

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a Absatz 3 des Energiewirtschafts- gesetzes zu den Erfahrungen mit der Anreizregulierung

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Zusammenfassung	3
Tabellenverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	6
1. Einleitung	8
2. Konkretisierung des gesetzlichen Auftrags nach § 112a Abs. 3 EnWG	8
2.1 Betrachtungszeitraum	9
2.2 Inhalte des Berichtes.....	9
2.3 Beobachtungsobjekte.....	10
2.4 Vorgehen bei der Berichterstellung.....	10
3. Grundsätze der Anreizregulierung	11
3.1 Darstellung des Grundkonzeptes „Anreizregulierung“ und der regulatorischen Ziele der Anreizregulierung	11
3.2 Grundkonzept der Anreizregulierung.....	11
3.3 Regulatorische Ziele der Anreizregulierung.....	12
3.4 Einführung und Umsetzung der Anreizregulierung in Deutschland	14
3.5 Gesetzes- und Verordnungsänderungen	16

	Seite
4. Umsetzung der Anreizregulierung in die regulatorische Praxis	19
4.1 Erlösobergrenzenbestimmung	19
4.1.1 Bestimmung des Ausgangsniveaus	19
4.1.2 Bestimmung der Aufwandsparameter	23
4.1.3 Bestimmung der Effizienzwerte	27
4.1.4 Bestimmung der Erlösobergrenzen	36
4.1.5 Beschwerdeverfahren	45
4.2 Sonstige Prozesse und Verfahren der Anreizregulierung	48
4.2.1 Anpassung der Erlösobergrenzen gemäß § 4 ARegV	48
4.2.2 Regulierungskonto nach § 5 ARegV	66
4.2.3 Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV	68
4.2.4 Qualitätselement nach §§ 18ff. ARegV	72
4.2.5 Investitionsbudgets nach § 23 ARegV	73
4.2.6 Pauschaler Investitionszuschlag nach § 25 ARegV	75
4.2.7 Netzübergänge nach § 26 Abs. 1 und 2 ARegV	76
4.2.8 Entgeltbildung nach § 17 ARegV	78
4.2.9 Sonstiges	79
4.3 Zielerreichung und Erfahrungen	83
5. Weitere Prozessschritte im Rahmen der ARegV	86
6. Fazit	88

Zusammenfassung

1. Am 01.01.2009 hat für Strom- und Gasverteilernetze sowie für Übertragungsnetzbetreiber die erste Regulatorperiode unter dem Reglement der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) begonnen. Überregionale Gasfernleitungsnetzbetreiber (Fernleitungsnetzbetreiber) sind ab dem 01.01.2010 in das System der Anreizregulierung überführt worden.
2. Der vorliegende Bericht zeigt die seit Einführung der Anreizregulierung gemachten Erfahrungen der Bundesnetzagentur mit dem Stichtag 31.12.2011 auf. Der Fokus der Analyse liegt dabei auf den Erfahrungen im Rahmen der operativen Handhabung der Anreizregulierung in der Arbeit der Bundesnetzagentur als Regulatorbehörde. Im Einzelfall wird auch auf Daten bzw. Auswertungen aus dem Jahr 2012 zurückgegriffen.
3. Die in der ARegV angelegten Prozesse sind seitens der Bundesnetzagentur und der Netzbetreiber insgesamt operativ gut beherrschbar.
4. Die mit der ARegV verfolgten Zielsetzungen werden, soweit dies bereits bewertet werden kann, erreicht. Teilweise übersteigt der mit den Einzelprozessen einhergehende Aufwand auf Seiten der Regulatorbehörde und der Netzbetreiber die an das Instrument ursprünglich geknüpften Erwartungen bzgl. einer möglichen Vereinfachung der Abläufe gegenüber dem System einer regelmäßigen Kostenprüfung.
5. Der vorliegende Bericht zu den Erfahrungen mit der Anreizregulierung umfasst noch keine Bewertung der Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung und nimmt keine umfassende Evaluierung des Konzeptes in Verbindung mit Verbesserungsvorschlägen vor. Eine Bewertung der aktuell diskutierten Frage der Angemessenheit und Treffsicherheit des Erweiterungsfaktors unter den Rahmenbedingungen der Energiewende ist ebenso wenig Aufgabe dieses Berichts wie eine umfassende Systemkritik an der Anreizregulierung oder eine Bewertung von Alternativmodellen. Eine umfassende Evaluierung des Anreizregulierungsmodells sowie eine Bewertung der Investitionsfähigkeit sind vielmehr mit den Berichten nach § 33 Abs. 1 und 4 ARegV angelegt.
6. Bis zum 01.01.2009 wurden für Stromnetzbetreiber auf Verteiler- und Übertragungsebene erstmalig Erlösobergrenzen festgelegt. Die Erlösobergrenzen haben ein Gesamtvolumen von ca. 17,2 Mrd. €. Hier-von entfallen ca. 14 Mrd. € auf Verteilernetzbetreiber und ca. 3,2 Mrd. € auf die Übertragungsnetzbetreiber.
7. Im Gasbereich wurden bis zum 01.01.2009 für Verteilernetzbetreiber und regionale Fernleitungsnetzbetreiber erstmalig Erlösobergrenzen festgelegt. Die Erlösobergrenzen haben ein Gesamtvolumen von ca. 4 Mrd. €. Für überregionale Fernleitungsnetzbetreiber wurden Erlösobergrenzen mit einem Volumen von ca. 2 Mrd. € mit Wirkung zum 01.01.2010 festgelegt.
8. Für die Erlösobergrenze des Jahres 2010 wurden zudem erstmalig die Verfahren zur Anpassung der Erlösobergrenze, zur Führung des Regulatorkontos, zum Erweiterungsfaktor, zum Investitionsbudget und zum pauschalen Investitionszuschlag durchgeführt. Die Prozesse wurden abgewickelt und greifen gemäß der Systematik der ARegV reibungslos ineinander. Die Angaben für die Anpassungen der Erlösobergrenze 2010 fußen auf weitgehend abgeschlossenen Verfahren und geprüften Daten, während Angaben für die Erlösobergrenzen 2011 und 2012 weitgehend auf Antragswerten beruhen.
9. Im Strombereich waren bedingt durch Anpassungen aus dem Erweiterungsfaktor in den Erlösobergrenzen 2010 und 2011 ca. 116 bzw. 328 Mio. € enthalten. Zwischen 2011 und 2012 hat sich der Anstieg auf ein Volumen von ca. 433 Mio. € demgegenüber zwar verlangsamt, ist jedoch sowohl bei relativer als auch absoluter Betrachtung weiterhin als beachtlich zu bezeichnen.
10. Im Gasbereich liegen die Anpassungsbeträge aus dem Erweiterungsfaktor in der Erlösobergrenze zwischen ca. 30 Mio. € in 2010 und ca. 60 Mio. € in 2012. Auch in diesem Bereich sind zwischen 2010 und 2011 sowie 2011 und 2012 mit jeweils ca. 40 % erhebliche Zuwachsraten zu verzeichnen.
11. Anträge auf Genehmigung eines Investitionsbudgets liegen der Bundesnetzagentur mit einem Investitionsvolumen von ca. 45,2 Mrd. € vor. Den mit Abstand größten Anteil am beantragten Volumen an Anschaffungs- und Herstellungskosten machen die Anträge der Übertragungsnetzbetreiber aus. Auf sie entfallen in Summe über alle Jahre ca. 34 Mrd. €, wovon wiederum 14,2 Mrd. € auf Investitionen im Offshore-Bereich entfallen. Insbesondere im Regelungsbereich des Investitionsbudgets (seit Anfang 2012 Investitionsmaßnahme) wurde der Rechtsrahmen deutlich zu Gunsten der Netzbetreiber angepasst.

12. Auf Basis des pauschalen Investitionszuschlags haben Stromverteilernetzbetreiber pro Kalenderjahr in Summe 90 Mio. € geltend gemacht. Bei Gasverteilernetzbetreibern liegt das entsprechende Volumen bei 15,1 Mio. €.
13. Im Geltungszeitraum der ARegV waren daneben offene rechtliche Fragestellungen zu klären, die auf die Prozessschritte der ARegV erhebliche Auswirkungen hatten und teilweise zu erheblichem Aufwand bei der Abwicklung geführt haben. Hier ist beispielhaft die Umsetzung der Mehrerlösabschöpfung zu nennen.
14. In den kommenden Jahren ist mit deutlichen Lernfortschritten bei der Prozessabwicklung und Antragsbearbeitung seitens der Netzbetreiber und der Bundesnetzagentur zu rechnen, so dass sich eine nicht unerhebliche Beschleunigung bei der Abwicklung der Prozessschritte ergeben wird. Mit abschließender Klärung noch offener rechtlicher Fragestellungen wird sich mittelfristig der Rückabwicklungs- und Anpassungsbedarf reduzieren.
15. Ein transparenterer Umgang mit Daten und Antragsgrundlagen kann nach Einschätzung der Bundesnetzagentur zu einer Reduktion des operativen Bearbeitungsaufwandes beitragen. Beispielhaft sind hier die Datenlieferungen zum Effizienzvergleich sowie von Beschlüssen im Rahmen von Verfahren zur Anreizregulierung zu nennen.
16. Eine erhebliche Vereinfachung des Systems kann sich aus dem Wegfall von Sonder- und Einzelfallregelungen ergeben. Die Pauschalisierungen und Vereinfachungen für kleine Netzbetreiber sind zu korrigieren. Sie setzen heute Anreize für eine Zersplitterung der Netze. Die durch Vereinfachungen begünstigte Zersplitterung der Netze und die damit angelegte Zunahme an Netzbetreibern konterkariert das eigentlich mit der Vereinfachung angelegte Ziel der Bürokratievermeidung und Effizienzsteigerung.
17. Eine umfassende Analyse der Zielerreichung zu „Angleichung der Effizienzniveaus“, „Verringerung von Informationsasymmetrien“, „Beitrag zur Bildung eines langfristig stabilen Regulierungsrahmens“, „Anreizsetzung für Innovationen“, „Sicherung der Investitionsfähigkeit“ und „Sicherung der Versorgungsqualität“ kann aufgrund des erst sehr kurzen Beobachtungszeitraums sowie bedingt durch den methodischen Zuschnitt dieses Berichtes nicht erfolgen.
18. Die Entwicklung der Erlösobergrenzen gegenüber den im Basisjahr bestimmten Netzkosten zeigt, dass allenfalls moderate Kostensenkungen, eher jedoch Steigerungen zu erkennen sind. Steigende Kosten sind dabei kein Ausweis für eine Zielverfehlung der ARegV. So werden Kostensteigerungen, insbesondere im Strombereich, durch den Umbau der Energieinfrastruktur im Rahmen der Energiewende zwangsläufig und unabhängig vom Regulierungssystem bedingt sein. Das Ziel der Anreizregulierung ist unter diesen Bedingungen bereits erreicht, wenn der Kostenzuwachs auf das erforderliche, d.h. effiziente, Maß beschränkt wird.
19. Eine umfassende Bewertung der Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung wurde für diesen Bericht noch nicht vorgenommen. Die Vielzahl der Anträge auf Genehmigung eines pauschalen Investitionszuschlags, des Erweiterungsfaktors und des Investitionsbudgets sowie die damit genehmigten Volumen deuten jedoch zumindest darauf hin, dass die von den Netzbetreibern durchgeführten Investitionen auch kostenseitig in den Erlösobergrenzen adäquat abgebildet wurden.

Tabellenverzeichnis

	Seite
Tabelle 1: Vergleichsparameter im Effizienzvergleichsmodell für Verteilernetzbetreiber Strom.	30
Tabelle 2: Vergleichsparameter im Effizienzvergleichsmodell für Verteilernetzbetreiber Gas.	31
Tabelle 3: Veränderung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Gasverteilernetzbetreibern und den regionalen Fernleitungsnetzbetreibern von 2009 bis 2012.	51
Tabelle 4: Veränderung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern zwischen den Jahren 2010/2011.	52
Tabelle 5: Veränderung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei Verteilernetzbetreibern im Strombereich zwischen 2009 und 2012.	58
Tabelle 6: Veränderung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Übertragungsnetzbetreibern zwischen 2009 und 2012.	59

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1: Herleitung des Ausgangsniveaus für Verteilernetzbetreiber im Strombereich.	21
Abbildung 2: Herleitung des Ausgangsniveaus für Verteilernetzbetreiber und regionale Fernleitungsnetzbetreiber im Gasbereich.	22
Abbildung 3: Herleitung der Aufwandsparameter für Verteilernetzbetreiber und regionale Fernleitungsnetzbetreiber im Gasbereich.	26
Abbildung 4: Herleitung der Aufwandsparameter für Verteilernetzbetreiber im Strombereich.	27
Abbildung 5: Verteilung der Effizienzwerte bei Verteilernetzbetreibern Strom.	31
Abbildung 6: Verteilung der Effizienzwerte bei Verteilernetzbetreibern Gas.	32
Abbildung 7: Herleitung der Erlösobergrenze im Gasbereich im jeweils ersten Jahr der Regulierungsperiode (Verteilernetzbetreiber und regionale Fernleitungsnetzbetreiber 2009, überregionale Fernleitungsnetzbetreiber 2010) aus dem Ausgangsniveau.	38
Abbildung 8: Erlösobergrenzenvolumen im Gasbereich, jeweils im ersten Jahr der Regulierungsperiode, differenziert nach Verfahren und Netzbetreibertyp.	39
Abbildung 9: Zusammensetzung der Erlösobergrenze 2009 von Verteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren im Gasbereich [in Mio. €].	40
Abbildung 10: Zusammensetzung der Erlösobergrenze 2009 von Verteilernetzbetreibern im Regelverfahren im Gasbereich [in Mio. €].	40
Abbildung 11: Zusammensetzung der Erlösobergrenze 2009 von regionalen Fernleitungsnetzbetreibern [in Mio. €].	41
Abbildung 12: Zusammensetzung der Erlösobergrenze 2010 von überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern [in Mio. €].	41
Abbildung 13: Herleitung der Erlösobergrenze für Verteilernetzbetreiber im Strombereich im jeweils ersten Jahr der Regulierungsperiode aus dem Ausgangsniveau.	42
Abbildung 14: Bestandteile der Erlösobergrenze im Strombereich, jeweils im ersten Jahr der Regulierungsperiode, differenziert nach Verfahren und Netzbetreibertyp 2009.	43
Abbildung 15: Zusammensetzung der Erlösobergrenze 2009 von Verteilernetzbetreibern im Regelverfahren im Strombereich [in Mio. €].	43
Abbildung 16: Zusammensetzung der Erlösobergrenze 2009 von Verteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren im Strombereich [in Mio. €].	44

	Seite
Abbildung 17: Zusammensetzung der Erlösobergrenze 2009 von Übertragungsnetzbetreibern [in Mio. €].	44
Abbildung 18: Veränderung der Erlösobergrenzen von den Gasverteilernetzbetreibern und regionalen Fernleitungsnetzbetreibern von 2009 auf 2010.	53
Abbildung 19: Veränderung der Erlösobergrenzen von den Gasverteilernetzbetreibern und den regionalen Fernleitungsnetzbetreibern von 2010 auf 2011.	54
Abbildung 20: Veränderung der Erlösobergrenzen von den Gasverteilernetzbetreibern und den regionalen Fernleitungsnetzbetreibern von 2011 auf 2012.	54
Abbildung 21: Veränderung der Erlösobergrenzen von den überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern von 2010 auf 2011.	56
Abbildung 22: Veränderung der Erlösobergrenzen von den überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern von 2011 auf 2012.	56
Abbildung 23: Veränderung der Erlösobergrenzen von Verteilernetzbetreibern Strom von 2009 auf 2010.	61
Abbildung 24: Veränderung der Erlösobergrenzen von Verteilernetzbetreibern Strom von 2010 auf 2011.	62
Abbildung 25: Veränderung der Erlösobergrenzen von Verteilernetzbetreibern Strom von 2011 auf 2012.	63
Abbildung 26: Veränderung der Erlösobergrenzen von Übertragungsnetzbetreibern von 2009 auf 2010.	64
Abbildung 27: Veränderung der Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber von 2010 auf 2011.	64
Abbildung 28: Veränderung der Erlösobergrenzen von den Übertragungsnetzbetreibern von 2011 auf 2012.	65
Abbildung 29: ARegV – Prozess im Zeitablauf.	87

1. Einleitung

Am 01.01.2009 hat für Strom- und Gasverteilernetze sowie für Übertragungsnetzbetreiber die erste Regulierungsperiode unter dem Reglement der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) begonnen. Gasfernleitungsnetzbetreiber (Fernleitungsnetzbetreiber) sind ab dem 01.01.2010 aus dem System des Entgeltgenehmigungsverfahrens nach § 23a EnWG in das System der Anreizregulierung überführt worden. Eine verzögerte Einbeziehung der Fernleitungsnetzbetreiber in die Anreizregulierung folgte aus der ebenfalls zeitverzögerten Einbeziehung in das Entgeltgenehmigungsverfahren nach § 23a EnWG. Hier hatten die Fernleitungsnetzbetreiber, letztlich vergeblich, auf eine Ausnahme von der Regulierung der Netznutzungsentgelte gedrängt, da ihre Netze im Sinne des § 3 Abs. 2 GasNEV bestehendem oder potenziellem Wettbewerb ausgesetzt seien.

