24. November 2008	Diskussion der Annahmen und Szenarien

Darüber hinaus hat das WIK im Rahmen des *Expertendialoges Anreizregulierung* beim BMWi am 09.10.2008 und am 03.03.2009 den jeweils aktuellen Stand der Diskussion präsentiert. Die Präsentation der Projektergebnisse erfolgte am 10. November 2009.

³ Grundsätzlich wirken die untersuchten Rahmenbedingungen auch auf den Transportnetzbetrieb. Eine Evaluierung der Investitionsfähigkeit des Transportnetzbetriebes ist jedoch nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

3 Methodische Vorgehensweise

3.1 Modellansatz

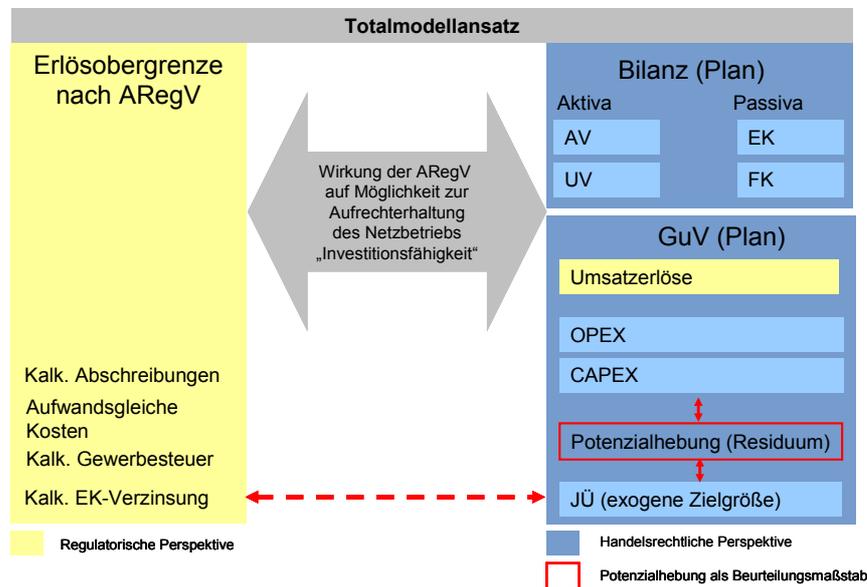
Zur Beurteilung der Investitionsfähigkeit der Verteilernetzbetreiber unter dem Regime der Anreizregulierung wird ein Totalmodellansatz gewählt, der die Wirkungen vorausgegangener und zukünftiger Investitionsentscheidungen anhand eines Netzbetreibermodells simuliert. Hintergrund dieser methodischen Ausrichtung ist die so genannte Wiederanlageprämisse. Diese besagt, dass die erforderlichen Ersatzinvestitionen aus den Rückflüssen aus Altanlagen finanziert werden. Daraus folgt, dass zur Bewahrung der Investitionsfähigkeit die verfügbaren Cashflows herangezogen werden. Fehlt es dem Netzbetreiber an Cashflow, resultiert daraus eine geringere Investitionsfähigkeit. Die Sicherstellung der Mittelherkunft alleine reicht aber nicht. Weiterhin ist es eine Bedingung, dass der Netzbetreiber in der Lage ist, seine regulatorisch zugestandene Eigenkapitalverzinsung grundsätzlich zu verdienen. Notwendige, aber nicht hinreichende Bedingung für die Investitionsfähigkeit eines Netzbetreibers ist überdies, dass die ökonomische Aufrechterhaltung des Geschäftsbetriebes gewährleistet wird.

Das Netzbetreibermodell stellt zwei Perspektiven gegenüber (siehe Abbildung 1). Dies sind einerseits die handelsrechtliche Perspektive, in der sich das steuer- und handelsbilanzielle Optimierungskalkül des Netzbetreibers manifestiert, und andererseits die regulatorische Perspektive⁴, in der die Regulierungspraxis gemäß Anreizregulierungsverordnung (ARegV) zur Bestimmung der Erlösobergrenze modelliert wird. Die wesentliche Betrachtungsgröße in dieser Gegenüberstellung ist die so genannte Potenzialhebung in der handelsrechtlichen Perspektive. Hierbei handelt es sich um das Residuum aus den regulatorisch ermittelten Erlösen und den tatsächlichen handelsbilanziellen Aufwendungen unter der Annahme, dass der Jahresüberschuss der Handelsbilanz mit der regulatorisch gewährten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung korrespondiert. Diese Zielgröße ist somit im Modell exogen gegeben. Die Potenzialhebung gibt als Residualgröße mithin an, ob und wenn ja wie viel der Netzbetreiber in seinen „beeinflussbaren“⁵ Aufwandspositionen (aufwandsgleiche Kosten und Aufwendungen bei Neuinvestitionen) einsparen muss, um die Zielgröße kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung zu erreichen. Sie kann damit als Indikator für die Investitionsfähigkeit des Netzbetreibers gelten. Ist die Potenzialhebung positiv, bedeutet dies, dass der Netzbetreiber ohne weitere Anstrengungen nicht in der Lage ist, seine kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung zu verdienen und damit seine Investitionsfähigkeit gefährdet ist. Ist die Potentialhebung negativ, werden neben den Kapitalkosten inkl. der regulatorisch gewährten Verzinsung des Eigenkapitals zusätzliche ökonomische Gewinne erzielt.

⁴ Hierbei handelt es sich um die ARegV-konforme kalkulatorische Ermittlung der Netzkosten, die die Erlösobergrenze determinieren.

⁵ Im Modell wird angenommen, dass sowohl aufwandsgleiche Kosten als auch die Aufwendungen bei Neuinvestitionen beeinflussbar sind. Abschreibungen auf Altinvestitionen gelten annahmegemäß als nicht beeinflussbar.

Abbildung 1: Totalmodellansatz



3.2 Stichprobe und Datenbasis

Gegenstand der Überprüfung und damit die Grundgesamtheit im Rahmen des Gutachtens bilden die deutschen Verteilernetzbetreiber Strom und Gas. Um Repräsentativität zu gewährleisten, wurde diese Grundgesamtheit in drei Teilgrundgesamtheiten unterteilt, wobei nach folgenden Parametern differenziert wurde:

- Gruppe 1: Netzbetreiber mit 100.000 oder mehr Kunden, im Regelverfahren (originäre Zuständigkeit der BNetzA)
- Gruppe 2: Netzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden (originäre Zuständigkeit der BNetzA oder in Organleihe⁶)
 - a) Teilnahme am Regelverfahren
 - b) Teilnahme am Vereinfachten Verfahren

Aus diesen drei Teilgrundgesamtheiten wurde eine anonymisierte repräsentative Stichprobe gezogen. Diese liefert ein strukturgetreues Abbild der Grundgesamtheit.

⁶ Netzbetreiber unter 100.000 Kunden, die nicht von der Bundesnetzagentur reguliert werden, konnten hier nicht berücksichtigt werden, da die Bundesnetzagentur nicht über die nötigen Daten hierzu verfügt. Ebenfalls nicht beachtet wurden Netzbetreiber, für die in der Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG ein Verlängerungsbescheid auf Basis der Daten der Geschäftsjahre 2004 oder 2005 vorliegt.

Die Datenbasis bilden die im Rahmen der Kostenprüfung 2006 von der BNetzA genehmigten Kosten/Aufwendungen sowie die Überleitungsrechnung Bilanz zum 31.12.2006. Dadurch wird gewährleistet, dass sowohl kosten- als auch erlösseitig die gleiche Ausgangssituation für die Netzbetreiber besteht.

Die Bundesnetzagentur stellt die Daten bereit. Sie hat sich aus Gründen der Vertraulichkeit für eine Aggregation der Daten entschieden und hat für jede der drei vorgenannten Teilgrundgesamtheiten Daten zu einem stellvertretenden Netzbetreiber für die jeweilige Gruppe aggregiert.

Daraus ergibt sich ein Netzbetreiberaggregat (repräsentativer Netzbetreiber, NB) für folgende Teilgrundgesamtheiten Strom bzw. Gas:

- Strom/Gas ≥ 100.000 → NB 11
- Strom/Gas < 100.000 Regelverfahren (RV) → NB 12
- Strom/Gas < 100.000 Vereinfachtes Verfahren (VV) → NB 13

Außerdem werden zu Analyse Zwecken noch zwei weitere Netzbetreiberaggregate betrachtet, die auf dem Datengerüst des Netzbetreibers Strom ≥ 100.000 aufsetzen. Dies ist einerseits der so genannte „fristenkongruente Netzbetreiber“ (NB 31), der in der handelsrechtlichen Perspektive ab 2007 auf kalkulatorische Nutzungsdauern abstellt sowie andererseits der „komplett kalkulatorische Netzbetreiber“, bei dem die handelsrechtliche der regulatorischen Perspektive angeglichen wird (NB 41). Da es sich bei dem Netzbetreiber 41 um ein fiktives Netzbetreiberaggregat handelt, ist das Ergebnis nicht direkt quantitativ verwertbar. Die Analyse liefert allerdings eine ökonomische Indikation für die Entwicklung einer entsprechenden Systemanpassung der handelsrechtlichen Abschreibungen.

3.3 Modellannahmen

Grundsätzlich wird für alle betrachteten Netzbetreiber die Verhaltensannahme getroffen, dass diese die Vorgaben der ARegV umsetzen. Für die regulatorische Perspektive bedeutet dies, dass die Ermittlung der Erlösobergrenze gemäß der Vorgaben der ARegV erfolgt. Für die handelsrechtliche Perspektive hat dies zur Konsequenz, dass der Netzbetreiber in seinen aufwandsgleichen Kosten, Aufwendungen sowie den getätigten Neuinvestitionen seine individuelle Effizienzvorgaben sowie den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt kosten- und aufwandsmindernd umsetzt. Weiterhin wird angenommen, dass der Netzbetreiber gemäß dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung einen Teil seiner erzielten Eigenkapitalverzinsung thesauriert und dieser Teil zur Innenfinanzierung zur Verfügung steht (siehe dazu Abschnitt 4.1). Alle wesentlichen Modellannahmen und Parameter sind den folgenden Ausführungen zu entnehmen.

3.3.1 Handelsrechtliche Perspektive

ARegV-konformes Verhalten des Netzbetreibers (Performance)

Es wird unterstellt, dass der Netzbetreiber seine individuelle Effizienzvorgabe sowie den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt ARegV-konform umsetzt. Diese so genannte „Performance“ betrifft einerseits die vorübergehend nicht beeinflussbaren aufwandsgleichen Kosten⁷ bzw. Aufwendungen des Netzbetreibers sowie andererseits den Reinvestitionsbedarf (Neuinvestitionen). Für Letzteren wird unterstellt, dass der Netzbetreiber auch hier die für ihn geltenden Effizienzpotenziale hebt. Die Annahme der Umsetzung der Effizienzvorgaben impliziert, dass lediglich ein Netzbetreiber, der die Betreiberleistung im Gedanken des § 21a EnWG effizient erbringt, die genehmigte Eigenkapitalverzinsung vollumfänglich erzielt.