Gemäß § 112a Abs. 3 EnWG hat die

„Bundesnetzagentur [...] der Bundesregierung zwei Jahre nach der erstmaligen Bestimmung von Netzzugangsentgelten im Wege einer Anreizregulierung nach § 21a einen Bericht über die Erfahrungen damit vorzulegen. Die Bundesregierung hat den Bericht binnen dreier Monate an den Deutschen Bundestag weiterzuleiten; sie kann ihm eine Stellungnahme hinzufügen.“

Mit dem vorliegenden Bericht zu „Erfahrungen mit der Anreizregulierung“ kommt die Bundesnetzagentur ihrer gesetzlichen Verpflichtung nach. So zeigt der Bericht die seit Einführung der Anreizregulierung gemachten Erfahrungen der Bundesnetzagentur auf. Der Fokus der Analyse liegt dabei auf den Erfahrungen im Rahmen der operativen Handhabung der Anreizregulierung in der Arbeit der Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde. Der Bericht ist insofern inhaltlich streng von den Evaluierungsberichten zur Anreizregulierungsverordnung (ARegV) nach § 33 Abs. 1 und 4 ARegV abzugrenzen. Dort ist mit dem Bericht nach Absatz 1 zum 01.01.2016 die Evaluierung von Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung der ARegV und mit dem Bericht nach Absatz 4 zum 30.06.2013 „ein Bericht zur Entwicklung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber und zur Notwendigkeit weiterer Maßnahmen zur Vermeidung von Investitionshemmnissen“ vorgesehen. Der vorliegende Bericht sieht daher im Einklang mit den Vorgaben des EnWG und der ARegV keine umfassende Bewertung des Aspekts „Änderungs- bzw. Anpassungsbedarf“ und keine Bewertung des Themas „Rückwirkung auf das Investitionsverhalten“ vor.

Der Bericht gliedert sich in insgesamt sechs Kapitel. Im Anschluss an diese Einleitung wird in Kapitel 2 zunächst der im EnWG formulierte gesetzliche Auftrag zur Erstellung des Berichtes beschrieben bzw. konkretisiert. Hierzu wird in Abschnitt 2 der gesetzliche Auftrag konkretisiert und das Vorgehen bei der Berichterstellung erläutert. Kapitel 3 befasst sich mit der Grundsystematik der Anreizregulierung. Ausgehend von einer Darstellung des Grundkonzepts der Anreizregulierung und einer Diskussion der damit verfolgten Zielebenen in Abschnitt 3.1 wird die Umsetzung der Anreizregulierung in den deutschen Rechtsrahmen thematisiert (Abschnitt 3.4). Der Abschnitt 3.5 widmet sich den bislang vorgenommenen Verordnungsänderungen in Bezug auf die Anreizregulierung. Den Kern des Berichtes bildet das 4. Kapitel, in dem detailliert die Umsetzung des rechtlich fixierten Konzeptes in die regulatorische Praxis beschrieben wird. Hierbei werden alle relevanten Verfahrensschritte, die zur Ermittlung der Erlösbergrenzen und damit der Netznutzungsentgelte erforderlich sind, umfassend dargelegt und eine Bewertung hinsichtlich ihrer operativen Handhabbarkeit gegeben. Das Kapitel gliedert sich dabei in drei wesentliche Abschnitte: Die Prozesse zur erstmaligen Bestimmung der Erlösbergrenzen als Ausgangsgröße in Abschnitt 4.1 und die Prozesse und Verfahren im Rahmen der Anreizregulierung, die Wirkungen auf die Höhe der Erlösbergrenze entfalten (Abschnitt 4.2). In Abschnitt 4.3 werden die mit dem Konzept der Anreizregulierung gemachten Erfahrungen und – soweit möglich – Wertungen zur Effektivität des Instrumentes bzgl. der angestrebten Ziele zusammengefasst. Die weiteren Schritte im Prozess der Anreizregulierung werden im Kapitel 5 kurz skizziert. Der Bericht schließt in Kapitel 6 mit einem Fazit.

2. Konkretisierung des gesetzlichen Auftrags nach § 112a Abs. 3 EnWG

Der gesetzliche Auftrag zur Erstellung eines Berichtes zu „Erfahrungen mit der Anreizregulierung“ ist in § 112a Abs. 3 EnWG formuliert. Der folgende Abschnitt widmet sich der Definition des Untersuchungsgegenstandes.

2.1 Betrachtungszeitraum

§ 112a Abs. 3 EnWG bezieht sich auf die Erfahrungen bei der erstmaligen Bestimmung von Netzzugangsentgelten im Wege der Anreizregulierung. Damit sind zunächst alle im Zeitraum von der Bestimmung der Ausgangsbasis ab 2007 bis hin zu den Anpassungen der Erlösobergrenze Ende 2010 gemachten Erfahrungen für den Bericht relevant. Die Bundesnetzagentur hat darüber hinausgehend in diesem Bericht auch die Daten des Jahres 2011 sowie teilweise Daten aus 2012 ausgewertet.

Eine Beschränkung auf die bei der – so wörtlich – erstmaligen Bestimmung von Entgelten gemachten Erfahrungen erscheint aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht vom Gesetzgeber intendiert. Durch eine Beschränkung auf den Einzelvorgang der Entgeltermittlung (wie in Abschnitt 4.2.8 beschrieben) würde der Betrachtungszeitraum und der Umfang der relevanten Erfahrungen unnötig verkürzt. Da der Bericht wegen der prioritären, neuen Aufgaben im Zusammenhang mit der Umsetzung der Energiewende durch die Novellierung des EnWG vom Sommer 2011 erst später als ursprünglich vorgesehen erstellt werden konnte, spricht nichts dagegen, die zwischenzeitlich gemachten Erfahrungen zu berücksichtigen.

2.2 Inhalte des Berichtes

Der vorliegende Bericht ist auf die Darstellung der Prozesse und der Erfahrungen ausgerichtet, die bei der operativen Abwicklung der Anreizregulierung zwischen den Netzbetreibern und der Bundesnetzagentur gemachten wurden. In diesem Sinne werden die für die Abwicklung der Anreizregulierung in ihrer derzeitigen Fassung erforderlichen Prozesse beschrieben und die operativen Erfahrungen bei der Abwicklung der Prozesse ausgewertet.

Ziel des Berichtes ist es, eine Einschätzung zu geben, ob das System Anreizregulierung in seiner derzeit durch den gesetz- und verordnungsgeberischen Rahmen sowie die regulatorische Praxis bestimmten Form praktikabel ist.

Weiterhin werden die einzelnen Prozesse auf ihre Effektivität hinsichtlich des durch die Anreizregulierung angestrebten Zielfeldes hin untersucht. Die mit der Einführung der Anreizregulierung verfolgten Ziele lassen sich in Anlehnung an den Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung einer Anreizregulierung nach § 21a EnWG wie folgt zusammenfassen:

1. Das Setzen von Anreizen zur Steigerung der Effizienz durch eigene Anstrengungen der regulierten Unternehmen, u.a. durch die innovative Weiterentwicklung von Prozessen.
2. Die Weitergabe der Effizienzgewinne an die Netzkunden.
3. Die Einrichtung eines langfristig stabilen Regulierungssystems zur Gewährung von Planungssicherheit für die Netzbetreiber.
4. Die Sicherstellung einer sicheren Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas.¹

Eine umfassende Darstellung der mit der Anreizregulierung verfolgten Ziele findet sich in Abschnitt 3.3. Die Wertung hinsichtlich der Effektivität kann dabei zum gegenwärtigen Zeitpunkt jedoch nur eingeschränkt erfolgen, soweit eine Einschätzung auf Basis des Betrachtungszeitraumes und nur teilweise messbarer Zielgrößen überhaupt möglich ist.

Vom Inhalt dieses Berichtes abzugrenzen sind die thematisch verwandten Berichte zur Evaluierung der Anreizregulierung nach § 33 Abs. 1 und 4 ARegV. So legt die Bundesnetzagentur zum 01.01.2016 mit dem Bericht nach Absatz 1

„dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie zum 1. Januar 2016 einen Bericht mit einer Evaluierung und Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung der Anreizregulierung vor.“

Hier können insbesondere Vorschläge zu „Vergleichsmethoden“ im Rahmen des Effizienzvergleichs, zur Verwendung monetär bewerteter Kennzahlen der Netzzuverlässigkeit im Rahmen des Effizienzvergleichs, zur Ver-

¹ Vgl. Bundesnetzagentur, Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, u. a. S. 13.

meidung von Investitionshemmnissen sowie allgemein zu einem neuen oder weiterentwickelten Konzept für eine Anreizregulierung eingebracht werden.

Der bereits zum 30.06.2013 von der Bundesnetzagentur vorzulegende Bericht nach § 33 Abs. 4 ARegV

„zur Entwicklung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber und zur Notwendigkeit weiterer Maßnahmen zur Vermeidung von Investitionshemmnissen“

thematisiert ausschließlich den Themenbereich Investitionstätigkeit und -fähigkeit der Netzbetreiber.

Oggleich die Wirkung der Anreizregulierung auf die Investitionstätigkeit und -fähigkeit der Netzbetreiber derzeit im Zentrum der politischen Diskussion um die Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens steht, wird zu diesem Thema in dem vorliegenden Bericht nach § 112a Abs. 3 EnWG keine umfassende Aussage getroffen. Hier verweist die Bundesnetzagentur auf die ausstehenden Berichte in 2013 und 2016, für deren Erstellung auch ein längerer Beobachtungszeitraum zur Verfügung steht. Schlussfolgerungen bezüglich eines möglicherweise erforderlichen Änderungsbedarfs mit Hinblick auf die Investitionsfähigkeit können nur auf Basis einer fundierten Datenbasis erarbeitet werden.

2.3 Beobachtungsobjekte

Da der Bericht durch die Bundesnetzagentur erstellt und vorgelegt wird, finden primär nur die von der Bundesnetzagentur gemachten Erfahrungen Eingang in den Bericht. Gleichwohl können die Erfahrungen der Bundesnetzagentur dabei als weitgehend repräsentativ gelten. Nach dem aktuellen Stand der Stammdatenerfassung der Bundesnetzagentur vom November 2012 gibt es in Deutschland 1.649 Strom- und Gasnetzbetreiber. Davon ist die Bundesnetzagentur für 110 Netzbetreiber im Strombereich und 81 Netzbetreiber im Gasbereich unmittelbar zuständig. Hinzu kommen 174 Stromnetzbetreiber und 184 Gasnetzbetreiber aus dem Bereich der Organleihe für die Bundesländer Berlin, Brandenburg, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Thüringen. In die Landeszuständigkeit entfallen 626 Strom- und 474 Gasnetzbetreiber. Gemessen an der Anzahl der Netzbetreiber reguliert die Bundesnetzagentur einen Anteil von rund 33 %. Zieht man die Anteile an den bundesweiten Erlösobergrenzen als Maßstab heran, so ergibt sich am Beispiel der Stromverteilernetzbetreiber folgendes Bild. Im Jahr 2011² hatten die in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur befindlichen Stromverteilernetzbetreiber einen Anteil an den bundesweiten Erlösobergrenzen von über 80 %. Hinzu kommt ein Anteil von fast 5 %, der auf die Stromverteilernetze aus der Organleihe entfällt. Der Anteil der Netzbetreiber in Landeszuständigkeit beläuft sich auf knapp 15 % der bundesweiten Erlösobergrenzen. Somit erreicht die Bundesnetzagentur, bezogen auf die Gesamtzahl aller Netzbetreiber in Deutschland und insbesondere hinsichtlich des Anteils an den gesamten Netzkosten, einen erheblichen Abdeckungsgrad. Eine vollständige Abdeckung ist nach Ansicht der Bundesnetzagentur für die Erstellung eines allgemeinen Erfahrungsberichtes nicht erforderlich.

Zugleich ist die Bundesnetzagentur, auch bedingt durch ihre Zuständigkeit im Bereich der Organleihe, für eine sehr heterogene Gruppe von Netzbetreibern zuständig und konnte somit Erfahrungen aus der Zusammenarbeit mit eher kleinen und sehr großen Netzbetreibern in städtischer und ländlicher Lage sammeln.

Bedingt durch Netzaufspaltungen und -zusammenlegungen und dem damit einhergehenden Wechsel in der Anzahl der Netzbetreiber sowie ihrer Zugehörigkeit zum Regulierungsbereich der Landesregulierungsbehörden oder der Bundesnetzagentur ergeben sich bzgl. der Anzahl der im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur stehenden Netzbetreiber im Zeitablauf abweichende Angaben.

2.4 Vorgehen bei der Berichterstellung

Für die Erstellung des Berichtes wird auf die bei der Bundesnetzagentur vorliegenden Erfahrungen und Daten zurückgegriffen.

In die Auswertungen für den vorliegenden Bericht ist umfassendes Datenmaterial aus den einzelnen Verfahren der Anreizregulierung aufbereitet worden. Die Darstellung zu den einzelnen Verfahren bzw. Schritten erfolgt dabei jeweils parallel für die Bereiche Strom und Gas, da bzgl. der gemachten Erfahrungen überwiegend keine

² Die Angaben zur Höhe der Erlösobergrenzen der Netzbetreiber in Landeszuständigkeit liegen der Bundesnetzagentur lediglich für das Jahr 2011 und für die Stromverteilernetze vor.

grundsätzlichen Unterschiede zu ermitteln waren. Wo deutliche Unterschiede zwischen den beiden Bereichen auftreten, wird gesondert auf diese hingewiesen.

3. Grundsätze der Anreizregulierung

3.1 Darstellung des Grundkonzeptes „Anreizregulierung“ und der regulatorischen Ziele der Anreizregulierung

3.2 Grundkonzept der Anreizregulierung

Während die Produktionsstufen Erzeugung und Vertrieb des Energieversorgungssystems dem Wettbewerb zugänglich sind, stellen die Transport- und Verteilernetze für Energie in der Regel sog. „natürliche Monopole“ dar, die nicht durch Wettbewerb kontrolliert werden.

Im Gegensatz zu wettbewerblich organisierten Märkten besteht im Bereich der Energienetze grundsätzlich ein weniger stark ausgeprägtes Eigeninteresse der Unternehmen, ihre Kosten zu senken und diese Kostensenkungen an die Konsumenten weiterzugeben, um so gegenüber anderen Unternehmen Vorteile in Form von Gewinnsteigerungen und Marktanteilserhöhungen zu realisieren. Die Unternehmen agieren stattdessen als Preissetzer und sind in der Lage, Monopolgewinne zu realisieren. Daher ergibt sich die Notwendigkeit der Regulierung, um die Monopolrenten abzuschöpfen und hierdurch gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtssteigerungen zu ermöglichen.

Die Ermittlung und Vorgabe eines „wettbewerbsorientierten“ Preises für die Netznutzung bzw. einer korrespondierenden Erlösobergrenze stellt den Regulierer jedoch vor das Problem der Informationsasymmetrie: Regulierte Unternehmen werden stets über umfassendere Informationen zu ihrer Kostenstruktur, die Marktgerechtigkeit dieser Kosten und ihre Erlöse verfügen als der Regulierer und sie werden in der Regel kein Interesse daran haben, diese dem Regulierer zu offenbaren. Ein auf regulatorische Kostenkontrolle aufsetzendes Regulierungskonzept, wie bspw. das in § 23a EnWG angelegte System, wird daher in der Regel ein wettbewerbsorientiertes Kostenniveau nicht ermitteln bzw. nur unter erheblichem Aufwand und mit erheblicher Eingriffstiefe aufdecken können.

In der ökonomischen Diskussion von Systemen zur Entgelt- oder Erlöskontrolle werden die herkömmlichen Regulierungsansätze, die sich ausschließlich an den Kosten orientieren, gegenüber neueren Ansätzen abgegrenzt. Bei diesen Ansätzen werden den regulierten Unternehmen effizienzsteigernde Anreize gesetzt. So wird den Unternehmen durch eine dauerhafte oder zeitlich begrenzte Entkopplung (innerhalb einer Regulierungsperiode) von Kosten und Erlösen die Möglichkeit eröffnet, höhere Gewinne zu erwirtschaften, indem sie die Kosten senken. Vorgegeben werden also nur Obergrenzen für Preise oder Erlöse. Mit den genehmigten Preisen oder, wie im Fall der deutschen Anreizregulierung, für eine Regulierungsperiode genehmigten jährlichen Erlösen steht dem Netzbetreiber ein vorab bekanntes „Budget“ zur Erledigung seiner Aufgaben als Netzbetreiber zur Verfügung. Dieses Budget beantragt er im Prozess zur Festlegung der Erlösobergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode und kann das genehmigte Budget innerhalb der Regulierungsperiode frei verantwortlich einsetzen und verwalten. Gelingt es dem Unternehmen, die Effizienzvorgaben zu übertreffen und unter der Erlösobergrenze zu bleiben (d.h. das Budget nicht voll auszuschöpfen), so darf es den so generierten Gewinn in der jeweiligen Regulierungsperiode behalten. Der Gewinn wird nicht mit zukünftig zu genehmigenden Erlösen verrechnet und die realisierte Kostensenkung bleibt ohne Einfluss auf die Höhe der Erlöse in den folgenden Jahren der Regulierungsperiode. Hierin liegt der ökonomische Anreiz für einen möglichst effizienten Netzbetrieb, der bei einer kostenorientierten Entgeltbildung nicht gegeben ist. Nach deren Maßgabe hätte der Netzbetreiber die Kostensenkung an den Netznutzer weitergeben müssen.

Im Rahmen der Anreizregulierung ist es folglich auch durchaus möglich, dass Netzbetreiber in einzelnen Jahren einer Regulierungsperiode die Erlösobergrenze, also das verfügbare Budget, nicht voll ausschöpfen und Gewinne erzielen. Umgekehrt können in einzelnen Jahren durch Überschreiten der Erlösobergrenze Verluste entstehen.

Das Gewinnstreben des Netzbetreibers führt somit zu einer Hebung der bislang nicht realisierten Kostensenkungs- bzw. Effizienzpotenziale. Die dabei eröffneten Kostensenkungspotenziale werden bei der nächsten Prüfung der Kosten dem Regulierer gegenüber offenbart und das Problem der Informationsasymmetrie wird somit reduziert.

Soweit die Effizienzsteigerungen schon in der Erlösobergrenze vorgegeben sind, profitieren die Netznutzer bereits während der Regulierungsperiode davon. Darüber hinaus gehende Effizienzvorteile können bei der Erlösobergrenzenfestlegung der nächsten Regulierungsperiode berücksichtigt werden und so an die Netznutzer weitergereicht werden. Können die tatsächlichen Kosten hingegen von den nach oben begrenzten Erlösen nicht gedeckt werden, indiziert dies Ineffizienzen im Netzbetrieb, die der Netzbetreiber abbauen muss, wenn er nicht eine Kostenunterdeckung in Kauf nehmen will.

Langfristig kann angenommen werden, dass alle Netzbetreiber die ihnen zur Verfügung stehenden Effizienzpotenziale abschmelzen und somit ein vergleichbares Effizienzniveau erreichen.

Zur Erreichung dieses Zieles ist es nicht zwingend erforderlich, die Netzbetreiber einem Effizienzvergleich zu unterziehen und ggf. ermittelte „individuelle“ Ineffizienzen über einen netzbetreiberspezifischen Effizienzwert in die Bestimmung der Erlösobergrenze einzubeziehen, also die Erlösobergrenzen der ineffizienten Netzbetreiber im Ablauf der Regulierungsperiode abzusenken. Das Gewinnstreben des Netzbetreibers würde zumindest mittelfristig auch ohne Absenkung des „Erlöspfad“ mittels einer Effizienzvorgabe zur Offenlegung von Effizienzpotenzialen durch den Netzbetreiber führen. Abgesenkte Kosten würden bei der Festlegung des Ausgangsniveaus für die kommende Periode bestimmt und abgeschöpft. In diesem Sinne sind auch allgemeine Produktivitätsvorgaben zur mittelfristigen Steigerung der Effizienz nicht zwingend erforderlich.

Dennoch erfüllt die Berücksichtigung individueller Effizienzwerte oder allgemeiner Produktivitätsvorgaben einen wichtigen Zweck: Ineffiziente Netzbetreiber können die Gewinnvorteile aus vergleichsweise leicht zu hebenden Ineffizienzen nicht unnötig lange einbehalten, sie würden sonst gegenüber vergleichsweise effizienten Netzbetreibern unzulässigerweise besser gestellt und Netznutzer würden nicht weitestmöglich profitieren. Weiterhin verstärkt die Einbeziehung einer „Effizienzvorgabe“ in der Erlösobergrenze den Druck auf die Netzbetreiber, Effizienzen zu heben und damit ein möglichst einheitliches Effizienzniveau zu erreichen.

Die „Anreizregulierung“ wird demgemäß als Regulierungsinstrument gesehen, das einem regulierten Unternehmen Anreize gibt, aus Eigeninteresse Anstrengungen zu unternehmen, seine Effizienz zu steigern.

3.3 Regulatorische Ziele der Anreizregulierung

In diesem Absatz werden die mit der Anreizregulierung verfolgten Ziele dargestellt. Daneben werden für einzelne Ziele Anknüpfungspunkte im aktuellen Rechtsrahmen genannt, mit denen die Ziele verfolgt werden.

Kostensenkung und Angleichung der Effizienzlevels der Netzbetreiber

Zentrales Ziel der Anreizregulierung ist eine wettbewerbsanaloge Regulierung. Durch die Regulierung werden wettbewerbliche Nutzungsbedingungen für die Energieversorgungsnetze eingeführt, die sich ansonsten nicht einstellen würden. Netzbetreiber sind als natürliche Monopolisten in ihrem Versorgungsgebiet regelmäßig keiner wettbewerblichen Verhaltenskontrolle durch andere Netzbetreiber ausgesetzt. Der Aufbau alternativer Netze ist ökonomisch nicht sinnvoll. Anders als in wettbewerblich organisierten Märkten besteht daher kein Eigeninteresse zur Kostensenkung und Weitergabe der Einsparungen an die Kunden, um gegenüber anderen Unternehmen Vorteile in Form von Gewinnsteigerungen und Marktanteilserhöhung zu realisieren. Der fehlende Wettbewerb auf der Netzebene soll durch eine effizienzorientierte Regulierung ersetzt werden, um die Gewinne aus natürlichen Monopolen zu begrenzen. Maßgebliches Ziel der Anreizregulierung ist es deshalb, Anreize für mehr Effizienz zu setzen und frühzeitige Kostensenkungen für die Kunden herbeizuführen.

Hierbei besteht ein Zielkonflikt hinsichtlich der Aufteilung der Effizienzgewinne auf die Netzbetreiber und die Kunden. Eine Effizienzsteigerung und die damit verbundene Möglichkeit für die Unternehmen, die erzielten Gewinne einzubehalten, kann dabei nicht ausschließlicher Zweck der Anreizregulierung sein. Ziel des staatlichen Eingriffs ist es stattdessen auch, Gewinne aus natürlichen Monopolen zu begrenzen und Effizienzgewinne an die Kunden weiterzugeben. Neben ökonomischen Aspekten spielen hier auch Fragen der öffentlichen und politischen Akzeptanz des Regulierungsregimes eine Rolle. Wird ein Regulierungsregime von der Öffentlichkeit abgelehnt oder produziert es unerwünschte Ergebnisse, kann es dauerhaft nicht bestehen. Stabilität und Verlässlichkeit einer Regulierung sind für die betroffenen Unternehmen jedoch essentiell, um ausreichende Planungssicherheit zu erhalten. Nur so kann die Funktionsfähigkeit des Systems sichergestellt werden.

Das Ziel der Kostensenkung und Angleichung der Effizienzniveaus findet sich auch bereits in den Zielvorgaben „Setzen von Anreizen zur Steigerung der Effizienz“ und „Weitergabe der Effizienzgewinne an Netzkunden“ aus dem Bericht zur Einführung einer Anreizregulierung nach § 112a EnWG.

Verringerung von Informationsasymmetrien

Das System der Anreizregulierung dient gleichzeitig der Verringerung der Auswirkungen von Informationsasymmetrien zwischen den regulierten Unternehmen und den Regulierungsbehörden. Grundsätzlich haben die Netzbetreiber einen Informationsvorsprung gegenüber den Regulierungsbehörden. Die regulierten Unternehmen werden motiviert, ineffiziente Kosten selbständig zu identifizieren und abzubauen. Diese Entscheidung würde ansonsten der Regulierungsbehörde obliegen. Indem das Unternehmen die Kostensenkungspotentiale identifiziert, offenbart es der Regulierungsbehörde Potentiale, die ihr möglicherweise nicht bekannt oder durch sie nicht nachweisbar gewesen wären.

Das Ziel der Verringerung von Informationsasymmetrien ist insofern das Mittel zum Zweck einer effektiven Kostenkontrolle.

Bildung eines langfristig stabilen Regulierungssystems

Das Gesamtkonzept der Anreizregulierung setzt langfristig Anreize. Angestrebt wird ein langfristig stabiles Regulierungssystem mit einem verlässlichen rechtlichen Rahmen. Zugleich stellt die Regulierung ein lernendes System dar, das fortentwickelt werden kann. Insbesondere nach der Umstellung des Systems von der kostenorientierten Regulierung zur Anreizregulierung sind Stabilität und Verlässlichkeit der Regulierung essentiell, um ausreichende Planungssicherheit zu erreichen. Soweit sich aus den Erfahrungen und dem voranschreitenden Entwicklungsprozess Anpassungsbedarfe ergeben, werden systemkonforme Anpassungen durch die Bundesnetzagentur begleitet und durch den Gesetzgeber durchgeführt. Insgesamt handelt es sich um ein vorhersehbares und konsistentes Verhalten der Bundesnetzagentur, das die Sicherheit der regulierten Unternehmen stärkt und Vertrauen in das Regulierungshandeln schaffen soll.

Das Ziel der Bildung eines langfristig stabilen Regulierungssystems ist explizit im Zielkatalog aus dem Bericht zur Einführung einer Anreizregulierung nach § 112a EnWG enthalten.

Anreize für Innovationen

Ein weiteres Ziel der Anreizregulierung besteht darin, Anreize für Innovationen zu setzen.

Anknüpfungspunkte hierzu finden sich an verschiedenen Stellen der ARegV. Insbesondere über die Investitionsbudgets nach § 23 ARegV werden konkrete Technologien gefördert. Beispielsweise gelten Mehrkosten für planfestgestellte Erdkabel im Vergleich zu Freileitungen als nicht beeinflussbare Kostenanteile, die nicht dem Effizienzpfad unterworfen sind (§ 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 6 ARegV). Ebenso wird das Leiterseil-Temperatur-Monitoring als neue Technologie besonders gefördert (§ 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 8 ARegV).³

Darüber hinaus regt die Anreizregulierung systemimmanent zur Förderung von Prozessinnovationen an, die auf Seiten der Netzbetreiber zu Kostensenkungen bzw. Kosteneffizienz führen. Netzbetreiber können die im Ablauf der Regulierungsperiode durch die Prozessinnovation reduzierten Kosten als zusätzlichen Gewinn einbehalten und gehen in den nächsten Effizienzvergleich mit geringeren Kosten ein. Das Ziel der Beförderung der Innovationstätigkeit ist daher, ähnlich dem Ziel des Abbaus von Informationsasymmetrien, ein Mittel zur Absenkung der Kosten und Steigerung bzw. Angleichung der Effizienz.

³ Hinweis: Mit der Änderung der ARegV durch die Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung (ARegVÄndV) vom 14.03.2012 (BGBl. I S. 489 (Nr. 14)) wurden die Investitionsbudgets nach § 23 ARegV im Zusammenhang mit einigen inhaltlichen Änderungen durch den Begriff der Investitionsmaßnahme ersetzt. Zentraler inhaltlicher Unterschied ist hierbei die Beschränkung auf eine ex-ante Genehmigung einer Investitionsmaßnahme „dem Grunde“ nach statt einer kombinierten ex-ante Genehmigung eines Investitionsbudgets „dem Grunde“ und „der Höhe“ nach. Da der vorliegende Bericht jedoch überwiegend den Zeitraum vor dem 14.03.2012 behandelt, wird hier durchgängig der Begriff des „Investitionsbudgets“ verwendet, obgleich dieser zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine Gültigkeit mehr besitzt.

Sicherung der Investitionsfähigkeit

Ein wesentlicher Fokus der Anreizregulierung liegt auf der Hebung von Effizienzpotenzialen bei den regulierten Netzbetreibern. Das System darf dabei allerdings die Durchführung erforderlicher Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen nicht beeinträchtigen. Eine eindimensionale Konzentration im Sinne einer Kostenminimierung um jeden Preis ist nicht zielführend, da sie mittelfristig zu einer Beeinträchtigung der Zuverlässigkeit der Netze führen könnte. Auch aus diesem Grund wurde das Qualitätselement in die ARegV aufgenommen (§ 19 ARegV).

Um dem zweidimensionalen Zielfeld aus Effizienzsteigerung einerseits und bedarfsgerechter Erweiterung bzw. Anpassung der Energienetze andererseits gerecht zu werden, sieht die ARegV eine Reihe von Maßnahmen vor. So genehmigt die Bundesnetzagentur nach § 23 Investitionsbudgets für die Betriebs- und Kapitalkosten aus Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen (vgl. Absatz 4.2.5). Daneben wurden der pauschale Investitionszuschlag (vgl. Absatz 4.2.6) und der Erweiterungsfaktor (vgl. Absatz 4.2.3) in die ARegV aufgenommen, um Investitionen zu fördern. Weiterhin sichern die Rückflüsse aus verdienten Abschreibungen die (Re-) Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber.

Das Ziel der Sicherstellung der Investitionsfähigkeit hat vor dem Hintergrund der Diskussion um die Umsetzung der Energiewende und die hierzu im Netzbereich erforderlichen Investitionen eine herausgehobene Bedeutung.

Sicherung der Versorgungsqualität

Die Sicherung der Versorgungsqualität ist ein weiteres Ziel der Anreizregulierung.

Bereits das EnWG gibt die sichere Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas vor. Eine erlösbegrenzende Regulierung kann die Gefahr bergen, dass die regulierten Unternehmen Effizienz- und Gewinnsteigerungen nicht nur durch eine Produktivitätssteigerung, sondern auch durch Maßnahmen erzielen, die sich nachteilig auf die Versorgungsqualität der Energienetze auswirken. Dieser Gefahr wird durch die Qualitätsregulierung gemäß § 18 ff. ARegV entgegengewirkt (vgl. Absatz 4.2.4). Im Rahmen einer klassischen Kostenregulierung mit regelmäßiger Anpassung der anerkennungsfähigen Erlöse an das jeweilig erreichte Kostenniveau entstehen Anreize zur Gewinnsteigerung durch Vernachlässigung der Versorgungsqualität in geringerem Umfang.

Die Sicherstellung der Versorgungsqualität ist auch bereits im Rahmen des Berichts zur Einführung einer Anreizregulierung nach § 112a EnWG explizit benannt worden.

3.4 Einführung und Umsetzung der Anreizregulierung in Deutschland

Der Gesetzgeber hat mit der Novellierung des EnWG im Jahr 2005 die Grundentscheidung getroffen, durch Regulierung wettbewerbliche Bedingungen für die Nutzung von Energieversorgungsnetzen einzuführen. Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) vom 27.10.2007 konkretisiert das in § 21a EnWG angelegte System. Sie löst die Entgeltregulierung nach § 21 EnWG ab, soweit die Entgelte der kostenorientierten Entgeltbildung unterliegen.

Ursprünglich ging das Energiewirtschaftsrecht von Versorgungsmonopolen aus. Beginnend mit den ersten Beschleunigungsrichtlinien Strom und Gas zur Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Energie erfolgte eine Liberalisierung und Regulierung des Energiemarktes. Damit einhergehend kam es zu einem Wandel von einem monopolisierten zu einem wettbewerbsorientierten Energiemarkt. Mit der Novellierung des Energierechts im Jahr 1998 wurde das Leitungsnetz durch die Schaffung von Netzzugangsansprüchen in ein wettbewerblich gesteuertes System eingebunden. Zunächst wurde das System eines verhandelten Netzzugangs eingeführt, bevor im Jahr 2005 ein Übergang zum regulierten Netzzugang erfolgte. Das EnWG sah zunächst eine kostenorientierte Entgeltbildung vor. Für den Netzbetreiber gab es hierbei allerdings kaum Anreize, die Kosten zu Gunsten der Netznutzer zu senken. Bis zum 31.12.2008 waren die Netzentgelte (damals unter der Bezeichnung Netznutzungsentgelte) auf Basis der Kosten einer Betriebsführung zu bestimmen, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen (§ 21 Abs. 2 EnWG). Kosten, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, waren nicht zu berücksichtigen. Die Entgelte bedurften der vorherigen Genehmigung durch die Regulierungsbehörde (§ 23a EnWG). Aufgrund einer individuellen Kostenprüfung wurden jedem Netzbetreiber Höchstpreise genehmigt. Kosten und Erlöse liefen im System der kostenorientierten Entgeltbildung grundsätzlich gleich.