Auswirkungen der Abweichungen von einer ARegV-konformen Verhaltensweise (Übererfüllung der regulatorischen Vorgaben im Sinne des § 21a Abs. 5 Satz 4 EnWG und dazu symmetrisch eine entsprechende Untererfüllung) sowie Abweichungen von den im Kapitel 3.3 beschriebenen Modellannahmen werden in Sensitivitätsanalysen (Kapitel 4.2) betrachtet.

Für die vorgenannten Positionen wird außerdem eine Preissteigerung von 1,7% p.a. angenommen.

Zahlenbeispiel:

Folgendes Zahlenbeispiel (NB 11 Strom; erste Regulierungsperiode) soll die Ermittlung der Performance verdeutlichen:

- Individueller X-Faktor: 92,2%
- Abzubauenende Ineffizienz: 7,8%
→ abzubauenende Ineffizienz p.a.: 0,78% über 2 Regulierungsperioden
- Sektoraler Produktivitätsfortschritt: 1,25%
- Inflation: 1,7%

Damit ergibt sich folgende kosten- bzw. aufwandsseitige Performance für die 1. Regulierungsperiode:

1,70%	Inflation
- 1,25%	Sektoraler Produktivitätsfortschritt
- <u>0,78%</u>	Abbaupfad p.a. über zwei Regulierungsperioden
= - 0,33%	Performance p.a. (1. Periode)

⁷ Die Entwicklung des Wartungs- und Instandhaltungsaufwandes wurde darüber hinaus für die Netzbetreiber ≥ 100.000 einer gesonderten Prüfung unterzogen, um den Einfluss des Anlagenalters näher spezifizieren zu können.

Ab der zweiten Periode ist zu berücksichtigen, dass der generelle sektorale Produktivitätsfortschritt auf 1,5% p.a. angehoben wird. Ceteris paribus steigt die Performance gemäß oben dargestelltem Berechnungsschema in der zweiten Regulierungsperiode auf einen Wert von – 0,58% p.a.. Es wird angenommen, dass der Netzbetreiber seine abzubauenen Ineffizienz kosten- bzw. aufwandsseitig nach zwei Regulierungsperioden abgebaut hat. Danach besteht die Performance nur noch aus dem generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt korrigiert um die Inflation.

Erlösseitig erfolgt für jede neue Regulierungsperiode eine Wiederherstellung des Kostenbezuges. Für den korrespondierenden Benchmarkingwert (Effizienzmaß des Netzbetreibers) wird auf die Istkosten des jeweiligen Kostenbezugsjahr⁸ abgestellt.

Ersatzinvestitionen vs. Erweiterungsinvestitionen

Im Fokus des Gutachtens steht die Möglichkeit zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs bei gleichzeitiger kontinuierlicher Erneuerung des Netzes. Die totalmodellgestützte Betrachtung fokussiert dabei auf die Cash-Flows aus Ersatzinvestitionen. Die notwendigen Ersatzinvestitionen werden auf Basis des bestehenden Anlagenbestandes (TNW-Basis zum 31.12.2006; BNetzA-Indizes) gemäß B2-Bogen ermittelt. Der Ersatzinvestitionsbedarf pro Jahr und Anlagengut ergibt sich dann gemäß der vorstehend festgestellten Ersatzinvestitionen dividiert durch die kalkulatorische Nutzungsdauer des jeweiligen Anlagengutes gemäß untere Grenze Anlage 1 der Netzentgeltverordnung (NEV).

Erweiterungsinvestitionen werden im Gutachten nicht betrachtet.

Datenbasis: genehmigte Kosten/Aufwendungen zum 31.12.2006

Aufwandsgleiche Kosten

Für das Ausgangsjahr 2006 werden für die aufwandsgleichen Kosten die genehmigten Kosten gemäß Überleitungsrechnung „Überleitung-GK-ARegV“ (hierbei handelt es sich um die von der BNetzA „genehmigte GuV“ des Netzbetreibers zum 31.12.2006) herangezogen. Diese Vorgehensweise wurde gewählt, da die genehmigten Werte bereits um nicht sachgerechte Schlüsselungen im Netzbereich bereinigt sind.

Für die Planwerte in der GuV wurden ebenfalls die genehmigten Werte, die der Überleitungsrechnung ARegV für die relevanten Positionen der GuV zu entnehmen sind, angesetzt. Hierbei wird unterstellt, dass die Netzbetreiber in Zukunft nur Planwerte in Höhe der genehmigten Werte zuzüglich der Performance ansetzen können.

Aufwendungen

Die Bundesnetzagentur hat dem WIK für die einzelnen Netzbetreiberaggregate plausibilisierte Werte für die Abschreibung auf das Sachanlagevermögen sowie den korrespon-

⁸ Unter Kostenbezugsjahr versteht man gemäß § 6 Abs. 1 ARegV das Basisjahr bzw. das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenze und damit den Zeitpunkt der Kostenprüfung. Diese erfolgt im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der neuen Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet, gilt als Basisjahr im Sinne der ARegV.

dierten Restbuchwert auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK) zum 31.12.2006 übermittelt. Von diesen Werten ausgehend wurde für den Planungshorizont eine synthetische Abschreibungsvorschau erstellt. Die konkrete handelsbilanzielle Abschreibungspolitik der Netzbetreiber ist nicht bekannt und es wird keine Annahme über etwaige Investitionszyklen getroffen. Zur Kalibrierung der Abschreibungsvorschau wurde daher angenommen, dass die Anlagengüter zum Ende des Betrachtungszeitraums (2028) bis auf 7%⁹ des ursprünglichen Restbuchwertes vom 31.12.2006 abgeschrieben werden.

Folgendes Beispiel soll den synthetisch ermittelten Abschreibungsverlauf erläutern:

Die Beträge für die Abschreibungsvorschau ab 2007 werden mittels einer Abschreibungsfaktors α berechnet, der jeweils mit dem Vorjahreswert der Abschreibung multipliziert wird. Es gilt:

$$Ab_t = \alpha \cdot Ab_{t-1}, \alpha < 1$$

mit

Ab_t = Abschreibung im Jahr t

α = Abschreibungsfaktor

Ab_{t-1} = Abschreibung im Jahr t-1

Der Abschreibungsfaktor wird in einer Nebenrechnung iterativ bestimmt unter der Nebenbedingung

$$\sum_{t=2007}^{2028} Ab_t \approx 0,93 \cdot SAV_{2006} .$$

Diese besagt, dass am Ende der Betrachtungsperiode annahmegemäß noch ca. 7% des 2006 in der Bilanz ausgewiesenen Sachanlagevermögens existieren.

Die resultierenden Beträge ergeben die synthetische Abschreibungsvorschau für die Jahre 2007 bis 2028.

Nutzungsdauern

Die handels- bzw. steuerrechtlichen Nutzungsdauern der einzelnen Anlagengüter entsprechen den Vorgaben der Amtlichen Afa-Tabellen für die Zweige Energie- bzw. Elektrizitäts- und Gasversorgung.

⁹ Die durchschnittliche kalkulatorische Nutzungsdauer des Anlagenbestandes von Netzbetreibern liegt in der Regel zwischen 30 und 35 Jahren. Ausgehend von einem gleichgewichtigen Niveau aus Investitionen und Abschreibungen (so genannter „eingeschwungener“ Zustand) ergibt sich bei linearer Abschreibung nach 22 Jahren ein Restwert des Sachanlagevermögens zwischen rund 7 % und 15 %. Da handelsrechtliche Nutzungsdauern üblicherweise kleiner als die entsprechenden kalkulatorischen Nutzungsdauern sind, wurde der untere Wert dieses Intervalls gewählt.

Inflation

Die angenommene Inflation beträgt 1,7% p.a.. Für den Basiswert wird auf den Wert für 2007 gemäß dem Statistischen Bundesamt abgestellt. Die Inflation wird im Modell ab dem Jahr 2007 berücksichtigt.

Gewerbsteuer

Steuerrechtlich wird die Gewerbesteuer bis 2008 mit Abzugsfähigkeit von sich selbst und von der Körperschaftssteuer ermittelt, ab 2008 (nach der Unternehmenssteuerreform) wird die Abzugsfähigkeit nicht mehr berücksichtigt. Der Gewerbesteuerhebesatz beträgt im gesamten Betrachtungszeitraum annahmegemäß 391% (Bundesdurchschnitt 2006). Die Gewerbesteuermesszahl beträgt bis einschließlich 2007 5% und ab 2008 3,5% (Unternehmenssteuerreform 2008).

Baukostenzuschüsse (BKZ)

Für den Planungszeitraum im Modell werden keine neuen BKZ eingestellt, da der Modellhorizont nur reine Ersatzinvestitionen erfasst. Erweiterungsinvestitionen oder eine qualitative Aufwertung des Netzes (Annahmen zum Asset Management oder zum Qualitätsniveau) sind nicht Bestandteil des Modells. Daher wird der Bestand an BKZ per 31.12.2006 synthetisch aufgelöst. Die Vorgehensweise zur synthetischen Auflösung der BKZ ist in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Vorgehensweise synthetische Auflösung BKZ

Jahr	Simulation eingeschwungener Zustand (20 Jahre)						Istwert				Vorschau					
	1982	1983	1984	1985	1986	...	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	...	2021	
Zufuhr (GE)	100							ab hier laufen BKZ aus, keine Neueinstellungen								
		100														
			100													
				100												
					100	...	100									
Bestand (GE)	95	90	85	80	75		
		95	90	85	80		
			95	90	85		
				95	90		
					95		
Bestand (kumuliert)	95	185	270	350	425	...	950	855	765	680	600	525	455	...		
Auflösung (GE)	5	5	5	5	5		
		5	5	5	5		
			5	5	5		
				5	5		
					5		
Auflösung (kumuliert)	5	10	15	20	25	...	100	95	90	85	80	75	70	...		
Auflösung BKZ						...						133	125	117	...	8
Bilanzwert BKZ (GE)	1000															

... = Zwischenjahre bzw. -rechnungen ausgeblendet

Für die Auflösung wird zunächst unterstellt, dass bis 2002 ein gleichgewichtiges Niveau (so genannter „eingeschwungener“ Zustand) an Zuführung und Auflösung an BKZ herrschte, da diese steuerrechtlich bis 2002 über 20 Jahre aufgelöst werden konnten. Daher wird im Modellrahmen simuliert, dass über 20 Jahre jedes Jahr BKZ in Höhe von 100 Geldeinheiten (GE) zugeführt werden und jeweils über 20 Jahre (also mit 1/20 p.a.,

d.h. 5 GE) wieder aufgelöst werden. Dieser Sachverhalt ist im linken Teil der Tabelle (Jahre 1982 bis 2002) dargestellt.

Seit 2003 können die BKZ gemäß steuerrechtlicher Vorgaben von den AK/HK abgezogen werden. Ab diesem Jahr werden daher annahmegemäß keine neuen BKZ mehr eingestellt. Bei der synthetischen Auflösungsvorschau (graue Markierung) wird mithin davon ausgegangen, dass die Auflösung der BKZ ab 2003 begonnen hat und der Bestand zum 31.12.2006 bereits um die Auflösung von vier Jahresscheiben (Jahre 2003 bis 2006) vermindert wurde (rechter Teil der Tabelle). Der entsprechende Wert für 2006 wird als Istwert in der modellhaften Gewinn- und Verlustrechnung angesetzt. Für die Vorschau dieser Position ab 2007 sind nunmehr noch 15 Jahresscheiben aufzulösen. Die letzte Jahresscheibe wird demnach im Jahr 2021 aufgelöst. Die Auflösung der BKZ ab 2006 erfolgt dergestalt, dass der Bilanzwert BKZ zum 31.12.2006 multipliziert wird mit dem Quotienten aus der kumulierten Auflösung der BKZ (im jeweiligen Jahr) und dem Bestandswert 2006. Für das Jahr 2007 wäre das beispielsweise der Bilanzwert BKZ zum 31.12.2006 multipliziert mit dem Quotienten aus 80 GE (Auflösung BKZ 2007 kumuliert) und dem Bestandswert 2006 in Höhe von 600 GE.

Wachstumsannahme unverzinsliches Fremdkapital

Für das unverzinsliche Fremdkapital (z.B. Pensionsrückstellungen, Lieferantenkredite) wird im Modell eine Wachstumsannahme getroffen. Die Wachstumsannahme korrespondiert mit der angesetzten Inflation p.a. (im Basisszenario 1,7%).

3.3.2 Regulatorische Perspektive

Effizienzwert

Bezüglich des individuellen X-Faktors wird annahmegemäß auf den Durchschnittswert der vorläufigen Benchmarkingergebnisse (Gutachten von SUMICSID¹⁰ für die Bundesnetzagentur) abgestellt.

Daraus ergeben sich folgende durchschnittliche Effizienzwerte:

- 92,2 % (Strom, Regelverfahren)
- 87,3 % (Gas, Regelverfahren)

Die Effizienzwerte der Teilnehmer am vereinfachten Verfahren Strom und Gas ergeben sich direkt aus den Vorgaben des § 24 ARegV:

- 87,5 % (Strom und Gas, Vereinfachtes Verfahren)

¹⁰ SUMICSID (2007): Development of benchmarking models for German electricity and gas distribution, Gutachten für die Bundesnetzagentur

Genereller sektoraler Produktivitätsfortschritt

Der generelle sektorale Produktivitätsfortschritt beträgt gemäß § 9 Abs. 2 ARegV

- 1,25 % (1. Regulierungsperiode)
- 1,5 % (2. Regulierungsperiode)

Für den Zeitraum vor Beginn der Anreizregulierung sowie den Zeitraum nach der zweiten Regulierungsperiode werden Annahmen über den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt getroffen.

Dieser beträgt im Basisszenario

- vor 2009: 1,25 %
- ab der dritten Regulierungsperiode 0,725 %

Datenbasis: genehmigte Kosten/Aufwendungen zum 31.12.2006

Aufwandsgleiche Kosten

Zur Bestimmung der Erlösobergrenze werden die genehmigten aufwandsgleichen Kosten herangezogen (siehe oben).

Kalkulatorische Kosten

Die Abschreibungen entsprechen den genehmigten kalkulatorischen Abschreibungen gemäß Überleitungsrechnung ARegV. Weiterhin werden hier die genehmigte kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gemäß Entgeltbescheid¹¹ sowie die kalkulatorische Gewerbesteuer (siehe unten) berücksichtigt.

Pauschalierter Investitionszuschlag

Für die erste Regulierungsperiode kann der Netzbetreiber gemäß § 25 ARegV einen Antrag auf einen pauschalierter Investitionszuschlag (PIZ) stellen. Dieses Instrument wird dem Netzbetreiber übergangsweise für die erste Regulierungsperiode gewährt, mit dem erklärten Ziel, notwendige Investitionen in die Energieversorgungsnetze in der Startphase der Anreizregulierung nicht zu behindern¹². Der PIZ wird bei der Ermittlung der Erlösobergrenze berücksichtigt und gilt für die erste Regulierungsperiode. Die entsprechenden Werte für die Netzbetreiberaggregate wurden von der Bundesnetzagentur an das WIK kommuniziert und im Modell erfasst.

¹¹ Für die Jahre 2007 und 2008 gilt beispielsweise die genehmigte kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung mit den in der StromNEV festgelegten bzw. angewandten Zinssätzen (Zinssatz Altanlagen: 6,50%, Zinssatz Neuanlagen: 7,91% und Zinssatz Fremdkapital: 4,3%). Ab 2009 werden dann die im Juli 2008 neu festgelegten bzw. aktualisierten Zinssätze mit der entsprechend korrigierten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung angesetzt (Zinssatz Altanlagen: 7,56%, Zinssatz Neuanlagen: 9,29% und Zinssatz Fremdkapital: 4,23%).

¹² Vgl. BR-Drucksache 417/07 vom 15. Juni 2007, Verordnung der Bundesregierung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung, S.70

Anlagen im Bau

Anlagen im Bau werden ab der zweiten Regulierungsperiode bei der Verzinsung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals berücksichtigt. Es wird unterstellt, dass Anlagen im Bau sich bei den Re-Investitionen regelmäßig (bis auf ein geringfügiges, durch die Inflation hervorgerufenen Delta) ausgleichen, da im Modellkontext von Investitionszyklen abstrahiert wird. Deshalb wird der Bestandwert für Anlagen im Bau zum 31.12.2006 zuzüglich einer Inflationierung in Höhe von 1,7% p. a. bei der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals ab der zweiten Regulierungsperiode berücksichtigt. Abgestellt wird hier jeweils auf den inflationierten Wert im Kostenbezugsjahr (Kostenbezugsjahr).

Kalkulatorische Gewerbesteuer

In der ersten Regulierungsperiode wird die kalkulatorische Gewerbesteuer gemäß Kostengenehmigung mit Abzugsfähigkeit von sich selbst berücksichtigt, ab der zweiten Regulierungsperiode wird die kalkulatorische Gewerbesteuer dann ohne Abzugsfähigkeit von sich selbst ermittelt und beinhaltet weiterhin eine Korrektur um den Körperschaftsteuersatz (gemäß Leitfaden Investitionsbudgets¹³).

Der Gewerbesteuerhebesatz beträgt im gesamten Betrachtungszeitraum annahmehemgemäß 391% (Bundesdurchschnitt 2006). Die Gewerbesteuerermesszahl beträgt bis einschließlich 2007 5% und ab 2008 3,5% (Unternehmenssteuerreform 2008).

Q-Element

Das Q-Element (vgl. §§ 18-20 ARegV) wird im Rahmen dieses Projektes nicht modelliert, da es noch keine abschließende Ausgestaltung der regulatorischen Praxis für dieses Instrument gibt. Die Auswirkung dieses Regulierungsinstrumentes auf die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber ist daher zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht abzusehen (auch das Qualitätsniveau der Netzbetreiber ist nicht bekannt).

Erweiterungsfaktor

Wenn sich während der Regulierungsperiode die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers nachhaltig ändert, wird dies gemäß § 10 ARegV bei der Bestimmung der Erlösobergrenze durch einen Erweiterungsfaktor berücksichtigt. Die Vorschrift soll sicherstellen, dass Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die sich bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers im Laufe der Regulierungsperiode ergeben, bei der Bestimmung der Erlösobergrenzen berücksichtigt werden¹⁴.

Die regulatorische Ausgestaltungspraxis des Erweiterungsfaktors war zum Zeitpunkt der Untersuchungsspezifikation noch nicht final festgelegt. Daher wird dieses Element

¹³ Bundesnetzagentur (2009): Leitfaden zu Inhalt und Struktur von Anträgen auf Genehmigung von Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 3 ARegV im Bereich Elektrizität

¹⁴ Vgl. BR-Drucksache 417/07 vom 15. Juni 2007, Verordnung der Bundesregierung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung, S.49

im Rahmen dieses Gutachtens nicht berücksichtigt. Im Modell werden grundsätzlich keine Erweiterungsfaktoren modelliert, da nur Ersatzinvestitionen betrachtet werden.

Investitionsbudgets

Investitionsbudgets sind ein Instrument, um die aufgrund der gesetzlichen Anforderungen notwendigen Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen und die damit verbundenen erhöhten Kosten in den Übertragungs- und Fernleitungsnetzen zu berücksichtigen¹⁵. Im Einzelfall können Investitionsbudgets auch für Verteilernetzbetreiber genehmigt werden (§ 23 Abs. 6 ARegV). Gemäß Leitfaden Investitionsbudgets der Bundesnetzagentur¹⁶ kann die Genehmigung für Investitionsbudgets nur für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen erfolgen. Im Modell werden grundsätzlich keine Investitionsbudgets modelliert, da nur Ersatzinvestitionen betrachtet werden.

Mehrerlösabschöpfung

Die Mehrerlösabschöpfung findet im Modellkontext keine Berücksichtigung, da es sich um kein systematisches regulatorisches Instrument gemäß ARegV, sondern um eine **einmalige** Abschöpfung **unerlaubter** Mehrerlöse **der Vergangenheit** handelt.

Periodenübergreifende Saldierung

Es wird angenommen, dass der Netzbetreiber genau die genehmigte Erlösobergrenze erlässt. Eine periodenübergreifende Saldierung findet daher im Modellkontext nicht statt.

Quotierung des Umlaufvermögens

Die Verzinsung des eingesetzten Kapitals erfolgt gemäß § 7 Abs. 1 S. 1 StromNEV bzw. GasNEV lediglich auf der Grundlage des betriebsnotwendigen Eigenkapitals. Da nur das betriebsnotwendige Eigenkapital verzinst werden darf, können auch nur die betriebsnotwendigen Bilanzwerte des Umlaufvermögens in die Verzinsungsbasis eingestellt werden. Hier erfolgt ordnungsgemäß eine Orientierung an den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers. Außerdem werden nur diejenige Kostenbestandteile als betriebsnotwendig angesehen, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb eingestellt hätten.

Gemäß der gegenwärtigen Praxis der BNetzA erfolgt die Quotierung des Umlaufvermögens im Modell dergestalt, dass 1/12 der genehmigten Netzkosten als Kassen- und Wertpapierbestände sowie 3/12 der genehmigten Netzkosten als Forderungen ansatzfähig sind.

¹⁵ Vgl. BR-Drucksache 417/07 vom 15. Juni 2007, Verordnung der Bundesregierung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung, S.66 f.