Ab dem 01.01.2009 werden die Netzentgelte gem. § 1 ARegV im Wege der Anreizregulierung bestimmt. Nach der Legaldefinition des § 21a EnWG setzt die Anreizregulierung Anreize für eine effiziente Leistungserbringung. Sie stellt eine alternative Methode zur rein kostenorientierten Entgeltbildung für den Netzzugang dar. Durch die vorübergehende Entkopplung der Erlöse von den Kosten sollen den regulierten Unternehmen für die Dauer einer Regulierungsperiode Anreize zur Effizienzsteigerung gegeben werden. Der für den Netzbetreiber fehlende Wettbewerbsdruck wird durch eine an Effizienzmaßstäben orientierte Regulierung ersetzt (vgl. hierzu auch die Darstellung des Grundkonzeptes der Anreizregulierung in Absatz 3.1).

Die Entwicklung der Anreizregulierung wurde im EnWG nach dem Willen des Gesetzgebers methodenoffen dargestellt. § 21a EnWG enthält Regulierungsvorgaben für Anreize für eine effiziente Leistungserbringung. Die konkrete Ausgestaltung der Anreizregulierung erfolgt durch eine Rechtsverordnung (vgl. § 21a Abs. 6 EnWG) und wurde dem Ordnungsgeber und den Regulierungsbehörden überlassen. Dafür wurde im Jahr 2006 mit dem „Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG“ ein Konzept zur Durchführung der Regulierung im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben erstellt. Der Bericht befasst sich zunächst mit den Grundlagen und dem Konzept der Anreizregulierung und hierbei insbesondere mit den rechtlichen Vorgaben und Rahmenbedingungen der Anreizregulierung in Deutschland. In einem weiteren Teil enthält der Bericht Ausgestaltungsempfehlungen und Details für die Umsetzung und Durchführung der Anreizregulierung. Die am 27.10.2007 von der Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates verabschiedete ARegV hat das hierin vorgeschlagene Konzept im Wesentlichen übernommen. Der Ordnungsgeber hat sich dabei für das System von Erlösobergrenzen entschieden. Dem Netzbetreiber werden nach Effizienzkriterien lediglich die Obergrenzen der Erlöse behördlich vorgegeben. Die festgelegte Erlösobergrenze soll dem regulierten Unternehmen erlauben, die Netzkosten einschließlich einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung zu decken.

Im Bericht zur Einführung der Anreizregulierung hat die Bundesnetzagentur ab der dritten Regulierungsperiode ein System des reinen Vergleichswettbewerbs (Yardstick Competition) vorgeschlagen. Dieser Vorschlag wurde nicht in der ARegV umgesetzt. Stattdessen hat die Bundesnetzagentur gemäß § 33 Abs. 1 ARegV zum 01.01.2016 erneut einen Bericht mit einer Evaluierung und Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung der Anreizregulierung vorzulegen. Darin können gegebenenfalls auch Vorschläge zur weiteren Ausgestaltung der Regulierung ab der dritten Regulierungsperiode (im Gasbereich ab 2018, im Strombereich ab 2019) gemacht werden.

Die ARegV ist am 06.11.2007 in Kraft getreten und seitdem mehrfach geändert worden. Die Anreizregulierung wurde insbesondere durch Festlegungen und Genehmigungen der Regulierungsbehörden weiter ausgestaltet und konkretisiert (vgl. § 32 ARegV).

Im Rahmen der konkreten Umsetzung des Konzeptes der Anreizregulierung in Deutschland stellt das Ergebnis der regulatorischen Kostenprüfung gem. § 6 Abs. 2 ARegV das Ausgangsniveau für den individuellen Erlöspfad der ersten Regulierungsperiode dar (vgl. hierzu Abschnitt 4.1.1). Von der Bundesnetzagentur wurde ein bundesweiter Effizienzvergleich (§§ 12 ff. ARegV) zur Ermittlung der individuellen Effizienzwerte durchgeführt (vgl. hierzu Abschnitt 4.1.3). Die Umsetzung in netzbetreiberbezogene Effizienzvorgaben erfolgt für die Dauer einer Regulierungsperiode durch Festlegung der individuellen Erlösobergrenzen. Die Erlösobergrenze wird für jedes Jahr einer Regulierungsperiode bestimmt und kann im Verlauf der Regulierungsperiode angepasst werden (vgl. zu den Anpassungsprozessen den Abschnitt 4.2). Die Netzbetreiber setzen die Erlösobergrenzen entsprechend der Stromnetz- bzw. Gasnetzentgeltverordnung in Netzentgelte um. Die festgelegten Erlösobergrenzen sollen es den regulierten Unternehmen erlauben, die Netzkosten einschließlich einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung zu decken. Ziel ist es, die Effizienzvorgaben durch zumutbare Anstrengungen zu erreichen und zu übertreffen. Folgerichtig sind die Effizienzvorgaben beschränkt auf den beeinflussbaren Kostenanteil innerhalb der Erlösobergrenze.

Ineffizienzen sind zu Beginn der Anreizregulierung über die Dauer von zwei Regulierungsperioden gleichmäßig abzubauen (§ 16 ARegV). Im Strombereich dauern die ersten zwei Regulierungsperioden insgesamt zehn Jahre. Im Gasbereich wurde die erste Regulierungsperiode auf vier Jahre verkürzt, so dass die Ineffizienzen anteilig über neun Jahre abzubauen sind. Die Streckung des Abbaus der Ineffizienzen über einen Zeitraum von mehreren Jahren vermeidet, dass die Netzbetreiber ihre Kosten sofort auf ein effizientes Niveau senken müssen und gewährleistet damit die Zumutbarkeit der Vorgaben.

Durch Datenerhebungen und Veröffentlichungen werden Markttransparenz und Chancengleichheit gewährleistet. Die Grundlage der Anreizregulierung bilden die erhobenen Unternehmensdaten. Um Transparenz zu schaf-

fen und es Unternehmen und Netznutzern zu ermöglichen, Regulierungsentscheidungen nachzuvollziehen, sind Unternehmensdaten in gewissem Umfang durch die Regulierungsbehörden zu veröffentlichen. Die Netzbetreiber müssen ebenfalls Dokumentations- und Veröffentlichungspflichten erfüllen. Dies ermöglicht einen dynamischen Selbstregulierungsprozess.

3.5 Gesetzes- und Ordnungsänderungen

Seit ihrem Inkrafttreten wurde die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) fortentwickelt und vor dem Hintergrund der ersten Erfahrungen mit dem geltenden Regulierungsrahmen geändert. Die Anpassungen waren teilweise aufgrund gesetzlicher Änderungen erforderlich. Teilweise dienten sie der Fortentwicklung der Anreizregulierung im Hinblick auf veränderte Rahmenbedingungen.

Wichtige Neuerungen der Anreizregulierung ergeben sich aus der „Verordnung zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung, der Gasnetzentgeltverordnung, der ARegV und der Stromnetzentgeltverordnung“ vom 08.04.2008 (BGBl. 2008 I S. 693). Durch die Einfügung des § 6 Abs. 1 Satz 3 ARegV wurde als Basisjahr für die erste Regulierungsperiode das Jahr 2006 festgelegt. Zudem wurde eine Regelung aufgenommen, nach der eine Anpassung der Erlösobergrenze im ersten Jahr der Regulierungsperiode nicht erfolgt (§ 4 Abs. 3 Satz 3 ARegV). Diese Regelung wurde mittlerweile durch § 34 ARegV geändert. Für die zweite Regulierungsperiode ist nunmehr eine Anpassung im ersten Jahr möglich. Durch eine Änderung der Gasnetzzugangsverordnung wurden Kosten, die sonst vom Biogaseinspeiser zu tragen sind, auf den Netzbetreiber übertragen. Zur Anerkennungsfähigkeit dieser Kosten trifft der neu eingefügte § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 8a ARegV eine Regelung. Im Übrigen erfolgten im Rahmen dieser Verordnungsnovellierung Klarstellungen zu den Regelungen der ARegV.

Eine Regelung zum Umgang mit den Kosten aus Messstellenbetrieb und Messung im Regulierungskonto wurde durch die „Verordnung zum Erlass von Regelungen über Messeinrichtungen im Strom- und Gasbereich“ vom 17.10.2008 (BGBl. 2006 I S. 2006) in § 5 Abs. 1 Satz 3 ARegV eingefügt. Diese Regelung stellt eine Folgeänderung zur Liberalisierung des Messstellenbetriebs und der Messung dar.

Mit dem „Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze“ vom 21.09.2009 (BGBl. 2009 I S. 2870) wurde die ARegV im Hinblick auf die Änderungen durch das Energieleitungsausbaugesetz angepasst. Die Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (§ 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 7 ARegV). Die Änderung des Regelbeispiels nach § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 6 ARegV erweitert die Möglichkeiten der Genehmigung von Investitionsbudgets für Hochspannungsleitungen als Erdkabel, beispielsweise bei Projekten nach dem Energieleitungsausbaugesetz. Durch Einführung eines neuen Regelbeispiels wurde zudem der Weg für Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssysteme (HGÜ) zum Ausbau der Stromübertragungskapazitäten und zu neuen grenzüberschreitenden Hochspannungsgleichstrom-Verbindungsleitungen jeweils als Pilotprojekte geebnet (§ 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 9 ARegV).

Die „Verordnung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrecht sowie des Bergrechts“ vom 03.09.2010 (BGBl. 2010 I S. 1261) beinhaltet weitreichende Änderungen der ARegV sowie der Strom- und Gasnetzentgeltverordnung (StromNEV bzw. GasNEV). Sie führt insbesondere zu verbesserten Investitionsbedingungen durch die Anerkennung der Betriebskosten im Rahmen der Investitionsbudgets (§ 23 Abs. 1 ARegV). Betriebskosten gelten daher auch als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gem. § 11 Abs. 2 Satz 2 Nr. 6 ARegV, die zu einer Anpassung der Erlösobergrenze berechtigen. Soweit die Regulierungsbehörde nichts anderes festlegt, ist eine jährliche Pauschale von 0,8 % der für das Investitionsbudget anererkennungsfähigen Anschaffungs- und Herstellungskosten anzusetzen. Zugleich wurde eine Festlegungskompetenz geschaffen, nach der die Regulierungsbehörde für bestimmte Anlagegüter andere Pauschalen festlegen kann, sofern dies erforderlich für die Berücksichtigung struktureller Besonderheiten ist (§ 32 Abs. 1 Nr. 8a ARegV). Damit wurden Hemmnisse für Investitionen, die gleichzeitig zu höheren Betriebskosten führen, beseitigt.

Mit derselben Ordnungsänderung wurden volatile Kostenanteile in die ARegV eingeführt. Als volatile Kosten gelten beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, deren Höhe kalenderjährlich starken Schwankungen unterliegen kann (§ 11 Abs. 5 ARegV). Die Kosten für die Beschaffung von Treibenergie sind dabei gemäß der Verordnung als volatile Kosten definiert. Ausdrücklich keine volatilen Kosten sind Kapitalkosten oder Fremdkapitalkosten. Alle anderen, insbesondere die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie, gelten erst nach Festlegung gem. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV durch die Regulierungsbehörde als volatile Kosten. Bei der Erlösobergrenzenanpassung aufgrund einer Änderung der volatile Kostenanteile ist

gemäß dem neu eingefügten § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 ARegV auf das Kalenderjahr abzustellen, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll. Durch diese Verwaltungsänderung werden volatile Kosten in ihrer erwarteten Höhe bereits im Jahr der erwarteten Kostenentstehung erlöswirksam. Damit ergibt sich für diese Kostenposition eine Lösung von der grundsätzlich anzuwendenden Anerkennung der tatsächlich entstandenen Kosten mit einem Zeitversatz von zwei Jahren (kurz: „t-2 Versatz“). Der Ausgleich erfolgt über das in der Verordnung etablierte Regulierungskonto nach § 5 ARegV, dessen Grundfunktion in der Erfassung mengenbedingter Erlösabweichungen liegt: Hier wird die Differenz zwischen den tatsächlichen und den geplanten volatilen Kostenanteilen verbucht; je nachdem, ob höhere Kosten als im Ausgangsniveau anfallen oder niedrigere, kommt es zu einem Auf- oder Abschlag auf die Erlösobergrenze (vgl. § 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV). Diese Änderung der ARegV erfolgte, da die hohe Volatilität bestimmter Kosten zu einer erheblichen wirtschaftlichen Mehrbelastung des Netzbetreibers führen kann, obwohl die tatsächliche Höhe der Kosten überwiegend nicht dem Einflussbereich des Netzbetreibers unterliegt (vgl. Bundesratsdrucksache 312/10, S. 17). Anders als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten sind volatile Kostenanteile nicht dem Effizienzvergleich und dem Effizienzvorgaben entzogen. Die Regulierungsbehörde kann zudem einen Mechanismus festlegen, der Anreize zur effizienten Beschaffung setzt (§ 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV). Damit soll gewährleistet werden, dass der Effizienzgedanke der Anreizregulierung auch für volatile Kostenanteile gilt (vgl. Bundesratsdrucksache 312/10, S. 17).

Eine Anpassung der Netzentgelte in der laufenden Regulierungsperiode erfolgt nach der Verordnungsnovellierung gem. § 5 Abs. 3 ARegV für Gas- und Stromnetzbetreiber gleichermaßen, wenn die tatsächlich erzielten Erlöse die zulässigen Erlöse um mehr als fünf Prozent (zuvor waren es zehn Prozent für Gasnetzbetreiber) übersteigen. Zudem wurde eine Vorschrift zur symmetrischen Anpassung des Regulierungskontos eingefügt. Die bisherige Verpflichtung der Netzbetreiber zur Netzentgeltanpassung im Falle einer Überschreitung des Schwellenwertes wurde um die Berechtigung der Netzentgeltanpassung im Falle der Unterschreitung des Schwellenwertes (die tatsächlichen Erlöse liegen unter den zulässigen Erlösen) ergänzt.

Eine weitere Neuregelung betrifft Netzbetreiber, für die noch keine Erlösobergrenze im Rahmen der Anreizregulierung festgelegt wurde. Dies betrifft insbesondere neu errichtete, den Regulierungsbehörden erstmals bekannt werdende Netzbetreiber sowie solche Netzbetreiber, die bisher einen Objektnetzstatus im Sinne des § 110 EnWG für sich in Anspruch genommen haben (Bundesratsdrucksache 312/10, S. 13). Diese nehmen gem. § 1 Abs. 2 ARegV bis zum Ende der laufenden Regulierungsperiode nicht an der Anreizregulierung teil. Die ARegV bleibt auch bis zum Abschluss der nächsten Regulierungsperiode unangewendet, wenn bei der Kostenprüfung noch keine hinreichenden Daten für das Basisjahr vorliegen.

Die Voraussetzung für die Genehmigung eines Erweiterungsfaktors wurde konkretisiert: Eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe liegt nur vor, wenn sich die Parameter bereits im Antragszeitpunkt dauerhaft und in erheblichem Umfang geändert haben (§ 10 Abs. 2 ARegV). Planansätze werden nicht anerkannt. Ebenso ist bei der Kostenprüfung die Berücksichtigung gesicherter Erkenntnisse über das Planjahr nunmehr ausgeschlossen. Unberücksichtigt bleiben ferner Besonderheiten des Basisjahres (§ 6 Abs. 3 ARegV): Die Kosten, die im Basisjahr anfallen und dem Grunde oder der Höhe nach auf einer Besonderheit dieses Geschäftsjahres beruhen (sog. Einmalkosten), sind nicht bzw. nur in der regelmäßig anfallenden Höhe berücksichtigungsfähig bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus. Für die Kosten der dezentralen Einspeisung (in Form vermiedener Netzentgelte) können hingegen nun Planansätze angewandt werden. Der Ausgleich der Differenzen zwischen den geplanten und den tatsächlichen Kosten erfolgt ebenso wie bei den vorgelagerten Netzkosten über das Regulierungskonto.

Da Netzanschlusskostenbeiträge ebenso wie Baukostenzuschüsse einen Kostenbeitrag von Netzkunden zum Netzbetrieb darstellen, sind diese nunmehr gleichermaßen als dauerhaft nicht beeinflussbare Erlösposition in § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 13 ARegV erwähnt (vgl. Bundesratsdrucksache 312/10, S. 20).

Darüber hinaus haben sich auch nach dem 31.12.2010 Änderungen an den maßgeblichen Verordnungen und dem EnWG ergeben. Diese werden in der Folge kurz dargestellt, ihre Auswirkungen werden im weiteren Verlauf des Berichtes jedoch keiner umfassenden Betrachtung unterzogen.