¹⁶ Bundesnetzagentur (2009): Leitfaden zu Inhalt und Struktur von Anträgen auf Genehmigung von Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 3 ARegV im Bereich Elektrizität

Mittelwertbildung

Gemäß § 7 Abs. 1 S. 4 NEV ist sowohl bei den kalkulatorischen Restwerten des Sachanlagevermögens als auch bei den Bilanzwerten der betriebsnotwendigen Finanzanlagen und des Umlaufvermögens sowie des Abzugskapitals jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen. Der Jahresanfangsbestand der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens bei Altanlagen wird hierbei durch Addition der Restwerte des Sachanlagevermögens zum Jahresende und der Jahresabschreibung des entsprechenden Betrachtungsjahres errechnet. Bei Neuanlagen erfolgt im Zugangsjahr keine Berechnung des Jahresanfangsbestandes der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens, da dieser grundsätzlich Null beträgt. Die Mittelwertbildung wird auch bei der Quotierung des Umlaufvermögens berücksichtigt.

4 Ergebnisse und Interpretation

Anmerkung: Bei den nachstehend dargestellten Ergebnissen handelt es sich um die Resultate einer modellgestützten Analyse, deren Ergebnisse u.a. von den getroffenen Annahmen und den Merkmalsausprägungen der Unternehmen der Stichprobe determiniert werden. Die Analyse liefert eine grundsätzliche ökonomische Indikation der Wirkung des Systems „Anreizregulierung“. Von einer Übertragung der quantitativen Ergebnisse auf einzelne Unternehmen sollte abgesehen werden.

4.1 Basisszenario

Tabelle 3: Ergebnisse

1	2	3	4	5	6	7	8
Netzbetreiber / Ergebnis	Lfd. Nr	KA vnb [%]	kalk. Kosten [%]	bil. RW vs. kalk. RW	PH _{2027/8} [% KA vnb]	p.a.	PH _{2027/8} korrigiert um Altersstruktur
Strom ≥ 100.000	Strom 11	67,0%	20,0%	83,3%	2,7%	0,13%	0,5%
Strom < 100.000 RV	Strom 12	67,7%	23,7%	63,1%	-0,2%	-0,01%	n/a
Strom < 100.000 VV	Strom 13	59,5%	16,1%	61,0%	2,4%	0,12%	n/a
Strom "fristenkongruent"	Strom 31	67,0%	20,0%	83,3%	1,6%	0,08%	-0,6%
Strom "komplett kalk."	Strom 41	67,0%	20,0%	100,0%	2,0%	0,10%	-0,2%
Gas ≥ 100.000	Gas 11	93,2%	56,0%	46,8%	-6,4%	-0,35%	-6,4%
Gas < 100.000 RV	Gas 12	92,7%	53,0%	38,9%	-6,6%	-0,36%	n/a
Gas < 100.000 VV	Gas 13	99,0%	56,1%	57,7%	0,1%	0,01%	n/a

Tabelle 3 stellt die Ergebnisse und Kostenverhältnisse für die betrachteten Strom- und Gasnetzbetreiber dar. In den Spalten eins und zwei sind die entsprechenden Bezeichnungen für die einzelnen Netzbetreiber aufgeführt. Die Spalten drei und vier enthalten den Anteil der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten (KA vnb) bzw. der kalkulatorischen Kapitalkosten¹⁷ an den genehmigten Netzkosten in Prozent zu Beginn der Anreizregulierung im Kostenbezugsjahr 2006. Spalte fünf zeigt das Verhältnis von kalkulatorischen zu bilanziellen Restwerten des Sachanlagevermögens. In den drei letzten Spalten ist das wesentliche Ergebnis der Analyse aufgeführt: die Potenzialhebung. Diese ist in Spalte sechs dargestellt als Anteil der Potenzialhebung 2028 (Gas: 2027¹⁸) abgezinst auf das Basisjahr 2006 im Verhältnis zu den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen des Basisjahres. Damit gibt diese Residualgröße an (in Prozent),

¹⁷ Zu den kalkulatorischen Kapitalkosten zählen: Kalkulatorische Abschreibungen auf Alt- und Neuanlagen, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und kalkulatorische Gewerbesteuer.

¹⁸ Für Gas wird aus Gründen der Vergleichbarkeit das Jahr 2027 gewählt, da für die Gasnetzbetreiber im Jahr 2028 annahmegemäß bereits eine neue Regulierungsperiode beginnt, während dies für die Stromnetzbetreiber erst 2029 der Fall wäre.

wie viel der Netzbetreiber aus seinen vorübergehend beeinflussbaren Aufwendungen noch an Effizienzpotenzialen heben muss, um seine kalkulatorische EK-Verzinsung zu erreichen.

Es wird angenommen, dass ein Teil der Eigenkapitalverzinsung gemäß dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung thesauriert und damit zur Innenfinanzierung des Netzbetreibers zur Verfügung steht. Die Thesaurierung wird aufgrund von Modellbeschränkungen in Anlehnung an die so genannte „Schütt-aus-hol-zurück“-Methodik abgebildet. Für die Modellogik bedeutet dies, dass die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung zunächst vollständig ausgeschüttet wird. Anschließend wird dann eine Zuführung zur Kapitalrücklage modelliert. Es werden zwei Thesaurierungsvarianten¹⁹ modelliert und als Ergebnis der Durchschnittswert aus beiden Vorgehensweisen dargestellt (Spalte sechs). Im Modell ist dieser Vorgang steuerneutral, d.h. die Körperschaftssteuer wird durch diesen Vorgang nicht beeinflusst.

Weiterhin wird in Spalte sieben das Effizienzhebungspotenzial p.a. dargestellt. Überdies wird die Entwicklung des Wartungs- und Instandhaltungsaufwandes für die Netzbetreiber ≥ 100.000 einer gesonderten Prüfung unterzogen, um den Einfluss des Anlagenalters auf die operativen Kosten näher spezifizieren zu können. Die korrespondierenden Ergebnisse befinden sich in Spalte acht.

Aus den Ergebnisgrößen in Spalte sechs wird deutlich, dass ein eher heterogenes Ergebnis bei den Stromnetzbetreibern vorliegt, während zumindest für die beiden Gasnetzbetreiber im Regelverfahren eher homogene Ergebnisse erzielt werden. Diese realisieren neben den Kapitalkosten ökonomische Zusatzgewinne (ausgedrückt durch eine negative Potenzialhebung in Höhe von -6,4% (Gas ≥ 100.000) bzw. -6,6% (Gas < 100.000 RV), während der Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren Gas seine Kapitalkosten nahezu verdienen kann (Potenzialhebung in Höhe von 0,1%). Die Investitionsfähigkeit der Gasnetzbetreiber unter den gesetzten Modellprämissen ist somit nicht gefährdet. Der Stromnetzbetreiber ≥ 100.000 kann seine Kapitalkosten am Ende des Betrachtungszeitraums grundsätzlich nicht vollständig verdienen und müsste gemäß der Modellogik in seinen beeinflussbaren Aufwendungen noch weitere Effizienzhebungen in Höhe von 2,7% realisieren. Gleiches gilt für den Stromnetzbetreiber im vereinfachten Verfahren (2,4%). Der Netzbetreiber < 100.000 Strom kann seine Kapitalkosten verdienen (-0,2%).

¹⁹ Thesaurierungsrelevant im Rahmen des Prinzips der Nettosubstanzerhaltung sind zum einen die Differenz zwischen Real- und Nominalzins (Zinsdifferenz) und zum anderen der Unterschied in den Abschreibungen auf Tagesneuwert- und AK/HK-Basis (Abschreibungsdifferenz). Eine Zufuhr zur Kapitalrücklage in Höhe nur des ersten Sachverhaltes ist zwar modellkonsistent, führt aber zu einer Überschätzung des realen Residuums, da die Abschreibungsdifferenz vernachlässigt wird. Aufgrund der Setzung des Jahresüberschusses in Höhe der genehmigten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung führt jedoch eine Thesaurierung in Höhe von Zins- und Abschreibungsdifferenz zu einer Unterschätzung des Residuums, da der verbleibende Restjahresüberschuss nicht mehr die Renditeforderungen der Eigenkapitalgeber befriedigt. Dieser müsste eigentlich um die Abschreibungsdifferenz erhöht werden. Dieser Umstand ist aufgrund der beschriebenen Modellrestriktionen jedoch nicht darstellbar.

Gesondert wird die Entwicklung des Wartungs- und Instandhaltungsaufwandes in Zusammenhang mit dem Anlagenalter in Anlehnung an die so genannte „Badewannenfunktion“²⁰ für die NB ≥ 100.000 Kunden geprüft. Diese Funktion spiegelt den technisch-wirtschaftlichen Verlauf des Wartungs- und Instandhaltungsaufwandes in Abhängigkeit vom Anlagenalter wider (siehe Abbildung 2). Eine Verjüngung des Anlagenbestandes dürfte zu einer Reduktion des Wartungs- und Instandhaltungsaufwandes führen. Hierbei handelt es sich um eine technisch bedingte Kostenentwicklung, die zusätzlich zu den Effizienzvorgaben der ARegV berücksichtigt wird.

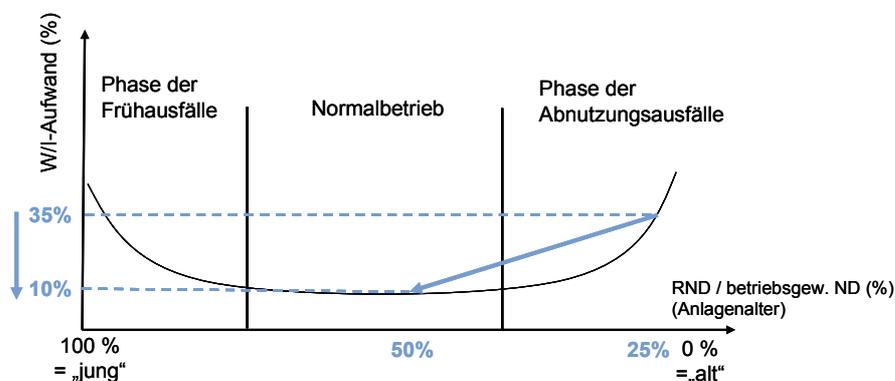
Um dem Zusammenhang zwischen durchschnittlichem Anlagenalter und Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen Rechnung zu tragen, wurde in dem Modell der Wartungs- und Instandhaltungsaufwand als Funktion des durchschnittlichen Anlagenalters dargestellt²¹. Eine Bestimmung des Anlagenalters für 2006 auf Basis des B2-Bogens (Istdaten) und 2028 (Fortschreibung B2-Bogen und kontinuierliche Neuinvestitionen auf TNW-Basis im eingeschwungenen Zustand) auf Basis der Restnutzungsdauer im Verhältnis zur betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer deutet auf eine deutliche Verjüngung des Anlagenbestandes der Netzbetreiber Strom ≥ 100.000 Kunden im betrachteten Zeitraum hin (Reduktion des Verhältnisses²² von 25% auf 50%). Unter Berücksichtigung des Verlaufs der Kostenfunktion reduziert sich mithin der Anteil des Wartungs- und Instandhaltungsaufwand an den AK/HK von 35% in 2006 auf 10% im Jahre 2028.

20 Diese Funktion spiegelt die technischen Erfahrungswerte des Verhaltens von Betriebsmitteln der leitungsgebundenen Energieversorgung wider und lässt Rückschlüsse auf den Wartungs- und Instandhaltungsaufwand für die Betriebsmittel (hier: Anlagengüter des Netzbetreibers) zu. Die Badewannenfunktion lässt sich in drei Phasen einteilen. 1. Phase: Anfängliche Montage und oder Produktionsfehler \rightarrow erhöhte Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen (linker Rand der Badewanne). 2. Phase: Normalbetrieb mit entsprechend wartungsarmem Verlauf (Boden der Badewanne); 3. Phase: Abnutzungsausfälle bis zum endgültigen Ersatz \rightarrow steigende Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen (rechter Rand der Badewanne).

21 Die Modellierung des geschilderten Zusammenhangs wurde in Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur entwickelt. Die zugrunde liegende Kostenfunktion wurde auf Grundlage sachverständiger Stellungnahmen bereitgestellt.

22 Durchschnittswerte unter Berücksichtigung eines Sicherheitsintervalls von jeweils 5 Prozentpunkten. Dieses Sicherheitsintervall trägt dem Umstand Rechnung, dass Anlagengüter kalkulatorisch bereits vollständig abgeschrieben, d.h. nicht mehr im B2-Bogen enthalten, tatsächlich aber noch in Betrieb sind.

Abbildung 2: Entwicklung des Wartungs- und Instandhaltungsaufwand für den Netzbetreiber ≥ 100.000 Strom (schematische Darstellung)



Für die Modellberechnungen wird auf Basis dieser Richtgrößen eine lineare Reduktion der Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen modelliert. Für den Netzbetreiber Strom 11 resultiert daraus eine Potenzialhebung in Höhe von 0,5%, die Netzbetreiber Strom 31 und Strom 41²³ haben in dieser gesonderten Prüfung eine Potenzialhebung von -0,6% bzw. -0,2%. Beim Netzbetreiber Gas 11 liegt die Potenzialhebung weiterhin bei -6,4%. Tendenziell findet hinsichtlich des Anlagenbestandes des Gasnetzbetreibers zwar eine Alterung statt, allerdings verlässt der Netzbetreiber den Sattelpunkt der Badewannenfunktion nicht, so dass hier von einem konstanten Wartungs- und Instandhaltungsaufwand (bereinigt um Differenzial aus Inflation, generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt (PF) und individueller Effizienzvorgabe) ausgegangen wird.

Im Rahmen der Ergebnisanalyse haben sich die nachfolgend aufgeführten Effekte als relevante Treiber für die vorstehenden Ergebnisse herausgestellt. Das Zusammenwirken und die je nach initialer Situation und Kostenstruktur des Netzbetreibers vorherrschende Dominanz einzelner Effekte sind maßgeblich für die Höhe der Potenzialhebung verantwortlich.

Anmerkung: „negativ“ bedeutet „Potenzialhebung sinkt“; „positiv“ bedeutet „Potenzialhebung steigt“.

²³ Die Beschreibung der Ergebnisse des Netzbetreibers Strom 41 befindet sich im Anhang.

4.1.1 Effekte und Wirkungsweisen

Aufwandsgleiche Kosten

- Die **dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten** steigen mit einem Zeitverzug von zwei Jahren gemäß der unterstellten Inflation von 1,7% p.a. und leisten damit einen positiven Beitrag zur Potenzialhebung.
- Steigerungen der **vorübergehen nicht beeinflussbaren Kostenanteile** im Jahr 2012 können unter Umständen erst in der Erlösobergrenze 2019 berücksichtigt werden und fließen bis dahin nicht als Cashflow an den Netzbetreiber zurück. Zum Zeitpunkt des Kostenbezugs sind die tatsächlichen Aufwendungen somit höher als diejenigen Werte, die über die Erlösobergrenze vergütet werden. Dieser Sachverhalt wirkt sich im Falle von Kostensteigerungen positiv auf die Potenzialhebung aus. Bei Kostensenkungen ist die Wirkung negativ.

In der Gesamttendenz ist der Zeitverzug bei dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten durch die jährliche Aktualisierung²⁴ dieser Kostenposition weniger relevant als der Verzug bei den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten. Die verzögerte erlösseitige Berücksichtigung kann bei den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen bis zu sieben Jahre betragen. Generell führen im Betrachtungszeitraum fallende Kostenverläufe zu einer Erleichterung bei der Umsetzung der regulatorischen Vorgaben, während steigende Verläufe das Gegenteil bewirken.

Kalkulatorische Kosten

Die Kalkulatorischen Kosten sind ein Einflussfaktor auf die Potenzialhebung.

- Die **Abschreibungen auf den Anlagenbestand 2006** (Altvermögen) leisten durch das „goldene Ende“²⁵ einen zunehmend negativen Beitrag zur Potenzialhebung.
- Die **Abschreibungen auf Neuanlagen** leisten einen positiven Beitrag zur Potenzialhebung. Dieser wird durch zwei Faktoren determiniert: Einerseits durch die verzögerte Berücksichtigung in der Erlösobergrenze, die zur Folge hat, dass kalkulatorische Abschreibungen zwischen dem Basisjahr für den Kostenbezug und dem Beginn einer neuen Regulierungsperiode erst mit einem Zeitverzug erlösseitig vergütet werden, obwohl diese bilanziell bereits im Jahr der Aktivierung anfallen. Außerdem sind die aufgrund der geringeren Nutzungsdauern höheren

²⁴ Grundsätzlich werden die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten mit einem t-2 Verzug angepasst. Die Kostenpositionen „vorgelagertes Netz“ und „dezentrale Einspeisung“ werden hingegen jährlich aktualisiert. Sind diese Kostenposition hoch, verstärkt sich die positive Wirkung der Aktualisierung.

²⁵ Das „goldene Ende“ definiert den Zeitraum, in dem Anlagen handelsrechtlich bereits abgeschrieben sind, erlösseitig aufgrund der längeren kalkulatorischen Nutzungsdauern jedoch noch berücksichtigt werden.

bilanziellen Abschreibungen im Verhältnis zu den erlösseitig gewährten kalkulatorischen Abschreibungen für eine positive Beeinflussung der Potenzialhebung verantwortlich. Gegen Ende des Planungszeitraumes laufen bedingt durch die Wiederanlageprämisse allerdings die ersten neuinvestierten Anschaffungsgüter wieder ins „goldene Ende“. Dann kehrt sich der positive Beitrag zur Potenzialhebung um und beeinflusst diese negativ.

In der Gesamttendenz überkompensiert der negative Beitrag der Abschreibungen (sog. „Sockeleffekt“) auf Altanlagen zur Potenzialhebung im Untersuchungszeitraum den positiven Beitrag der Abschreibungen auf Neuanlagen bei allen Netzbetreibern.

4.1.2 Ergebnisrelevanz

Unterschiede bei den Größenklassen (gleicher Energieträger)

a) Regelverfahren

Die relativ homogenen Resultate bei den Gasnetzbetreibern im Regelverfahren lassen sich durch ähnliche Verhältnisse der in Tabelle 3 aufgeführten Kostenpositionen erklären. Die Differenzen bei den beiden Netzbetreibern Strom im Regelverfahren sind dadurch zu erklären, dass der Netzbetreiber ≥ 100.000 Kunden ein wesentlich höheres Verhältnis von bilanziellen zu kalkulatorischen Restwerten hat (83,29%) als der Netzbetreiber < 100.000 Kunden (63,09%) und damit weniger stark vom „goldenen Ende“ profitiert.

b) Vereinfachten Verfahren

Bei Netzbetreibern im Vereinfachten Verfahren gelten 45% der Netzkosten grundsätzlich als dauerhaft nicht beeinflussbar. Die relevante Anteil der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten beläuft sich auf 48,125%²⁶.

Ist der Anteil der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten deutlich größer als 48,125%, so haben diese Netzbetreiber eine höhere Zusatzbelastung zu tragen, da eine Inflationierung, aber keine Aktualisierung dieser Kostenposition (mit Ausnahme der vorgelagerten Netzkosten sowie der Aufwendungen für Stromeinspeisung durch Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen) erfolgt. Das bedeutet, dass die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenpositionen ohne Aktualisierung in der Erlösbergrenze erst mit einem Zeitverzug berücksichtigt werden, während die bilanziellen Aufwendungen steigen. Dies hat zur Folge, dass die Potenzialhebung positiv beeinflusst wird und damit zum Nachteil des Netzbetreibers wirkt. Dies gilt sowohl für den betrachteten Netzbetreiber Strom als auch für den Netzbetreiber Gas im vereinfachten Verfahren, da

²⁶ Der relevante Anteil der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten im vereinfachten Verfahren ergibt sich aus folgender Formel: $\text{Genehmigte Netzkosten} - (\text{Genehmigte Netzkosten} \cdot 45\%) \cdot 87,5\%$ (Effizienzwert im Vereinfachten Verfahren) = 48,125%

bei beiden Netzbetreiber real (d.h. ohne Betrachtung der 45%-Regel bezüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten) der Anteil der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten an den Netzkosten über 48,125% liegt (siehe Spalte drei in Tabelle 3). Im umgekehrten Fall (vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten < 48,125%) würde sich dies zum Vorteil für die Netzbetreiber auswirken und die Potenzialhebung negativ beeinflussen.

Unterschiede Strom- vs. Gasnetzbetreiber

Die Gasnetzbetreiber realisieren eine niedrigere, im Regelverfahren deutlich negativere Potenzialhebung als die Stromnetzbetreiber. Für diesen Sachverhalt gibt es mehrere Gründe:

- Gasnetzbetreiber haben ihr Sachanlagevermögen (SAV) in der Vergangenheit deutlich schneller abgeschrieben als Stromnetzbetreiber, deren Abschreibungsverhalten sich näher an den kalkulatorischen Vorgaben orientierte. Dies wird aus dem Verhältnis von bilanziellem zu kalkulatorischen Restwert des SAV zum 31.12.2006 ersichtlich (Spalte fünf in Tabelle 3). Somit profitieren Gasnetzbetreiber schneller vom „goldenen Ende“.
- Diese Wirkung wird verstärkt durch den wesentlich höheren Anteil der kalkulatorischen Kosten (kalkulatorische Abschreibung, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und kalkulatorische Gewerbesteuer) an den Netzkosten, die eine relativ gesehen höhere Erlösobergrenze generieren und somit zum Vorteil für den Gasnetzbetreiber wirken (Spalte vier in Tabelle 3).
- Allerdings sind bei den Gasnetzbetreibern aufgrund der Abschreibungspraxis in der Vergangenheit tendenziell weniger Refinanzierungsmittel (Cashflow) über Abschreibungen vorhanden. Dies erfordert mithin eine zusätzliche Fremdmittelaufnahme. Dieser positive Beitrag auf die Potentialhebung wird jedoch durch die vorgenannten Effekte überkompensiert.