- Zweites Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 22.12.2011 (BGBl. I S. 3034 (Nr. 71), 2012 I S. 131)

Mit dem zweiten Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 22.12.2011 wurden zentrale Regelungen zum sektoralen Produktivitätsfortschritt im EnWG und in der ARegV angepasst. Hiermit wurde die in 2011 vom BGH bemängelte fehlende Rechtsgrundlage für die Anwendung des sektoralen Produktivitätsfaktors mit Wirkung zum 01.01.2012 eingeführt, so dass insgesamt ca. 1,3 Mrd. €

Mehrbelastungen der Netznutzer, die sich bei einem evtl. Nichtansatz der Position ergeben hätten, nicht eingetreten sind (vgl. hierzu Abschnitt 4.2.9).

- Verordnung zur Änderung der ARegV (ARegVÄndV) v. 14.03.2012 (BGBl. I S. 489 (Nr. 14))

Mit der Verordnung zur Änderung der ARegV vom 14.03.2012 wurde der Begriff des Investitionsbudgets in den Begriff der Investitionsmaßnahme geändert. Die Änderung hat insofern weitreichende Folgen als die Genehmigung zusätzlicher Mittel für ein Investitionsprojekt nun nicht mehr ex-ante „dem Grunde“ und „der Höhe nach“ erfolgt, sondern lediglich dem „dem Grunde“ nach für eine bestimmte Investitionsmaßnahme. Eine Vorabfestlegung des maximal aufzuwendenden Investitionsvolumens für eine grundsätzlich genehmigungsfähige Maßnahme ist nun nicht mehr erforderlich.

Der Antrag auf Genehmigung einer Investitionsmaßnahme ist auf Basis der Neuregelung spätestens neun Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in dem die Investition erstmals ganz oder teilweise wirksam werden soll, zu stellen.

Eine zentrale Änderung der ARegVÄndV betrifft auch den Zeitpunkt der Erlöswirksamkeit von Kapital- und Betriebskosten aus Investitionsmaßnahmen. Diese können bei der Anpassung der Erlösobergrenze auf Basis der Neuregelung bereits in erwarteter Höhe eingestellt werden. Ein Zeitversatz zwischen Kostenentstehung und Erlöswirksamkeit ergibt sich dann nicht mehr.

- Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 20.12.2012 (BGBl. I S. 2730 (Nr. 61))

Mit dem dritten Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 20.12.2012 (BGBl. I S. 2730 (Nr. 61)) erhält die Regulierungsbehörde die Festlegungskompetenz (§ 6b Abs. 6 EnWG), Prüfungsschwerpunkte bezüglich der vom Prüfer im Rahmen der Jahresabschlussprüfung über die nach HGB geltenden Vorschriften hinaus zu bestimmen. Hierbei kommen insbesondere Vorgaben zur Prüfung der durch Schlüsselung zugeordneten Kosten in Frage. Eine solche Festlegung muss spätestens sechs Monate vor dem Bilanzstichtag des jeweiligen Kalenderjahres ergehen. Weiterhin muss der Tätigkeitsabschluss dem Abschlussprüfer zu Prüfung vorgelegt werden (§ 6b Abs. 3 EnWG).

Neben den Änderungen der ARegV und des EnWG gab es auch in den Strom- und Gasnetzentgeltverordnungen Klarstellungen und Änderungen, die für die Anreizregulierung und insbesondere für die Regulierungspraxis von Bedeutung sind. Dienstleistungsverträge mit Dritten dürfen zu keiner Kostensteigerung gegenüber der Eigenerbringung führen (§ 4 Abs. 5a StromNEV/GasNEV). Zur besseren Nachvollziehbarkeit muss der Bericht über die Ermittlung der Entgelte künftig auch den vollständigen Prüfbericht des Wirtschaftsprüfers zum Jahresabschluss nebst allen Ergänzungsbänden enthalten (§ 28 Abs. 1 Nr. 5 StromNEV/GasNEV). Außerdem sind die kalkulatorischen Abschreibungen jahresbezogen zu ermitteln (§ 6 Abs. 5 StromNEV/GasNEV).

Wichtige Impulse für rechtliche Änderungen des EnWG, der ARegV und der Strom/GasNEV gehen von den Handlungsempfehlungen aus, die im Plenum der Plattform „Zukunftsfähige Netze“ verabschiedet wurden und werden. Die Plattform wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Jahr 2010 eingerichtet und soll unter Einbeziehung aller Beteiligten (Bund, Länder, Wirtschafts- und Umweltverbände, Städte und Kommunen, Netzbetreiber und Verbraucher) frühzeitig die Herausforderungen in den Energienetzen identifizieren und gemeinsame Lösungen entwickeln. Als eine von neun die Plattform unterstützenden Arbeitsgruppen werden in der Arbeitsgruppe Regulierung geeignete Anreize für Netzinvestitionen in den notwendigen Umbau der Energieversorgung erarbeitet. Die Bundesnetzagentur ist sowohl im Plenum der Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ als auch in verschiedenen Arbeitsgruppen, bspw. der Arbeitsgruppe Regulierung vertreten. Rückblickend beruhte die am 14.03.2012 beschlossene Änderung der ARegV hinsichtlich der Investitionsmaßnahmen auf einer Empfehlung des Plenums der Plattform vom November 2011, die bereits im Dezember 2011 in einen Rechtsetzungsvorschlag umgesetzt werden konnte.

Darüber hinaus hat das Plenum der Plattform im Mai 2012 empfohlen, Forschungsaktivitäten von Netzbetreibern stärker zu fördern. Diese sollen bei öffentlich geförderten Forschungsprojekten einen Teil ihrer Kosten mindernd geltend machen können, sofern sie auch einen angemessenen Eigenanteil in die Projekte einbringen. Aktuell wird durch das Bundeswirtschaftsministerium ein Vorschlag zur rechtlichen Umsetzung der Empfehlung in der ARegV erarbeitet. Ferner hat das Plenum der Plattform im April 2013 die Abbildung der Kosten aus Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in der Hochspannungsebene (110 kV) über das Instrument der Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 ARegV empfohlen. Damit würde der Tatsache Rechnung getragen wer-

den können, dass in der Hochspannungsebene je nach Region unterschiedliche Anforderungen (Verteilernetz-funktionen und/oder Transportnetzfunktionen) zu bewältigen sind, die sich durch die Anwendung des Erweiterungs-faktors nur schwer erfassen lassen. Eine entsprechende Umsetzung sowie Klärung von Detailfragen wird derzeit noch diskutiert.

4. Umsetzung der Anreizregulierung in die regulatorische Praxis

4.1 Erlösobergrenzenbestimmung

4.1.1 Bestimmung des Ausgangsniveaus

Die Bestimmung des Ausgangsniveaus zur Ermittlung der Erlösobergrenze erfolgte auf Grundlage des § 6 ARegV.

Für die erste Regulierungsperiode wurde zur Bestimmung der Erlösobergrenze gem. § 6 Abs. 2 ARegV das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Genehmigung der Netzentgelte nach § 23a EnWG vor Beginn der Anreizregulierung herangezogen. Das Ergebnis der jeweils letzten Kostenprüfung nach § 23a EnWG als Startpunkt für die Bestimmung des Ausgangsniveaus wurde um Anpassungen der Eigenkapitalverzinsung, der Inflationierung und der vorgelagerten Netzkosten bereinigt. Im Strombereich wurden weiterhin die vermiedenen Netzentgelte angepasst.

Als Basisjahr der ersten Regulierungsperiode galt für die Stromnetzbetreiber und die Gasverteilernetzbetreiber sowie diejenigen Fernleitungsnetzbetreiber (regionale Fernleitungsnetzbetreiber), die nicht aufgrund der Sondervorschrift des § 3 Abs. 2 Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) von einer Kostenprüfung befreit waren, gemäß § 6 Abs. 1 Satz 5 ARegV das Jahr 2006. Das Basisjahr 2006 fand hingegen gemäß § 34 Abs. 3 Satz 1 ARegV bei Netzbetreibern vor der ersten Regulierungsperiode keine Anwendung, soweit die Netzbetreiber im Rahmen der Genehmigung der Netzentgelte nach § 6 Abs. 2 ARegV keine Erhöhung der Netzentgelte auf Datengrundlage des Jahres 2006 beantragt hatten. Für diese Netzbetreiber (sog. „Verlängerer“) wurde das Geschäftsjahr der ersten Entgeltgenehmigung als Basisjahr (2004 bzw. 2005) herangezogen.

Im Gasbereich entfielen ca. 489,5 Mio. € der Netzkosten (ohne vorgelagerte Netzkosten) auf Netzbetreiber, die ein Basisjahr 2004 bzw. 2005 zu Grunde gelegt haben und 2.997,5 Mio. € der Netzkosten auf Netzbetreiber mit einem Basisjahr 2006 (vgl. erste Säule in Abbildung 2). Auf die regionalen Fernleitungsnetzbetreiber⁴ entfielen hiervon 347,8 Mio. € der Netzkosten.

Das Basisjahr 2006 fand keine Anwendung bei den überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern.⁵ Diese hatten gegenüber der Bundesnetzagentur gemäß § 3 Abs. 3 GasNEV angezeigt, dass ihr Fernleitungsnetz zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehendem oder potenziellem Wettbewerb ausgesetzt sei.

Im Hinblick auf die Anzeigen der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber nach § 3 Abs. 3 GasNEV hatte die Bundesnetzagentur festgestellt, dass die Voraussetzungen des § 3 Absatz 2 Satz 1 und 2 GasNEV bei den überregionalen Fernleitungsnetzen nicht vorlagen.⁶ Daher hatte die Bundesnetzagentur von ihren Befugnissen nach § 65 EnWG Gebrauch gemacht und die überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber zur Vorlage eines Entgeltgenehmigungsantrags nach § 23a EnWG verpflichtet. Da die Entgelte der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 34 Abs. 5 Satz 2 ARegV ein Jahr später als die der übrigen Gasversorgungsnetzbetreiber im Wege der Anreizregulierung bestimmt wurden, war als Basisjahr im Sinne der ARegV das Jahr 2007 heranzuziehen. Die Netzkosten der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber beliefen sich auf rund 1.932 Mio. €. Für die Fernleitungsnetzbetreiber mit dem Basisjahr 2007 entsprechen die gem. § 23a EnWG genehmigten Netzkosten der Ausgangsbasis für die Erlösobergrenzenbestimmung, sie sind daher in die Abbildung 2 nicht aufgenommen.

⁴ Dies waren bayernets GmbH, Creos Deutschland GmbH, E.ON Avacon AG, E.ON Gas Grid GmbH, Erdgastransportgesellschaft Thüringen-Sachsen mbH, EWE Netz GmbH (heute Gastransport Nord GmbH (GTG)), Gas-Union Transport GmbH & Co. KG, GVS Netz GmbH (heute terranets BW GmbH).

⁵ Dies waren Dong Energy Pipelines GmbH (zum 01.01.2011 übergegangen an die Gasunie Transport Services GmbH), E.ON Gastransport GmbH (heute Open Grid Europe GmbH), Eni Gas Transport Deutschland S.p.A (heute Fluxys TENP GmbH), Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG (heute Nowega GmbH), Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, Ontras - VNG Gastransport GmbH, Statoil Deutschland Transport GmbH (heute jordgas Transport GmbH), Thyssengas GmbH, Wingas Transport GmbH & Co. KG (heute GASCADE Gastransport GmbH).

⁶ Siehe Bundesnetzagentur (2010): Beschlüsse BK4-07-100, -101, -102, -104, -105, -106, -107, -108, -109, -111 vom 05.11.2008.

Im Strombereich entfielen von den gesamten Netzkosten in Höhe von 16.375,5 Mio. € ca. 13.164,1 Mio. € der Netzkosten (mit vorgelagerten Netzkosten) auf Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren und 499,2 Mio. € der Netzkosten auf Verteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren. Auf die Übertragungsnetzbetreiber⁷ entfielen 2.712,2 Mio. € der Netzkosten.

Die einzelnen Anpassungsschritte, ausgehend von den Netzkosten hin zu den Aufwandsparemtern, werden für Strom und Gas in der Folge beschrieben.

Anpassungen aus der Änderung des Eigenkapitalzinssatzes

Abweichend von den Eigenkapitalzinssätzen gemäß § 7 Abs. 6 GasNEV bzw. StromNEV in Höhe von 6,50 % für den Strombereich bzw. 7,80 % für den Gasbereich vor Steuern für Altanlagen und 7,91 % im Strombereich bzw. 9,21 % für den Gasbereich vor Steuern für Neuanlagen, die für die Genehmigung der Netzentgelte nach § 23a EnWG vor Beginn der Anreizregulierung verwendet wurden, wurde mit der Festlegung der Bundesnetzagentur vom 07.07.2008⁸ für die Dauer der ersten Anreizregulierungsperiode ein einheitlicher Eigenkapitalzinssatz für Strom- und Gasnetzbetreiber von 9,29 % vor Steuern für Neuanlagen und von 7,56 % vor Steuern für Altanlagen festgelegt.

Wegen der Anpassung des Eigenkapitalzinssatzes wurde durch die Bundesnetzagentur die Eigenkapitalverzinsung (die Verzinsung desjenigen Eigenkapitalanteils, das die zugelassene Eigenkapitalquote (40 %) nicht übersteigt) neu berechnet. Die Anpassung der Eigenkapitalzinssätze hatte dabei lediglich Auswirkungen auf die Kostenposition Eigenkapitalverzinsung, weshalb keine weiteren Anpassungen erfolgten. Eine Änderung des Fremdkapitalzinssatzes blieb in der Neuberechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung für das die 40 %-Grenze überschießende Eigenkapital unberücksichtigt.⁹ Auch die Bemessung der kalkulatorischen Gewerbesteuer blieb von der Zinssatzänderung unberührt. Eine Anpassung bei den überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern war nicht erforderlich, da für diese in der Kostenprüfung bereits die neu festgelegten Eigenkapitalzinssätze angewendet wurden.

Im Strombereich führte die Anpassung der Eigenkapitalzinssätze zu einer Erhöhung der Netzkosten um 154,7 Mio. €.

Die Anpassung der Eigenkapitalzinssätze hat im Gasbereich zu einer Reduktion der Netzkosten im Umfang von ca. 18 Mio. € geführt. Der Effekt der Absenkung des Zinssatzes auf Altanlagen gegenüber dem ursprünglichen Ansatz gem. GasNEV überwog somit die Anhebung des Zinssatzes für Neuanlagen (vgl. Abbildung 2).

Anpassungen aus der Inflationierung

In den Fällen, in welchen ein sog. Verlängerer am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnahm, ergab sich gemäß § 34 Abs. 3 Satz 2 ARegV das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen aus den Kosten, die im Rahmen der letzten Genehmigung der Netzentgelte nach § 23a EnWG anerkannt worden waren. Diese waren gemäß § 34 Abs. 3 Satz 3 ARegV bis zum 31.12.2006 um einen jährlichen Inflationsfaktor in Höhe von 1,7 % anzupassen. Im Strombereich hat die Inflationierung zu einer Erhöhung der ursprünglichen Netzkosten um 11,6 Mio. € geführt. Die Inflationierung der ursprünglichen Netzkosten bei den Verlängerern hat im Gasbereich zu einer Erhöhung der Netzkosten um ca. 7 Mio. € geführt (vgl. Abbildung 2).

Anpassungen aus der Änderung von Kosten für die erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen

Die Kosten für die erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 4 ARegV sind dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten, welche in den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Kosten der Gasnetzbetreiber nicht enthalten waren.

Im Rahmen der ersten und zweiten Netzentgeltgenehmigung wurden die Netzkosten im Gasbereich – anders als im Strombereich – netzscharf, d.h. ohne die erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen beschie-

⁷ Dies waren E.ON Netz GmbH (heute Tennet TSO GmbH), Vattenfall Europe Transmission GmbH (heute 50 Hertz Transmission GmbH), EnBW Transportnetze AG (heute TransnetBW GmbH), RWE Transportnetz Strom GmbH (heute Amprion GmbH).

⁸ Siehe Bundesnetzagentur (2008): Beschluss BK4-08-068, ABl. Bundesnetzagentur Nr. 13/2008, S.1192 ff.

⁹ Der Bundesgerichtshof hat in seinen Beschlüssen vom 28.06.2011 (EnVR 34/10 und 48/10) u. a. festgestellt, dass eine Anpassung des die 40%-Grenze überschießenden Eigenkapitalkostenvolumens hätte erfolgen müssen. Dieser Umstand wurde in einem Vergleichsangebot an die Netzbetreiber berücksichtigt.

den. Dies wurde u. a. damit begründet, dass die Netzkosten der Fernleitungsnetzbetreiber auf den vorgelagerten Ebenen zu diesem Zeitpunkt noch nicht reguliert waren. Der in Abbildung 2 ausgewiesene Anpassungsbetrag ist daher mit ca. 569 Mio. € zwar erheblich, ist jedoch nicht mit einer tatsächlichen Netzkostensteigerung gleichzusetzen. Stattdessen werden die Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen im Rahmen der Festlegung der Erlösobergrenze erstmals explizit einbezogen. Um die Höhe dieser Kostenposition zu ermitteln, wurde im Gasbereich im August 2008 eine Abfrage dieser Kosten zum Stand 01.10.2008 durchgeführt. Die dort ermittelten Kosten wurden vom ersten Jahr der Regulierungsperiode an berücksichtigt. Aufgrund dieses Vorgehens wurden die jeweils aktuellsten Daten zu den vorgelagerten Netzkosten von den Netzbetreibern in die Bildung der Netzentgelte einbezogen.