Fristenkongruenter Netzbetreiber

Der **fristenkongruente Netzbetreiber** stellt ab 2007 auch handelsrechtlich auf kalkulatorische Nutzungsdauern um. Diese sind länger als die bilanziellen Nutzungsdauern und die kalkulatorischen Abschreibungen somit geringer. Dies führt zu einer negativen Beeinflussung der Potenzialhebung. In der hier gewählten Modellierung ist aufgrund der nunmehr geringer ausfallenden Refinanzierungsmittel (Cashflow) eine zusätzliche Fremdkapitalaufnahme erforderlich. Dieser positive Einfluss auf die Potenzialhebung wird jedoch durch die insgesamt niedrigeren Aufwendungen überkompensiert.

Es wird deutlich, dass durch die Ausschöpfung handels- bzw. steuerrechtlicher Optimierungspotenziale Vorteile für die Investitionsfähigkeit des Netzbetreibers geschaffen werden können.

4.2 Szenarien

Für einzelne Parameter werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Ziel ist es, den Einfluss der Parametervariation zu quantifizieren und somit kritische Determinanten hinsichtlich der Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber unter dem zukünftigen Regime der Anreizregulierung zu identifizieren.

Wesentliches Ergebnis der Sensitivitätsanalysen ist vor allem die deutliche Ergebnisrelevanz einer möglichen Über- bzw. Untererfüllung der Vorgaben der ARegV. Aus den Analysen zur Umsetzung der individuellen Effizienzvorgaben (Szenario X_{ind}) lässt sich überdies schlussfolgern, dass die ARegV innerhalb des Modellrahmens positiv bei Netzbetreibern mit einer größeren Anfangsineffizienz wirkt, da diese einen stärkeren Aufholeffekt durch Ineffizienzabbau (Kostensenkungen in den ersten beiden Regulierungsperiode) realisieren.

Weiteres Ergebnis ist die nahezu symmetrische Wirkungsweise der Parametervariation bezüglich steigender und sinkender Kostengrößen.

Im Basisszenario wird ein Netzbetreiber simuliert, der alle Vorgaben der ARegV erfüllt. Von dieser Basisvariante ausgehend werden dann für bestimmte Parameter symmetrische Abweichungen nach oben (MA) und nach unten (MI) modelliert. Eine Auflistung ist Tabelle 4 zu entnehmen. Die Szenarien werden exemplarisch für den Netzbetreiber Strom ≥ 100.000 gerechnet, der in diesem Fall als Referenznetzbetreiber gilt.

Tabelle 4: Überblick Szenarien

Parameter (%)	Szenario Strom		
	MA	Basis	MI
X _{ind}	100	92,2	75
VPI (Inflation)	1,95	1,7	1,45
Zeitverzug dnbc (Kostensteigerung/-senkung einer Position)	5	0	-5
Zeitverzug OPEX (Kostensteigerung/-senkung einer Position)	5	0	-5
Sektoraler Produktivitätsfortschritt nach 2. Regulierungsperiode	1,5	0,725	0
Sektoraler Produktivitätsfortschritt vor 2009	3	1,25	
Ersatzinvestitionsbedarf (Über- bzw. Unterschätzung)	10	0	-10
Über- bzw. Untererfüllung der Vorgaben der ARegV	0,5	0	-0,5

Nachstehend erfolgt eine kurze Erläuterung zu den einzelnen Szenarien.

X_{ind}

Es werden jeweils drei Szenarien für Strom und Gas für die Effizienzwerte gerechnet. Als Basisvariante dienen die Durchschnittswerte der Benchmarkingergebnisse. Für das Maximalszenario wird von einem zu 100% effizienten Netzbetreiber ausgegangen. Für das Minimalszenario wird auf eine Effizienzposition zurückgegriffen, die auf das niedrigste gegenwärtige Effizienzniveau der Netzbetreiber abstellt. Hier wurde nach Auskunft der Bundesnetzagentur Werte mit einer gewissen Beobachtungshäufigkeit angesetzt (75%).

VPI (Inflation)

Da die zukünftige Preissteigerungsrate unsicher ist, sind über deren Verlauf Annahmen zu treffen. Um ein gewisses Entwicklungsspektrum abzubilden, werden neben der Basisvariante VPI (Basis) zwei weitere Szenarien definiert, die vor dem Hintergrund der unsicheren wirtschaftlichen Entwicklungen eine höhere Inflation und eine niedrigere Inflation in der Zukunft unterstellen. Für den Basiswert wird auf den tatsächlichen Wert für das Jahr 2007 gemäß dem Statistischen Bundesamt abgestellt. Für den Maximalwert wird die Inflationsrate im 10-Jahresdurchschnitt angenommen. Der Minimalwert wird entsprechend der Differenz vom Mittel- bis zum Maximalwert abgesetzt.

Zeitverzug dnbK

Im Rahmen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten soll die Wirkungsweise des t-2 Verzuges isoliert analysiert werden. Hier werden von einem Basisszenario mit nur inflationsbedingten Kostensteigerungen ausgehend einmal Kostensteigerungen und einmal Kostensenkungen in Höhe von jeweils 5% (für zwei Regulierungsperioden) angenommen, um die Wirkung des Zeitverzug dieser Kostenpositionen zu quantifizieren.

Zeitverzug OPEX

Hinsichtlich der beeinflussbaren Kosten sollen ebenfalls Wirkungen etwaiger Kostensteigerungen oder Kostensenkungen quantifiziert werden. Kostensenkungen bzw. Kostensteigerungen dieser Kostenpositionen werden ebenfalls erst beim erneuten Kostenbezug in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Es werden ausgehend von einem Basis-szenario mit durch die Performance (Inflation in Höhe von 1,7%, individuelle Effizienzvorgabe, sektoraler Produktivitätsfortschritt) bedingten Kostenentwicklungen einmal Kostensteigerungen und einmal Kostensenkungen in Höhe von jeweils 5% (für zwei Regulierungsperioden) angenommen, um die Wirkung des Zeitverzug dieser Kostenpositionen zu quantifizieren.

Genereller sektoraler Produktivitätsfortschritt nach der zweiten Regulierungsperiode

Die regulatorische Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts nach der zweiten Regulierungsperiode ist noch ungeklärt. Daher wird im Rahmen der Sensitivitätsanalysen eine Annahme über die zukünftige Entwicklung dieser Größe getroffen. Für das Basisszenario werden 0,725% angenommen. Für die Maximalvariante gelten 1,5% und für die Minimalvariante 0%.

Genereller sektoraler Produktivitätsfortschritt vor 2009

Es wird eine Annahme darüber getroffen, dass die Netzbetreiber auch vor Beginn der Anreizregulierung Effizienzpotenziale heben, die sowohl einen frontier-shift als auch einen partiellen Abbau der individuellen Ineffizienz beinhalten können. Anknüpfend an die Systematik der ARegV findet der gesetzlich festgeschriebene Wert für den sektoralen Produktivitätsfortschritt (1,25%) bereits vor 2009, d.h. für die Jahre 2007 und 2008 Anwendung. Auch die Inflation wirkt wie bereits erwähnt ab 2007. In einer Variante wird außerdem ein sektoraler Produktivitätsfortschritt von 3% modelliert. Hierbei wird auf einen Durchschnittswert internationaler Erfahrungen²⁷ abgestellt.

Ersatzinvestitionsbedarf (Über- bzw. Unterschätzung)

Der Bedarf an Ersatzinvestitionen basiert grundsätzlich auf dem bestehenden Anlagenbestand, der durch die Angaben im B2-Bogen erfasst wird. Es ist allerdings davon auszugehen, dass Anlagengüter tatsächlich länger oder kürzer genutzt werden, als es die kalkulatorische Nutzungsdauer vorsieht. Diesem Umstand wird durch eine Über- bzw. Unterschätzung des Ersatzinvestitionsbedarfs um 10% Rechnung getragen.

Über- bzw. Untererfüllung der Vorgaben der ARegV

Grundsätzlich folgt die Modellsystematik der Annahme, dass sich der Netzbetreiber gemäß eines ARegV-konformen Basisszenarios verhält. Über Szenarien wird die Möglichkeit erfasst, dass sich ein Netzbetreiber nicht konform des Basisszenarios verhält und seine Effizienzvorgabe nicht oder sogar übererfüllt. Hier wird jeweils eine Über- bzw. Untererfüllung um 0,5 Prozentpunkte pro Jahr angenommen.

²⁷ Burns, P., Riechmann, C. (2004): Regulatory Instruments and their effects on investment behaviour, World Bank Policy Research Working Paper 3292, April 2004

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen sind in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Ergebnisse Sensitivitätsanalyse

Strom NB \geq 100.000		
	vs. Basis	Schwankungsbreite
Umsetzung der Effizienzvorgaben		
Overperformance	-2,54%	
Underperformance	2,95%	5,49%
X_{ind} MA	0,82%	
X_{ind} MI	-1,62%	2,44%
PF nach 2. RegP MA	1,72%	
PF nach 2. RegP MI	0,16%	1,56%
PF vor 2009 3%	-0,32%	n/a
Veränderung von Kostenpositionen		
VPI MA 1,45%	0,05%	
VPI MI 1,95%	-0,03%	0,08%
Zeitverzug OPEX MA	0,06%	
Zeitverzug OPEX MI	-0,04%	0,10%
Zeitverzug dnbk MA	0,17%	
Zeitverzug dnbk MI	-0,11%	0,28%
Ersatz MA	0,80%	
Ersatz MI	-0,80%	1,60%

Spalte zwei zeigt an, ob die Potenzialhebung durch die Parametervariation negativ (negatives Vorzeichen, d.h. Potenzialhebung sinkt) oder positiv (positives Vorzeichen) beeinflusst wird. Die Größe des Schwankungsbreite in Spalte drei gibt Aufschluss über die Wirkungsintensität der Parametervariation. Die Berechnung erfolgte ohne Thesaurierung. Ergebnisrelevant ist bei der Szenarioanalyse die Größe der Schwankungsbreite, d.h. die Höhe des Wertes (ausgedrückt in Prozentpunkten), um den sich die Potenzialhebung im Vergleich zum Basisszenario verändert. Die Schwankungsbreite liefert eine Indikation für die Sensitivität der Parameter.

Umsetzung der Effizienzvorgaben

Die hohe Schwankungsbreite im Szenario zur Über- bzw. Untererfüllung der individuellen Effizienzvorgaben zeigt deutlich, dass die Netzbetreiber durch Overperformance ihre Investitionsfähigkeit verbessern, während sich eine Underperformance zum Nachteil für die Investitionsfähigkeit auswirkt.

Die Variation der individuellen Effizienzvorgabe (X_{ind}) zeigt, dass die Potenzialhebung innerhalb des Modellrahmens bei Netzbetreibern mit einer größeren Anfangsineffizienz (X_{ind} MI = 75%) deutlich negativ beeinflusst wird, da diese einen stärkeren Aufholeffekt

durch den notwendigen Ineffizienzabbau realisieren. Dies ist der modellimmanenten Wirkungsweise geschuldet, dass der ineffizienteste Netzbetreiber die Kosten in der ersten und zweiten Regulierungsperiode am stärksten senkt im Vergleich zu seinen Erlösen, die auf Basis der Istkosten des Kostenbezugsjahres eingerastet werden.

Weiterhin zeigt die Variation des generellen sektoralen Produktivitätsfortschrittes nach der 2. Periode grundsätzlich eine vorteilhafte Beeinflussung der Potenzialhebung, wenn der Netzbetreiber ab diesem Zeitpunkt keinen generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt mehr umsetzt (Szenario PF nach 2. RegP MI). In diesem Szenario steigen seine Kosten daher ab der dritten Regulierungsperiode mit der Inflation. Diese Kosten bekommt er in seiner Erlösobergrenze voll anerkannt. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass der Netzbetreiber annahmegemäß nach zwei Regulierungsperioden kostenseitig zu 100% effizient ist, und daher im Modellkontext ab der dritten Periode eine volle Anerkennung der Kosten erfolgt. Liegt der generelle sektorale Produktivitätsfortschritt hingegen bei 1,5%, hebt der Netzbetreiber auch nach der dritten Regulierungsperiode noch kostenseitige Effizienzpotentiale, obwohl er bereits zu 100% effizient ist. Die zwar effizienten, aber niedrigeren Netzkosten nutzen ihm in dieser Modellstruktur jedoch nicht, da ihm bei voller Anerkennung der Kosten im Vergleich zum Szenario MI weniger Kosten in seiner Erlösobergrenze zugestanden werden.

Hebt der Netzbetreiber vor Start der Anreizregulierung Effizienzpotentiale in Höhe von 3% statt 1,25%, wirkt sich dies am Ende des Betrachtungshorizontes leicht negativ auf die Potenzialhebung aus, da der Netzbetreiber in diesem Szenario seine Kosten für den Kostenbezug 2014 (Kostenbezugsjahr 2011) bereits stärker gesenkt hat als der Netzbetreiber im Basisszenario.

Veränderung von Kostenpositionen

Die Sensitivitätsanalysen zeigen, dass aus steigenden Kostenpositionen eine tendenziell negative Belastungswirkung der ARegV auf die Netzbetreiber resultiert, während sich sinkende Kostenpositionen nahezu in gleichem Maße positiv auf die Investitionsfähigkeit auswirken. Die tatsächliche Wirkung ist abhängig von der Intensität der Veränderung der Kostenposition.

Im Detail betrifft dieser Effekt vor allem:

i) **Die Inflation (VPI MA/MI)**

Im Basisszenario wird eine Inflation in Höhe von 1,7% angenommen. Eine Abweichung von diesem Wert um annahmegemäß²⁸ 0,25 Prozentpunkte führt zu keiner signifikanten Beeinflussung der Investitionsfähigkeit, was durch das vergleichsweise geringe Schwankungsintervall angezeigt wird.

ii) Die Variation einer **vorübergehend nicht beeinflussbaren** (Zeitverzug OPEX MA/MI) **Kostenposition** bzw. einer **dauerhaft nicht beeinflussbaren** (Zeitverzug dnbk MA/MI) **Kostenposition**

Die Resultate dieser Szenarien zeigen die negative bzw. positive Ergebniswirkung fallender bzw. steigender Kostenpositionen. Steigende bilanzielle Kosten/Aufwendungen werden erlösseitig erst mit einem Zeitverzug von t-2 (Teile der dnbK) bzw. je nach Jahr nach dem Kostenbezugsjahr t-3 bis t-7 (vnbK) berücksichtigt. Bei fallenden Kosten zeigt sich der gegenläufige Effekt: höheren Erlöse stehen niedrigere bilanziellen Kosten/Aufwendungen gegenüber. Dies wirkt sich zum Vorteil für die Investitionsfähigkeit des Netzbetreibers aus.

iii) Den **Ersatzinvestitionsbedarf** (Ersatz MA/MI)

Die Wirkungsintensität bei einer Über- bzw. Unterschätzung des realen Ersatzinvestitionsbedarfs ist bei den kostenseitigen Szenarien vergleichsweise am Höchsten, was durch die Schwankungsbreite von 1,60% angezeigt wird. Dies bedeutet, dass die Investitionsfähigkeit des Netzbetreibers je nach Struktur des Anlagebestandes und der getätigten Ersatzinvestitionen vergleichsweise deutlich positiv oder negativ beeinflusst wird.

²⁸ Maximal- bzw. Minimalwert der Schwankungen im Zehnjahresdurchschnitt.

5 Schlussfolgerungen

Auf Basis der dargestellten Analysen kommt das WIK unter des gesetzten Modellprämissen zu folgenden Schlussfolgerungen.

- Die ARegV erlaubt die ökonomische **Aufrechterhaltung des Netzbetriebs** bei gleichzeitiger kontinuierlicher Erneuerung des Netzes (Ersatzinvestitionen).
- Netzbetreiber können bei Umsetzung der regulatorischen Vorgaben ihre **Eigenkapitalverzinsung** generell **verdienen**.
- Im Zeitablauf fallende Kostenverläufe führen zu einer Erleichterung bei der Umsetzung der regulatorischen Vorgaben, während steigende Verläufe das Gegenteil bewirken. Es entstehen keine signifikanten Verzerrungswirkungen durch die verschiedenen Zeitverzögerungen.
- Die Ergebniswirkung der ARegV ist abhängig von **netzbetreiberindividuellen Gegebenheiten**.
- Aufgrund des „**goldenen Endes**“ **besteht in dem gewählten Planungshorizont ein Vorteil** für Netzbetreiber, die in der Vergangenheit bilanziell schneller abgeschrieben haben. Im Ergebnis schneiden die Gasnetzbetreiber besser ab, weil sie in der Vergangenheit **schneller abgeschrieben** haben sowie **höhere kalkulatorische Kosten** aufweisen. Der regulatorische Rahmen behandelt Strom- und Gasnetzbetreiber identisch.
- Unternehmen im Vereinfachten Verfahren können bei **vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten** über dem relevanten Anteil von 48,125% und bei **steigenden Kosten** aufgrund des Zeitverzugs **vorübergehend ergebnisseitige Belastungen** erfahren.
- Bei der **Umstellung von bilanziellen auf kalkulatorische Nutzungsdauern** (fristenkongruenter Netzbetreiber) entstehen **Vorteile für die Investitionsfähigkeit** des Netzbetreibers.
- Netzbetreiber mit einem **sich verjüngenden Anlagenbestand** haben aufgrund einer **technisch bedingten Reduktion des Wartungs- und Instandhaltungsaufwandes** Vorteile hinsichtlich ihrer Investitionsfähigkeit.

Anhang: Komplett Kalkulatorischer Netzbetreiber

Der komplett kalkulatorische Netzbetreiber setzt zu Analyse Zwecken bereits ab 2006 auf einen kalkulatorisch ermittelten Anlagenbestand auf AK/HK-Basis innerhalb der handelsrechtlichen Perspektive auf. Hierbei handelt es sich um einen synthetisch ermittelten und damit fiktiven Anlagenbestand. Die daraus resultierende Aufwandsbelastung liegt in der Gesamtschau unterhalb eines nach handelsbilanziellen Vorgaben simulierten Wertverzehr, da nur geringe Differenzen zwischen den kalkulatorisch ermittelten Abschreibungen auf AK/HK-Basis (handelsrechtliche Perspektive) und den gemäß den Vorgaben der ARegV/NEV ermittelten Abschreibungen (regulatorische Perspektive) auftreten. Daher weist der komplett kalkulatorische Netzbetreiber im Vergleich zu einem nach handelsbilanziellen Vorgaben agierenden Netzbetreiber eine bessere Investitionsfähigkeit auf. Allerdings profitiert der komplett kalkulatorische Netzbetreiber im Vergleich zum fristenkongruenten Netzbetreiber nicht vom „goldenen Ende“, was aus dem in Tabelle 3, Spalte fünf dargestellten 1:1 Verhältnis der bilanziellen zu den kalkulatorischen Restwerten auf AK-HK-Basis deutlich wird.

Aus diesem Grund liegt die Potenzialhebungsspanne des komplett kalkulatorischen Netzbetreibers zwischen dem handelsbilanziellen Netzbetreiber und dem fristenkongruenten Netzbetreiber (siehe Tabelle 3, Spalte sechs).

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

- Nr. 261: Franz Büllingen, Aurélia Gillet, Christin-Isabel Gries, Annette Hillebrand, Peter Stamm:
Stand und Perspektiven der Vorratsdatenspeicherung im internationalen Vergleich, Februar 2005
- Nr. 262: Oliver Franz, Marcus Stronzik:
Benchmarking-Ansätze zum Vergleich der Effizienz von Energieunternehmen, Februar 2005
- Nr. 263: Andreas Hense:
Gasmarktregulierung in Europa: Ansätze, Erfahrungen und mögliche Implikationen für das deutsche Regulierungsmodell, März 2005
- Nr. 264: Franz Büllingen, Diana Rätz:
VoIP – Marktentwicklungen und regulatorische Herausforderungen, Mai 2005
- Nr. 265: Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:
Stand der Backbone-Infrastruktur in Deutschland – Eine Markt- und Wettbewerbsanalyse, Juli 2005
- Nr. 266: Annette Hillebrand, Alexander Kohlstedt, Sonia Strube Martins:
Selbstregulierung bei Standardisierungsprozessen am Beispiel von Mobile Number Portability, Juli 2005
- Nr. 267: Oliver Franz, Daniel Schäffner, Bastian Trage:
Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen, August 2005
- Nr. 268: Andreas Hense, Marcus Stronzik:
Produktivitätsentwicklung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber – Untersuchungsmethodik und empirische Ergebnisse, September 2005
- Nr. 269: Ingo Vogelsang:
Resale und konsistente Entgeltregulierung, Oktober 2005
- Nr. 270: Nicole Angenendt, Daniel Schäffner:
Regulierungsökonomische Aspekte des Unbundling bei Versorgungsunternehmen unter besonderer Berücksichtigung von Pacht- und Dienstleistungsmodellen, November 2005
- Nr. 271: Sonja Schölermann:
Vertikale Integration bei Postnetzbetreibern – Geschäftsstrategien und Wettbewerbsrisiken, Dezember 2005
- Nr. 272: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm:
Transaktionskosten der Nutzung des Internet durch Missbrauch (Spamming) und Regulierungsmöglichkeiten, Januar 2006
- Nr. 273: Gernot Müller, Daniel Schäffner, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:
Indikatoren zur Messung von Qualität und Zuverlässigkeit in Strom- und Gasversorgungsnetzen, April 2006
- Nr. 274: J. Scott Marcus:
Interconnection in an NGN Environment, Mai 2006
- Nr. 275: Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:
Incumbents und ihre Preisstrategien im Telefondienst – ein internationaler Vergleich, Juni 2006
- Nr. 276: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:
Wettbewerbspolitische Bedeutung des Postleitzahlensystems, Juni 2006
- Nr. 277: Marcus Stronzik, Oliver Franz:
Berechnungen zum generellen X-Faktor für deutsche Strom- und Gasnetze: Produktivitäts- und Inputpreisdifferential, Juli 2006
- Nr. 278: Alexander Kohlstedt:
Neuere Theoriebeiträge zur Netzökonomie: Zweiseitige Märkte und On-net/Off-net-Tariffdifferenzierung, August 2006
- Nr. 279: Gernot Müller:
Zur Ökonomie von Trassenpreissystemen, August 2006
- Nr. 280: Franz Büllingen, Peter Stamm in Kooperation mit Prof. Dr.-Ing. Peter Vary, Helge E. Lüders und Marc Werner (RWTH Aachen):