Die Kosten für die Inanspruchnahme des vorgelagerten Netzes wurden bei Netzbetreibern, die am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnahmen, jedoch im Rahmen der Genehmigung der Netzentgelte nach § 6 Abs. 2 ARegV keine Erhöhung der Netzentgelte auf Datengrundlage des Jahres 2006 beantragt hatten, erst nach der Inflationierung hinzugerechnet.

Im Strombereich sind die vorgelagerten Netzkosten Bestandteil der genehmigten Netzkosten. Die in den genehmigten Netzkosten enthaltenen vorgelagerten Netzkosten in Höhe von 3.079,6 Mio. € wurden für den Effizienzvergleich auf 2.978,4 Mio. € aktualisiert.

Anpassungen aus der Änderung von Kosten für vermiedene Netznutzungsentgelte

Dezentrale Erzeugungsanlagen erhalten gemäß § 18 StromNEV vom Verteilernetzbetreiber ein Entgelt für die Vermeidung des Bezugs aus der vorgelagerten Netzebene (vermiedene Netzentgelte). Die in den genehmigten Netzkosten enthaltenen Kosten für vermiedene Netzentgelte in Höhe von 815,7 Mio. € wurden für den Effizienzvergleich auf 907,3 Mio. € aktualisiert.

Für die Bestimmung der Höhe der Vergütung ist das Netzentgelt der vorgelagerten Netzebene maßgeblich. Jede Erhöhung der Kosten auf der Übertragungsebene führt somit auch zu einem Anstieg der vermiedenen Netzentgelte. Hinzu kommt, dass durch die dezentrale Einspeisung die Absatzmenge im Übertragungsnetz sinkt. So müssen die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber auf eine kleinere Menge umgelegt werden, was zu einem zusätzlichen Anstieg der Netzentgelte führt. Im Effekt führt die Regelung der vermiedenen Netzentgelte somit zu einem doppelten Anstieg der Netzentgelte im Verteilernetz: zum einen über den angesprochenen Mengeneffekt, zum anderen müssen die gestiegenen Zahlungen an dezentrale Erzeuger von den anderen Netzkunden über die Netzentgelte refinanziert werden. Gleichzeitig steht diesem deutlichen Netzentgeltanstieg keine entsprechende entlastende Wirkung durch die dezentralen Erzeugungsanlagen entgegen.

Die Einführung des Konzepts der vermiedenen Netzentgelte nach § 18 StromNEV fußt auf zwei Annahmen:

1. Die Möglichkeit einer Vermeidung von Netzausbau durch die dezentrale Einspeisung von Strom.
2. Eine durchgängige Stromflussrichtung von vor- zu nachgelagerten Netzebenen.

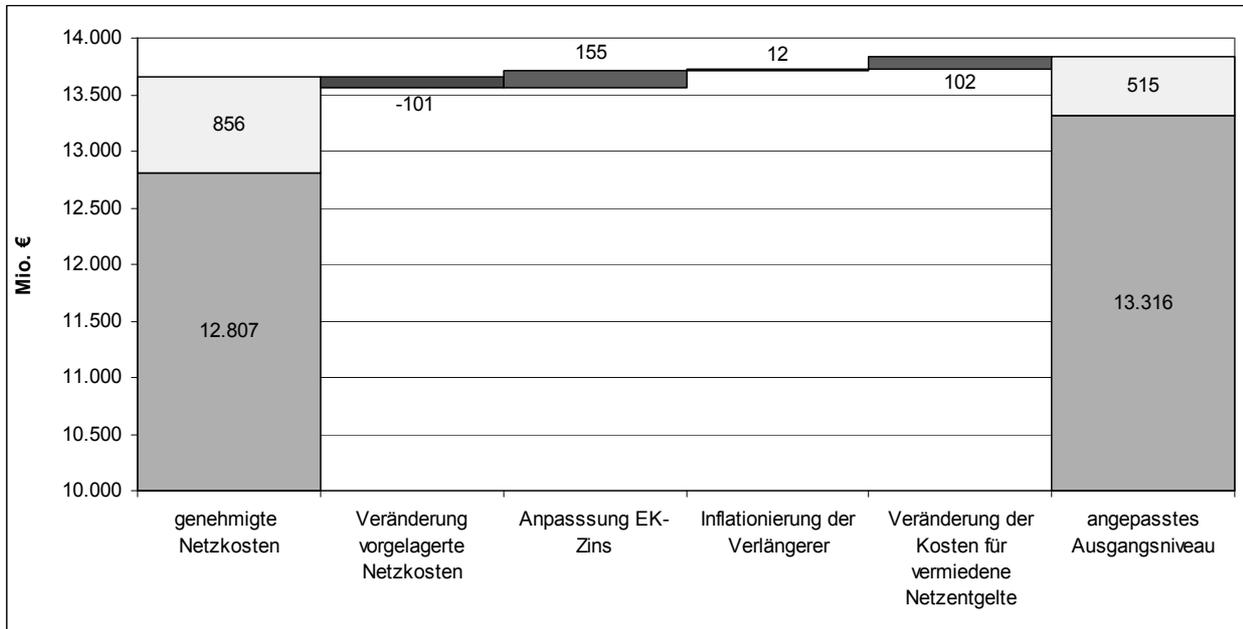
Beide zentrale Annahmen sind nicht länger erfüllt. Zum einen ist die bestehende Infrastruktur unabhängig von einer Verlagerung der Einspeisepunkte zu finanzieren. Weiterhin müssen auch bei vermehrt dezentraler Einspeisung die Übertragungs- und Verteilernetze ausgebaut werden. Insbesondere muss die Rückspeisung und der Abtransport der dezentral erzeugten Strommengen ermöglicht werden und es müssen ausreichende Netzkapazitäten für die Zeiten vorgehalten werden, in denen dargebotsabhängige erneuerbare Erzeugungsanlagen nicht einspeisen können.

Die folgende Abbildung 1 stellt die Anpassungsschritte von den Netzkosten als Ausgangsbasis hin zum Ausgangsniveau für die Verteilernetzbetreiber im Strombereich dar. Durch die Anpassungsschritte ergibt sich ein Gesamtanstieg um ca. 1,2 %, wobei hier, abweichend vom Gasbereich, die Position der vermiedenen Netzentgelte zusätzlich zu berücksichtigen ist. Insbesondere ist auch darauf hinzuweisen, dass im Strombereich die Kosten für die Nutzung vorgelagerter Netzebenen bereits in den Netzkosten als Ausgangsbasis enthalten waren. Daher ist der Anpassungsbetrag im Unterschied zum Gasbereich vergleichsweise gering, führt sogar zu einer Absenkung des Ausgangsniveaus.

Die unteren Abschnitte der Säulen für die genehmigten Netzkosten bzw. das angepasste Ausgangsniveau repräsentieren die ausgewerteten Netzbetreiber im Regelverfahren, die oberen Abschnitte die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren. Dabei ist das Basisjahr zur Bestimmung der genehmigten Netzkosten im Regelverfahren das Jahr 2006, für die vereinfachten Verfahren sind es die Jahre 2004 und 2005.

Abbildung 1

Herleitung des Ausgangsniveaus für Verteilernetzbetreiber im Strombereich.

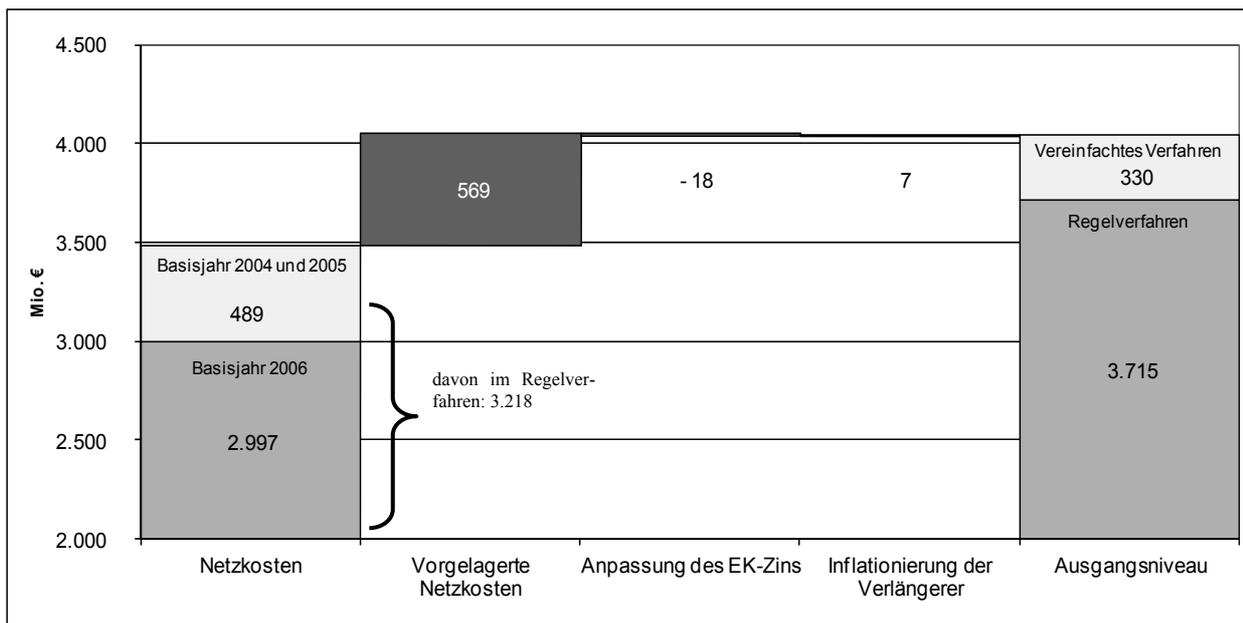


Quelle: eigene Darstellung.

In der nachfolgenden Abbildung 2 sind die Anpassungsschritte von den Netzkosten als Ausgangsbasis hin zum Ausgangsniveau für den Gasbereich aufgeführt.

Abbildung 2

Herleitung des Ausgangsniveaus für Verteilernetzbetreiber und regionale Fernleitungsnetzbetreiber im Gasbereich.



Quelle: eigene Darstellung.

4.1.2 Bestimmung der Aufwandparameter

Aufwandparameter sind diejenigen Kosten, die bei der Berechnung des Effizienzwertes Berücksichtigung finden. Der hierfür relevante Aufwand ist nur eine Teilposition der gesamten Netzkosten und daher abzugrenzen.

Als Aufwandparameter im Sinne des § 13 Abs. 2 ARegV werden im Rahmen des Effizienzvergleichs die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten angesetzt. Dabei wurde zwischen den Aufwandparametern mit und ohne standardisierte Kapitalkosten unterschieden. Eine Ermittlung der Aufwandparameter gemäß §§ 13 bis 14 ARegV erfolgte für diejenigen Netzbetreiber nicht, welche die Teilnahme am vereinfachten Verfahren beantragt hatten und diese durch die Bundesnetzagentur beschieden wurde. Die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren unterliegen keinem Effizienzvergleich.¹⁰

Bei der Ermittlung der Aufwandparameter für die Netzbetreiber im Regelverfahren ist gemäß § 4 Abs. 1 Nr. 1 ARegV zunächst von den Gesamtkosten des Netzbetreibers, nach Maßgabe der zur Bestimmung des Ausgangsniveaus anzuwendenden Kostenprüfung nach § 6 ARegV, auszugehen.

Von den so ermittelten Gesamtkosten sind gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV die nach § 11 Abs. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile abzuziehen. Für die Ermittlung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten an den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Netzkosten waren Informationen notwendig, die im Rahmen des Netzentgeltgenehmigungsverfahrens nicht vorlagen. Aus diesem Grund wurden die Netzbetreiber aufgefordert, der Bundesnetzagentur eine elektronisch bereitgestellte XLS-Datei („Überleitungsrechnung“) mit dazugehörigen Erläuterungen der Umbuchungen aus den Gesamtkosten in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zu übermitteln.

Auf Grundlage der Überleitungsrechnung wurde der in den Gesamtkosten enthaltene Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile gemäß § 11 Abs. 2 und § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV ermittelt.

Es wurden dabei die im Folgenden dargelegten Kostenbestandteile berücksichtigt:

– Gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten

Die gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 1 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten und ergeben sich aus dem EEG und dem KWKG.

Die gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten gemäß EEG sind abzüglich der vermiedenen Netzentgelte zu verstehen. Die gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten gemäß KWKG ergeben sich aus dem Preis für den KWK-Strom sowie dem Zuschlag. Die vermiedenen Netzentgelte sind dabei nicht zu berücksichtigen.

– Konzessionsabgaben

Konzessionsabgaben sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Es handelt sich dabei um Entgelte, die Energieversorgungsunternehmen für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen, entrichten (§ 48 Abs. 1 EnWG). Neben den entstehenden Kosten sind auch die erzielten Erlöse zu berücksichtigen, weswegen sich die Konzessionsabgabe als durchlaufender Posten regelmäßig ausgleicht.

– Betriebssteuern

Betriebssteuern sind im Sinne des § 11 Abs. 2 Nr. 3 ARegV alle Steuern, die in der Steuerbilanz abzugsfähige Betriebsausgaben sind. Die Gewerbesteuer und die darauf entfallenden Nebenleistungen sind gemäß § 4 Abs. 5b EStG keine abzugsfähigen Betriebsausgaben.

– Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen

Die Kosten aus erforderlicher Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 4 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Diese Kosten umfassen die aus vorgelagerten Netzebenen auf nachgelagerte Netzebenen überwältzten Kostenanteile.

¹⁰ Grundsätzlich werden dabei nur diejenigen Netzbetreiber einbezogen, welche am vollumfänglichen Verfahren der Anreizregulierungsverordnung teilnehmen. Kleine Netzbetreiber haben vor Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode die Option, das Vereinfachte Verfahren nach § 24 ARegV zu wählen, sofern an ihr Netz weniger als 15.000 Kunden (Gasverteilernetz) oder 30.000 Kunden (Elektrizitätsverteilernetz) unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind.

Im Unterschied zum Elektrizitätsbereich wurden bei der letzten Netzentgeltgenehmigung der Gasnetzbetreiber keine gewälzten Kosten oder Entgelte vorgelagerter Netzbetreiber berücksichtigt. Diese waren somit bei der Ermittlung der Aufwandparameter rechnerisch nicht zu beachten, sie wurden aber bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus berücksichtigt.

– Investitionsbudgets

Genehmigte Investitionsbudgets sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 6 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. In den genehmigten Netzkosten der Gas- und Stromnetzbetreiber waren hierfür noch keine Kosten enthalten. Diese waren daher bei der Ermittlung der Aufwandparameter für den Effizienzvergleich nicht zu beachten.

– Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln

Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabel nach § 43 Satz 3 EnWG oder nach § 21a Abs. 4 Satz 4 EnWG sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 7 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. In den genehmigten Netzkosten der Stromnetzbetreiber waren hierfür noch keine Kosten enthalten. Diese waren daher bei der Ermittlung der Aufwandparameter für den Effizienzvergleich ohne Bedeutung.

– Vergütung für dezentrale Einspeisungen nach § 18 StromNEV

Die Vergütungen für dezentrale Einspeisungen sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 8 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Die Vergütungen setzen sich aus Multiplikation der Vermeidungsleistung mit dem Leistungspreis und der Vermeidungsarbeit mit dem Arbeitspreis zusammen. Die Vermeidungsleistung ist die Differenz zwischen der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der Netz- oder Umspannebene und der Bezugslast aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene. Die Vermeidungsarbeit ist unter Berücksichtigung der Netzverluste der jeweiligen Netz- oder Umspannebene die Differenz zwischen der durch Letztverbraucher, Weiterverteiler und nachgelagerte Netz- oder Umspannebene entnommenen elektrischen Energie und der aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene entnommenen elektrischen Energie (vgl. § 18 Abs. 2 Satz 3 StromNEV).

– Biogas

Die unter Berücksichtigung der Umlage nach § 20b GasNEV beim Netzbetreiber verbleibenden Kosten aufgrund der Sonderregelung für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß § 20a GasNEV sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 8a ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. In den genehmigten Netzkosten der Gasnetzbetreiber waren keine Kosten hierfür enthalten, so dass diese bei der Ermittlung der Aufwandparameter rechnerisch nicht beachtet wurden.

– Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen

Kosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31.12.2008 abgeschlossen worden sind, sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Diesbezüglich geht die Bundesnetzagentur grundsätzlich davon aus, dass von dieser Regelung nur jene Mitarbeiter erfasst werden, die auf Grundlage eines Arbeitsvertrages direkt bei dem Netzbetreiber tätig sind. Da die Überleitung von Arbeitnehmern auf den rechtlich selbständigen Netzbetreiber zum Zeitpunkt der letzten Kostenprüfung aus unterschiedlichen Gründen noch nicht vollständig abgeschlossen war, wurde für die erste Regulierungsperiode eine Übergangsregelung akzeptiert. Es war zulässig, die Kosten für betrieblich und tarifvertraglich geregelte Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen von Mitarbeitern als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten auszuweisen, die noch nicht unmittelbar beim Netzbetreiber beschäftigt waren, deren Tätigkeit aber ausschließlich für den jeweiligen Netzbetreiber erfolgte und deren endgültige Überleitung in ein arbeitsvertragliches Beschäftigungsverhältnis beim Netzbetreiber angestrebt wurde. Wollte der Netzbetreiber von dieser Übergangsregelung Gebrauch machen, so hatte er nachvollziehbar darzulegen und zu quantifizieren, welche Mitarbeiter ausschließlich für das Netz tätig sind und bis zum Abschluss der ersten Regulierungsperiode auf den Netzbetreiber im oben genannten Sinne übergeleitet werden. Mit Beginn der zweiten Regulierungsperiode können nur noch die Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen derjenigen Mitarbeiter als nicht beeinflussbare Kosten ausgewiesen werden, die auf Grundlage eines unmittelbar mit dem Netzbetreiber geschlossenen Arbeitsvertrages ausschließlich dort tätig sind. Von dieser Übergangsregelung sind Personalzusatzkosten, die im Rahmen von Dienstleistungsverträgen mit „konzernfremden“ Dritten entstehen, nicht erfasst, weil die betreffenden Personen per se nicht Mitarbeiter des Netzes sind.

– Betriebs- und Personalratstätigkeit

Kosten aus der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 10 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten.

Berufsaus- und Weiterbildung und Betriebskindertagesstätten

Kosten aus der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen sind gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 11 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Hierbei ist zu beachten, dass die Kosten das übliche Maß nicht überschreiten.

– Pauschalierter Investitionszuschlag

Der pauschalierte Investitionszuschlag gehört gemäß § 9 Abs. 2 Nr. 12 ARegV zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten.

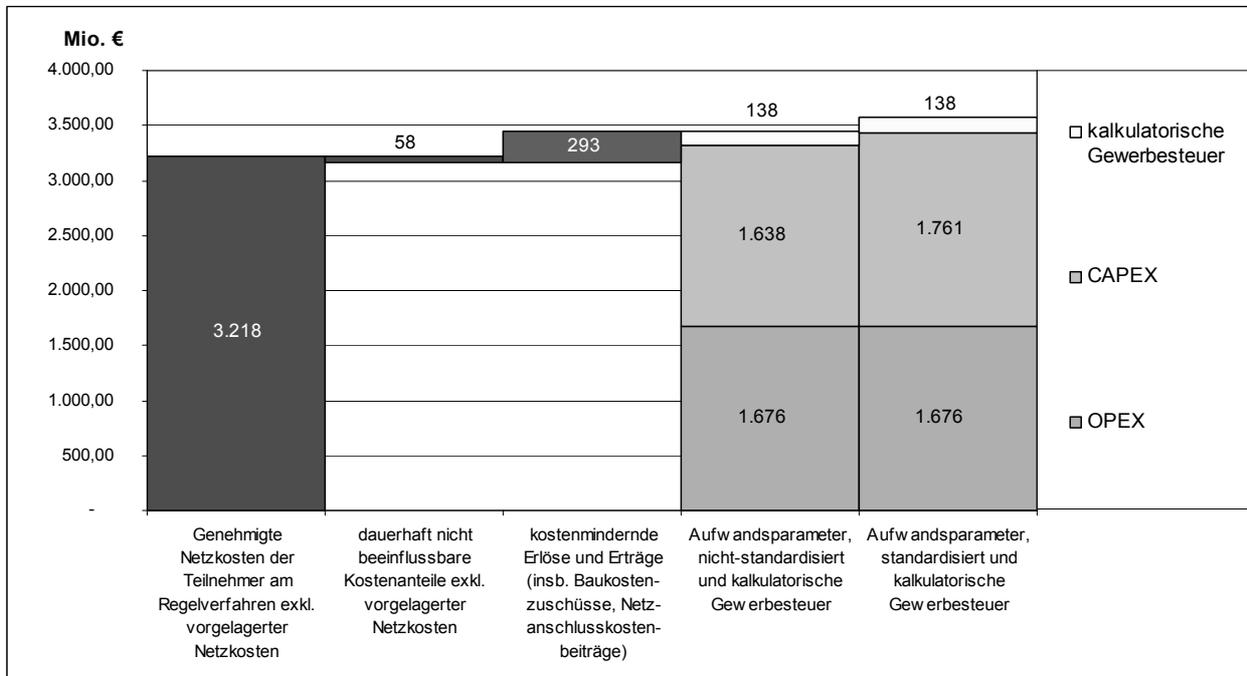
– Erlöse aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen Erlöse aus der Auflösung von Netzanschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen nach § 9 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 und 4 in Verbindung mit Satz 2 der Stromnetzentgeltverordnung und § 9 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 und 4 in Verbindung mit Satz 2 der Gasnetzentgeltverordnung sind dauerhaft nicht beeinflussbare Erlöse.

Zur Ermittlung der Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten wurde gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 ARegV neben der Ermittlung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten eine Vergleichbarkeitsrechnung durchgeführt. Die Vergleichbarkeitsrechnung dient dazu, die Kapitalkosten so zu bestimmen, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagen, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können. Die Kapitalkosten umfassen gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 Satz 3 ARegV die Fremdkapitalzinsen gemäß § 5 Abs. 2 GasNEV, die kalkulatorischen Abschreibungen gemäß § 6 GasNEV und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 GasNEV (jeweils bzw. StromNEV). Die Standardisierung der Kapitalkosten stellt sicher, dass die Durchführung effizienter Ersatzinvestitionen nicht zu einer verschlechterten Effizienzbewertung des Netzbetreibers führt und die Alterstruktur verschiedener Netze bei der Bestimmung der Effizienzwerte berücksichtigt wird.

In nachfolgender Abbildung 3 sind für die Gasnetzbetreiber im Regelverfahren die einzelnen Anpassungsschritte, angefangen von der Höhe des Netzkostenblocks bis zur Ermittlung der Aufwandsparameter, quantitativ dargestellt.

Abbildung 3

Herleitung der Aufwandsparameter für Verteilernetzbetreiber und regionale Fernleitungsnetzbetreiber im Gasbereich.



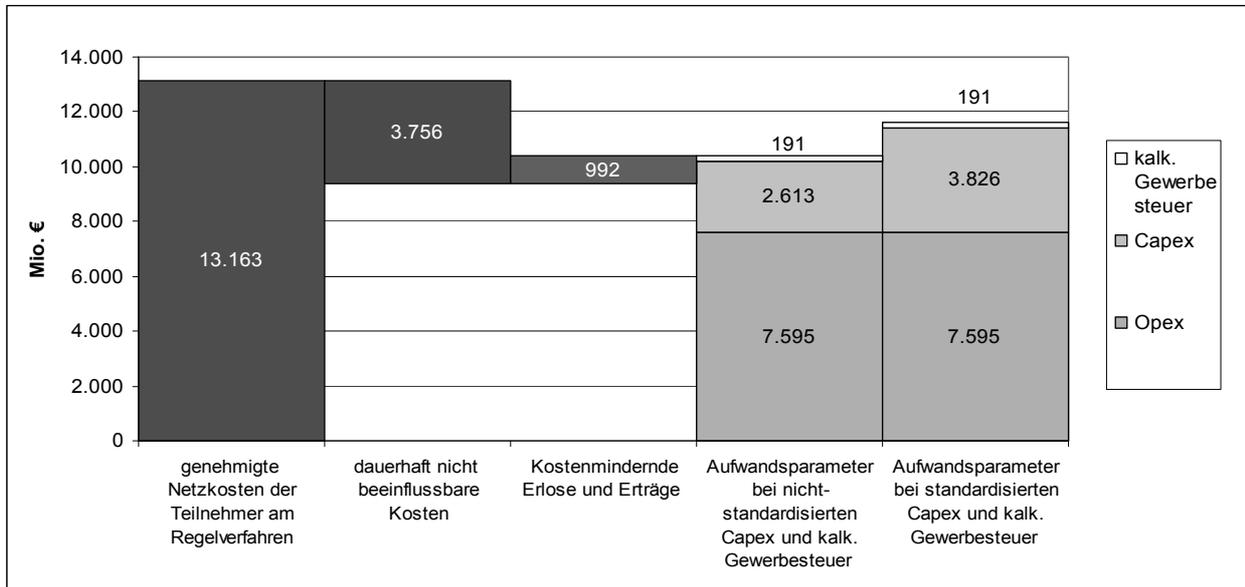
Quelle: eigene Darstellung.

Im Gasbereich wurden die Netzkosten der Verteilernetzbetreiber und regionalen Fernleitungsnetzbetreiber für die Überleitung auf die Aufwandsparameter, ausgehend von einem Volumen in Höhe von ca. 3,2 Mrd. € um 58 Mio. € aus geänderten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (ohne vorgelagerte Netzkosten) reduziert. Eine Rückführung kostenmindernder Erlöse und Erträge führt im Gegenzug zu einer Erhöhung um 293 Mio. €. Insgesamt ergibt sich ohne Betrachtung standardisierter Kapitalkosten ein relevanter Gesamtaufwand in Höhe von ca. 3.452 Mio. €, der sich zu etwa 4 % auf die Position kalkulatorische Gewerbesteuer, 47 % auf Kapitalkosten (CAPEX) und 49 % auf betrieblichen Aufwand (OPEX) verteilt. Durch die Standardisierung der Kapitalkosten erhöht sich die CAPEX-Position von 1.638 Mio. € auf 1.761 Mio. €. Die Anteile verschieben sich hierdurch nicht wesentlich.

Zur Herleitung der Aufwandsparameter im Strombereich (siehe Abbildung 4) werden die genehmigten Netzkosten der Verteilernetzbetreiber aus dem Regelverfahren im Umfang von ca. 13,2 Mrd. € um die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten sowie die dauerhaft nicht beeinflussbaren Erlöse (z. B. Erlöse aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen) bereinigt. Beide Stellschrauben führen zu einer Anpassung um ca. 2,8 Mrd. €. Nach Anpassung um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten und Erlöse ergeben sich Aufwandsparameter von insgesamt 10,4 Mrd. € bei nicht standardisierten CAPEX. Durch die Standardisierung erhöhen sich Aufwandsparameter um ca. 1,2 Mrd. €. Die Standardisierung hat im Strombereich folglich eine deutlich größere Auswirkung auf den Umfang des CAPEX-Volumens. Insgesamt nehmen die OPEX mit einem Anteil von ca. 65 % bis 73 % (je nach Betrachtung der nicht standardisierten oder standardisierten CAPEX) einen deutlich höheren Anteil als im Gasbereich ein.

Abbildung 4

Herleitung der Aufwandsparameter für Verteilernetzbetreiber im Strombereich.



Quelle: eigene Darstellung.

4.1.3 Bestimmung der Effizienzwerte

Gemäß § 12 Abs. 1 ARegV hat die Bundesnetzagentur vor Beginn einer Regulierungsperiode einen bundesweiten Effizienzvergleich für die Betreiber von Elektrizitätsverteiler- und Gasverteilernetzen durchzuführen. Für die Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen hat die Bundesnetzagentur gemäß § 22 ARegV ebenfalls einen Effizienzvergleich durchzuführen.

Das Ziel der Effizienzvergleiche ist es, das Effizienzniveau der einzelnen Netzbetreiber zu bestimmen. Zudem müssen die festgestellten Ineffizienzen innerhalb eines bestimmten Zeitraums abgebaut werden, so dass sich die Effizienzniveaus der Netzbetreiber mittelfristig annähern. Hierbei haben auch effiziente Unternehmen einen Anreiz, ihre Kosten zu senken. Schließlich dürfen sie erreichte Kostensenkungen als zusätzliche Rendite vereinnahmen.

Das Streben nach Kostensenkungen zur Gewinnsteigerung setzt einen dynamischen Prozess in Gang, der mittelfristig eine Steigerung und Angleichung der Gesamteffizienz in der Netzbetreiberbranche hervorruft. Diese Dynamik entfaltet sich selbst unter extremen Rahmenbedingungen, unter denen alle Netzbetreiber einer Vergleichsgruppe in einer Regulierungsperiode einen Effizienzwert von 100 % aufweisen, d.h. im Vergleich zueinander effizient sind. Das Gewinnstreben der Einzelunternehmen wird während der Regulierungsperiode zur Realisation von Kostensenkungspotenzialen führen und Netzbetreiber, die hierbei effektiver vorgehen als andere Betreiber aus ihrer Vergleichsgruppe, werden in der folgenden Regulierungsperiode vergleichsweise geringere Kosten aufweisen. Dies wiederum führt dazu, dass sich im Effizienzvergleich der folgenden Periode unterschiedliche Effizienzwerte ergeben werden, wobei der Netzbetreiber mit den umfangreichsten Kostensenkungen durch einen weiterhin guten Effizienzwert belohnt wird und die übrigen Netzbetreiber in seiner Vergleichsgruppe mit einem vergleichsweise schlechten Wert zu verstärkten Kostensenkungen angeregt werden.

Um diesen Prozess einer dynamischen, sich selbst regulierenden Effizienzsteigerung in Gang zu setzen, wird mittels eines Effizienzvergleiches für jeden beteiligten Netzbetreiber ein Effizienzwert ermittelt.¹¹ Zur Ermitt-

¹¹ Grundsätzlich werden dabei nur diejenigen Netzbetreiber einbezogen, welche am vollumfänglichen Verfahren der Anreizregulierungsverordnung teilnehmen. Kleine Netzbetreiber haben vor Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode die Option, das Vereinfachte Verfahren nach § 24 ARegV zu wählen, sofern an ihr Netz weniger als 15.000 Kunden (Gasverteilernetz) oder 30.000 Kunden (Elektrizitätsverteilernetz) unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind.

lung der Effizienzwerte hat die Bundesnetzagentur die in der Anlage 3 ARegV beschriebenen Methoden anzuwenden bzw. wie in den §§ 13, 14 und 22 ARegV beschrieben vorzugehen.

Zur Durchführung der Effizienzvergleiche hat die Bundesnetzagentur eine Datenbasis zu verwenden, die sowohl Aufwandparameter als auch Vergleichsparameter berücksichtigt. Als Aufwandparameter sind die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten der Unternehmen anzusetzen (vgl. hierzu Absatz 4.1.2). Die Vergleichsparameter gemäß § 13 ARegV sollen – verkürzt dargestellt – die Versorgungsaufgabe der Unternehmen abbilden. Auf Basis der so erhobenen Unternehmensdaten wird die relative Effizienz der Unternehmen ermittelt.

Die Bundesnetzagentur hat vor Beginn der ersten Regulierungsperiode Effizienzvergleiche jeweils für die Verteilernetzbetreiber Strom und Gas, für die Fernleitungsnetzbetreiber Gas sowie für die Übertragungsnetzbetreiber Strom durchgeführt. Dabei ist sie wie nachfolgend beschrieben vorgegangen.

Datenerhebung

Zur Übermittlung der Strukturdaten seitens der Verteilernetzbetreiber Strom und Gas hat die Bundesnetzagentur ein Internetportal eingerichtet. Über dieses Portal konnten die Netzbetreiber die in den entsprechenden Beschlüssen zur Festlegung zur Datenerhebung bei Verteilernetzbetreibern genannten Daten per Eingabemasken über eine sichere Verbindung an die Bundesnetzagentur übermitteln. Die so übermittelten Strukturdaten wurden in eine Datenbank überführt und standen danach zu Auswertungs- und Analysezwecken bereit. Für die Übertragungsnetzbetreiber und die Fernleitungsnetzbetreiber erfolgte die Datenerhebung nicht mittels eines Internetportals. Diese Netzbetreiber hatten die Möglichkeit, vorbereitete Tabellen an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.

Die eingegangenen Daten wurden durch die Bundesnetzagentur zahlreichen Plausibilitätsprüfungen unterzogen, um mögliche Missverständnisse, Fehler bei der Dateneingabe und Inkonsistenzen zu identifizieren und diese mit den Netzbetreibern zu kommunizieren.

Der Aufwand zur Erhebung und Plausibilisierung der Daten ist erheblich, zumal die Bundesnetzagentur für sämtliche Unternehmen, also auch Unternehmen in Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden, tätig wird und – jedenfalls teilweise – Ansprechpartner ist.