- Potenziale alternativer Techniken zur bedarfsgerechten Versorgung mit Breitbandzugängen, September 2006
- Nr. 281: Michael Brinkmann, Dragan Ilic:
Technische und ökonomische Aspekte des VDSL-Ausbaus, Glasfaser als Alternative auf der (vor-) letzten Meile, Oktober 2006
- Nr. 282: Franz Büllingen:
Mobile Enterprise-Solutions — Stand und Perspektiven mobiler Kommunikationslösungen in kleinen und mittleren Unternehmen, November 2006
- Nr. 283: Franz Büllingen, Peter Stamm:
Triple Play im Mobilfunk: Mobiles Fernsehen über konvergente Hybridnetze, Dezember 2006
- Nr. 284: Mark Oelmann, Sonja Schölermann:
Die Anwendbarkeit von Vergleichsmarktanalysen bei Regulierungsentscheidungen im Postsektor, Dezember 2006
- Nr. 285: Iris Böschen:
VoIP im Privatkundenmarkt – Marktstrukturen und Geschäftsmodelle, Dezember 2006
- Nr. 286: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:
Stand und Perspektiven der Telekommunikationsnutzung in den Breitbandkabelnetzen, Januar 2007
- Nr. 287: Konrad Zoz:
Modellgestützte Evaluierung von Geschäftsmodellen alternativer Teilnehmernetzbetreiber in Deutschland, Januar 2007
- Nr. 288: Wolfgang Kiesewetter:
Marktanalyse und Abhilfemaßnahmen nach dem EU-Regulierungsrahmen im Ländervergleich, Februar 2007
- Nr. 289: Dieter Elixmann, Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:
Internationaler Vergleich der Sektorperformance in der Telekommunikation und ihrer Bestimmungsgründe, Februar 2007
- Nr. 290: Ulrich Stumpf:
Regulatory Approach to Fixed-Mobile Substitution, Bundling and Integration, März 2007
- Nr. 291: Mark Oelmann:
Regulatorische Marktzutrittsbedingungen und ihre Auswirkungen auf den Wettbewerb: Erfahrungen aus ausgewählten Briefmärkten Europas, März 2007
- Nr. 292: Patrick Anell, Dieter Elixmann:
"Triple Play"-Angebote von Festnetzbetreibern: Implikationen für Unternehmensstrategien, Wettbewerb(s)politik und Regulierung, März 2007
- Nr. 293: Daniel Schäffner:
Bestimmung des Ausgangsniveaus der Kosten und des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für eine Anreizregulierung des Energiesektors, April 2007
- Nr. 294: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:
Ex-ante-Preisregulierung nach vollständiger Marktöffnung der Briefmärkte, April 2007
- Nr. 295: Alex Kalevi Dieke, Martin Zauner:
Arbeitsbedingungen im Briefmarkt, Mai 2007
- Nr. 296: Antonia Niederprüm:
Geschäftsstrategien von Postunternehmen in Europa, Juli 2007
- Nr. 297: Nicole Angenendt, Gernot Müller, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:
Stromerzeugung und Stromvertrieb – eine wettbewerbsökonomische Analyse, August 2007
- Nr. 298: Christian Growitsch, Matthias Wissner:
Die Liberalisierung des Zähl- und Messwesens, September 2007
- Nr. 299: Stephan Jay:
Bedeutung von Bitstrom in europäischen Breitbandvorleistungsmärkten, September 2007

- Nr. 300: Christian Growitsch, Gernot Müller, Margarethe Rammerstorfer, Prof. Dr. Christoph Weber (Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen):
Determinanten der Preisentwicklung auf dem deutschen Minutenreserve-
markt, Oktober 2007
- Nr. 301: Gernot Müller::
Zur kostenbasierten Regulierung von Eisenbahninfrastrukturentgelten – Eine ökonomische Analyse von Kostenkonzepten und Kostentreibern, Dezember 2007
- Nr. 302: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückebaum:
Nachfrage nach Internetdiensten – Diensteararten, Verkehrseigenschaften und Quality of Service, Dezember 2007
- Nr. 303: Christian Growitsch, Margarethe Rammerstorfer:
Zur wettbewerblichen Wirkung des Zweivertragsmodells im deutschen Gasmarkt, Februar 2008
- Nr. 304: Patrick Anell, Konrad Zoz:
Die Auswirkungen der Festnetzmobilfunksubstitution auf die Kosten des leitungsvermittelten Festnetzes, Februar 2008
- Nr. 305: Marcus Stronzik, Margarethe Rammerstorfer, Anne Neumann:
Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher, März 2008
- Nr. 306: Martin Zauner:
Wettbewerbspolitische Beurteilung von Rabattsystemen im Postmarkt, März 2008
- Nr. 307: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:
Geschäftsmodelle und aktuelle Entwicklungen im Markt für Broadband Wireless Access-Dienste, März 2008
- Nr. 308: Christian Growitsch, Gernot Müller, Marcus Stronzik:
Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft – Theoretische Grundlagen und empirische Evidenz, Mai 2008
- Nr. 309: Matthias Wissner:
Messung und Bewertung von Versorgungsqualität, Mai 2008
- Nr. 310: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückebaum:
Netzzugang im NGN-Core, August 2008
- Nr. 311: Martin Zauner, Alex Kalevi Dieke, Torsten Marner, Antonia Niederprüm:
Ausschreibung von Post-Universal-diensten. Ausschreibungsgegenstände, Ausschreibungsverfahren und begleitender Regulierungsbedarf, September 2008
- Nr. 312: Patrick Anell, Dieter Elixmann:
Die Zukunft der Festnetzbetreiber, Dezember 2008
- Nr. 313: Patrick Anell, Dieter Elixmann, Ralf Schäfer:
Marktstruktur und Wettbewerb im deutschen Festnetz-Markt: Stand und Entwicklungstendenzen, Dezember 2008
- Nr. 314: Kenneth R. Carter, J. Scott Marcus, Christian Wernick:
Network Neutrality: Implications for Europe, Dezember 2008
- Nr. 315: Stephan Jay, Thomas Plückebaum:
Strategien zur Realisierung von Quality of Service in IP-Netzen, Dezember 2008
- Nr. 316: Juan Rendon, Thomas Plückebaum, Iris Bösch, Gabriele Kulenkampff:
Relevant cost elements of VoIP networks, Dezember 2008
- Nr. 317: Nicole Angenendt, Christian Growitsch, Rabindra Nepa, Christine Müller:
Effizienz und Stabilität des Stromgroßhandelsmarktes in Deutschland – Analyse und wirtschaftspolitische Implikationen, Dezember 2008
- Nr. 318: Gernot Müller:
Produktivitäts- und Effizienzmessung im Eisenbahninfrastruktursektor – Methodische Grundlagen und Schätzung des Produktivitätsfortschritts für den deutschen Markt, Januar 2009

- Nr. 319: Sonja Schölermann:
Kundenschutz und Betreiberauflagen im liberalisierten Briefmarkt, März 2009
- Nr. 320: Matthias Wissner:
IKT, Wachstum und Produktivität in der Energiewirtschaft - Auf dem Weg zum Smart Grid, Mai 2009
- Nr. 321: Matthias Wissner:
Smart Metering, Juli 2009
- Nr. 322: Christian Wernick unter Mitarbeit von Dieter Elixmann:
Unternehmensperformance führender TK-Anbieter in Europa, August 2009
- Nr. 323: Werner Neu, Gabriele Kulenkampff:
Long-Run Incremental Cost und Preissetzung im TK-Bereich - unter besonderer Berücksichtigung des technischen Wandels, August 2009
- Nr. 324: Gabriele Kulenkampff:
IP-Interconnection – Vorleistungsdefinition im Spannungsfeld zwischen PSTN, Internet und NGN, November 2009
- Nr. 325: Juan Rendon, Thomas Plückebaum, Stephan Jay:
LRIC cost approaches for differentiated QoS in broadband networks, November 2009
- Nr. 326: Kenneth R. Carter with contributions of Christian Wernick, Ralf Schäfer, J. Scott Marcus:
Next Generation Spectrum Regulation for Europe: Price-Guided Radio Policy, November 2009
- Nr. 327: Gernot Müller:
Ableitung eines Inputpreisindex für den deutschen Eisenbahninfrastruktursektor, November 2009
- Nr. 328: Anne Stetter, Sonia Strube Martins:
Der Markt für IPTV: Dienstverfügbarkeit, Marktstruktur, Zugangsfragen, Dezember 2009
- Nr. 329: J. Scott Marcus, Lorenz Nett, Ulrich Stumpf, Christian Wernick:
Wettbewerbliche Implikationen der On-net/Off-net Preisdifferenzierung, Dezember 2009
- Nr. 330: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann, Stephan Jay:
"Breitband/Bandbreite für alle": Kosten und Finanzierung einer nationalen Infrastruktur, Dezember 2009
- Nr. 331: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Antonia Niederprüm, Martin Zauner:
Preisstrategien von Incumbents und Wettbewerbern im Briefmarkt, Dezember 2009
- Nr. 332: Stephan Jay, Dragan Ilic, Thomas Plückebaum:
Optionen des Netzzugangs bei Next Generation Access, Dezember 2009
- Nr. 333: Christian Growitsch, Marcus Stronzik, Rabindra Nepal:
Integration des deutschen Gasgroßhandelsmarktes, Februar 2010
- Nr. 334: Ulrich Stumpf:
Die Abgrenzung subnationaler Märkte als regulatorischer Ansatz, März 2010
- Nr. 335: Stephan Jay, Thomas Plückebaum, Dragan Ilic:
Der Einfluss von Next Generation Access auf die Kosten der Sprachterminierung, März 2010
- Nr. 336: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Martin Zauner:
Netzzugang und Zustellwettbewerb im Briefmarkt, März 2010
- Nr. 337: Christian Growitsch, Felix Höffler, Matthias Wissner:
Marktmachtanalyse für den deutschen Regelenergiemarkt, April 2010
- Nr. 338: Ralf G. Schäfer unter Mitarbeit von Volker Köllmann:
Regulierung von Auskunft- und Mehrwertdiensten im internationalen Vergleich, April 2010
- Nr. 339: Christian Growitsch, Christine Müller, Marcus Stronzik:
Anreizregulierung und Netzinvestitionen, April 2010

ISSN 1865-8997