Durchführung des Effizienzvergleichs

Im Rahmen der ARegV soll die Kosteneffizienz von Netzbetreibern ermittelt werden. Diese soll eine Aussage darüber ermöglichen, wie effizient (oder ineffizient) ein Netzbetreiber die ihm obliegende Versorgungsaufgabe erfüllt. Zur Bewertung der Effizienz muss demnach ein (zu definierender) Effizienzmaßstab gefunden werden. Die ARegV sieht vor, dass die Effizienz der Netzbetreiber als relative Effizienz der Netzbetreiber zueinander zu ermitteln ist. Hierzu ist ein unabhängiger Effizienzmaßstab zu entwickeln, bei dem die Position des Verhältnisses aus Aufwands- und Vergleichsparametern eines jeden Netzbetreibers mit der Position aller anderen Netzbetreiber innerhalb seiner Vergleichsgruppe in Relation gesetzt wird.

Die ARegV hat zum Teil sehr konkrete Vorgaben zur Durchführung der Effizienzvergleiche gemacht. So ist ein dualer Effizienzvergleich mit genehmigten und vergleichbar gemachten Kapitalkosten durchzuführen. Die Vergleichsparameter zur Durchführung des Effizienzvergleichs gemäß § 13 ARegV müssen messbar, mengenmäßig erfassbar, exogen und nicht durch andere Parameter bereits abgebildet sein. Weiterhin schreibt die Verordnung die Verwendung bestimmter Vergleichsparameter zwingend vor. Ferner ist für die regulatorische Umsetzung der Effizienzergebnisse zugunsten des betroffenen Netzbetreibers eine Bestabrechnung gemäß § 12 Abs. 3 ARegV durchzuführen. Der individuelle Effizienzwert ist gemäß § 12 Abs. 4 ARegV auf mindestens 60 % festzulegen. Es hat eine Bereinigung um extreme Ausreißer gemäß § 12 i.V.m. Anlage 3 ARegV stattzufinden. Auch kann gemäß den §§ 15, 16 ARegV eine Berücksichtigung weiterer individueller Besonderheiten unter Beachtung der Zumutbarkeit der Effizienzvorgaben im Rahmen einer Einzelfallprüfung erfolgen. Zur Ermittlung des Effizienzmaßstabs stehen der Bundesnetzagentur im Rahmen der Verordnung zwei unterschiedliche Methoden zur Verfügung, die Data Envelopment Analysis (DEA) sowie die Stochastic Frontier Analysis (SFA).

Für die Durchführung des dualen Effizienzvergleichs gemäß § 14 ARegV sind die Gesamtkosten der Netzbetreiber um die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 11 ARegV zu reduzieren. Der so verbleibende Kostenblock besteht aus den Kapitalkosten, den Betriebskosten, der kalkulatorischen Gewerbesteuer und den kostenmindernden Erlösen und Erträgen. Mit diesen drei Kostenpositionen wird der Effizienzvergleich mit den beiden Effizienzvergleichsmethoden DEA und SFA durchgeführt.

In einem nächsten Schritt werden die tatsächlichen Kapitalkosten durch standardisierte Kapitalkosten gemäß § 14 Abs. 3 ARegV ersetzt. Mit dem so entstehenden Kostenblock aus den standardisierten Kapitalkosten, den Betriebskosten, der kalkulatorischen Gewerbesteuer und den kostenmindernden Erlösen und Erträgen wird dann ebenfalls der Effizienzvergleich mit den beiden Effizienzvergleichsmethoden DEA und SFA durchgeführt. Im Rahmen der Bestabrechnung wird aus den vier so ermittelten Effizienzwerten jeweils der für jeden Netzbetreiber individuell beste Effizienzwert angesetzt. Zusätzlich ist gemäß § 12 ARegV der individuelle Effizienzwert auf mindestens 60 % festgelegt.

Die Vergleichsparameter im Effizienzvergleichsmodell dienen dazu, die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers adäquat abzubilden. Dabei ist zu beachten, dass die Versorgungsaufgabe durch sehr unterschiedliche Sachverhalte beschrieben werden kann und dass in einem Effizienzvergleichsmodell nicht alle individuellen Besonderheiten berücksichtigt werden können, um die Versorgungsaufgabe eines jeden Netzbetreibers darstellen zu können. Vielmehr müssen Vergleichsparameter gefunden werden, welche die Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers im Wesentlichen und möglichst gut beschreiben. Die Aufgabe besteht somit darin, aus der Vielzahl aller möglichen Vergleichsparameter diejenigen zu identifizieren, die diese Funktion am besten wahrnehmen.

Gemäß § 13 Abs. 3 Satz 1 bis 3 und Satz 5 bis 10 ARegV müssen bei der Auswahl der Vergleichsparameter folgende Aspekte berücksichtigt werden:

- Die Parameter müssen geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen. Das bedeutet, dass die Verwendung der Parameter zu plausiblen Ergebnissen führt und darüber hinaus die mathematisch/statistischen Anforderungen an ein Effizienzvergleichsmodell erfüllt sind.
- Die ausgewählten Vergleichsparameter müssen geeignet sein, die geografischen, geologischen oder topografischen Merkmale und die strukturellen Besonderheiten im Versorgungsgebiet, die aufgrund des demografischen Wandels existieren, abzubilden.
- Durch die Auswahl der Vergleichsparameter soll die strukturelle Vergleichbarkeit der zu vergleichenden Netzbetreiber weitgehend gewährleistet sein.

Unabhängig von den konkreten Ergebnissen einer Parameterauswahl schreibt die Verordnung für die ersten beiden Regulierungsperioden die Verwendung der folgenden Vergleichsparameter zwingend vor:

- Anzahl Anschlusspunkte (Ausspeisepunkte);
- Fläche des versorgten Gebiets;
- Leitungslänge;
- Zeitgleiche Jahreshöchstlast.

Weitere Parameter können verwendet werden, insbesondere zur Beschreibung gebietstruktureller Merkmale, zur Berücksichtigung des demografischen Wandels und zur Abbildung unterschiedlicher Anschluss- und Erschließungsgrade im Gasbereich.

Im Zusammenhang mit den Effizienzvergleichen ist die Identifikation von Ausreißern von großer Bedeutung, da sie, sofern sie nicht identifiziert und entsprechend berücksichtigt werden, den Effizienzmaßstab, den sie für die übrigen im Effizienzvergleich befindlichen Netzbetreiber bilden, zu hoch ansetzen. Die Anreizregulierungsverordnung sieht deshalb in Anlage 3 ARegV verschiedene Methoden zur Identifikation von Ausreißern und deren Bereinigung vor.

Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Strom

In den ersten Effizienzvergleich der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber sind Daten von 198 Netzen eingegangen.¹²

Nach § 12 Abs. 1 und § 13 Abs. 3 ARegV sind die Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher hinsichtlich der Auswahl der Parameter und der Methoden anzuhören. Diese Konsultation fand am 16.06.2008 in der Bundesnetzagentur statt. In der Konsultation stellte die Bundesnetzagentur den Anwesenden

¹² Die dazugehörige Ergebnisdokumentation ist verfügbar unter:
<http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Anreizregulierung/BerichteVeroeffentlichungen/Gutachten/GutachtnVerteilnetzbetrStromId14693pdf>.

vor, wie der Effizienzvergleich durchgeführt werden könnte. Im Nachgang hatten die Konsultierten die Möglichkeit, Stellungnahmen einzureichen. Die Bundesnetzagentur hat diese gewürdigt und deren Inhalte bei den Überlegungen zur Durchführung des Effizienzvergleichs einbezogen. Schließlich wurden dann zum 01.07.2008 den Landesregulierungsbehörden die Effizienzwerte für die in deren Zuständigkeit befindlichen Netzbetreiber gemäß § 12 Abs. 5 ARegV von der Bundesnetzagentur übermittelt. Das finale Effizienzvergleichsmodell für die Verteilernetzbetreiber Strom beinhaltet die folgenden elf Parameter.

Tabelle 1

Vergleichsparameter im Effizienzvergleichsmodell für Verteilernetzbetreiber Strom.

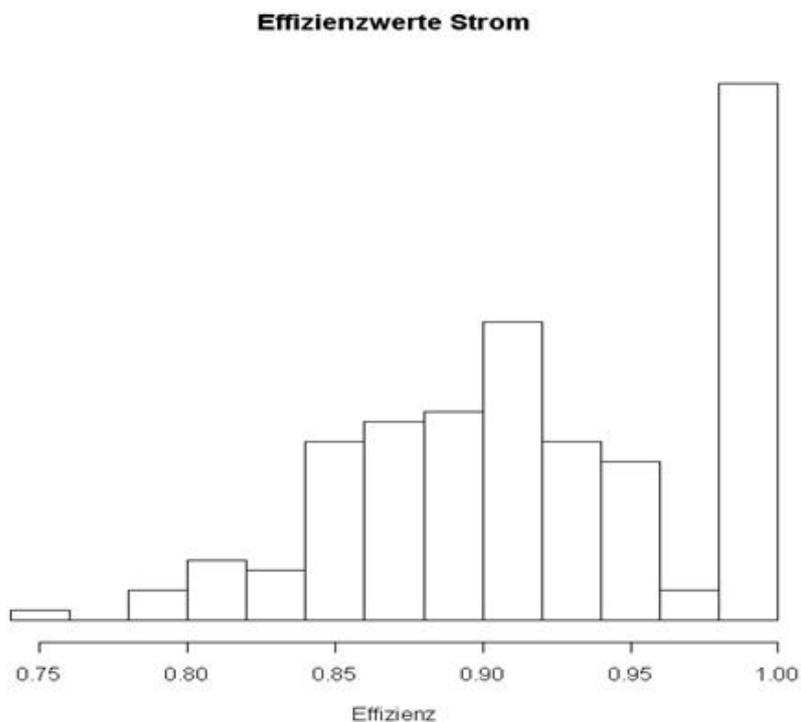
	Vorgaben gemäß ARegV		Tatsächlich verwendet
1.	Anzahl der Anschlusspunkte	i)	Anschlusspunkte über alle Netzebenen
2.	Fläche des versorgten Gebiets	ii)	Versorgte Fläche
3.	Leitungslänge	iii)	Stromkreislänge in der Netzebene HS – Kabel
		iv)	Stromkreislänge in der Netzebene HS – Freileitungen
		v)	Stromkreislänge in der Netzebene MS – Kabel
		vi)	Stromkreislänge in der Netzebene MS – Freileitungen
		vii)	Stromkreislänge in der Netzebene NS
4.	Zeitgleiche Jahreshöchstlast	viii)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast in der Umspannebene HS/MS (korrigiert um Leerstände)
		ix)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast in der Umspannebene MS/NS (korrigiert um Leerstände)
		x)	Anzahl Umspannstationen
5..	Dezentrale Erzeugungsanlagen	xi)	Installierte dezentrale Erzeugungsleistung

Quelle: eigene Darstellung.

Neben den von § 13 Abs. 4 ARegV vorgegebenen Vergleichsparametern wurden demnach sieben weitere Vergleichsparameter verwendet. Für die Stromverteilernetzbetreiber wurden Effizienzwerte in einer Bandbreite von 79,5 % bis 100,0 % ermittelt, die durchschnittliche Effizienz liegt bei 92,2 %. Die Verteilung der Effizienzwerte bei Verteilernetzen aus dem Strombereich ist in der nachfolgenden Abbildung 5 dargestellt.

Abbildung 5

Verteilung der Effizienzwerte bei Verteilernetzbetreibern Strom.



Quelle: eigene Darstellung.

Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Gas

In den Effizienzvergleich der Gasverteilernetzbetreiber¹³ gingen Daten von 188 Netzen ein.

Der Prozess der Anhörung der Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher hinsichtlich der Parameter und der Methoden lief analog zum Prozess im Strombereich ab.

Das finale Effizienzvergleichsmodell für die Verteilernetzbetreiber Gas beinhaltet die folgenden zehn Parameter.

Tabelle 2

Vergleichsparameter im Effizienzvergleichsmodell für Verteilernetzbetreiber Gas.

	Vorgaben gemäß ARegV		Tatsächlich verwendet
1.	Anzahl der Ausspeisepunkte	i)	Ausspeisepunkte über alle Druckstufen
		ii)	Potenzielle Ausspeisepunkte
2.	Fläche des versorgten Gebiets	iii)	Versorgte Fläche

¹³ Die dazugehörige Ergebnisdokumentation ist verfügbar unter: <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Anreizregulierung/BerichteVeroeffentlichungen/Gutachten/GutachtnVerteilnetzbetrGasId15206pdf> .

noch Tabelle 2

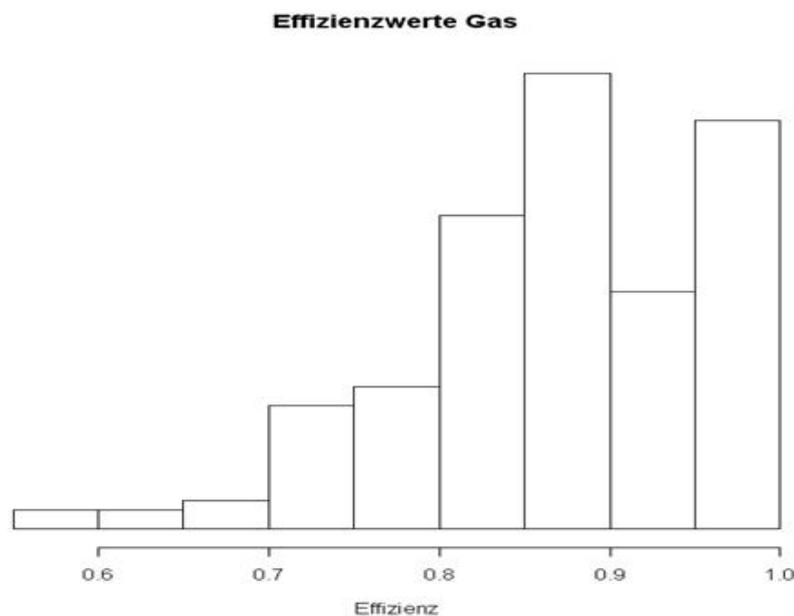
	Vorgaben gemäß ARegV		Tatsächlich verwendet
3.	Leitungslänge	iv)	Leitungslänge aller Leitungen unter 5 bar inkl. HAL
		v)	Leitungslänge aller Leitungen über 5 bar
		vi)	Durchmessergewichtete Leitungslänge
4.	Zeitgleiche Jahreshöchstlast	vii)	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen
		viii)	Potenzielle zeitgleiche Jahreshöchstlast
		ix)	Bevölkerung 1995
		x)	Bevölkerung 2006

Quelle: eigene Darstellung.

Für den Gasbereich wurden demnach neben den von § 13 Abs. 4 ARegV vorgegebenen Vergleichsparametern sechs weitere Vergleichsparameter verwendet. Der durchschnittliche relative Effizienzwert, der sich aus dem Vergleich der Gasverteilernetzbetreiber ergibt, liegt bei 87,3 %. Die Effizienzwerte der einzelnen Netzbetreiber liegen in einer Spannweite von 56,4 % bis 100,0 %. Für Netzbetreiber, deren Effizienzwert unter 60,0 % liegt, wurde nach § 12 Abs. 4 ARegV ein Effizienzwert von 60,0 % bei der Berechnung der Erlösbergrenzen zur Anwendung gebracht. Die Verteilung der Effizienzwerte bei Verteilernetzen aus dem Gasbereich ist in der nachfolgenden Abbildung 6 dargestellt.

Abbildung 6

Verteilung der Effizienzwerte bei Verteilernetzbetreibern Gas.



Quelle: eigene Darstellung.

Effizienzvergleich der Übertragungsnetzbetreiber Strom

Auch für die Ermittlung der individuellen Effizienzwerte der Übertragungsnetzbetreiber sieht die ARegV die Durchführung eines Effizienzvergleichs vor. Hierzu ist gemäß § 22 ARegV die Durchführung eines internationalen Effizienzvergleichs mit den Methoden DEA bzw. SFA vorgesehen. Die Anzahl von nur vier Übertragungsnetzbetreibern verbietet die Anwendung dieser Methoden im rein nationalen Rahmen. Aus diesem Grunde ist auf Initiative der Bundesnetzagentur im Rahmen des CEER Workstreams Incentive-based Regulation and Efficiency Benchmarking (WS EFB) die Durchführung eines internationalen Effizienzvergleichs der Übertragungsnetzbetreiber in die Wege geleitet worden. Der internationale Effizienzvergleich war Gegenstand der CEER-Arbeitsprogramme 2007 und 2008.

Die europaweite Ausschreibung des Projektes erfolgte durch die Bundesnetzagentur als Projektkoordinatorin. Die Zusammenarbeit der beteiligten nationalen Regulierungsbehörden wurde in bilateralen Kooperationsverträgen mit der Bundesnetzagentur geregelt. An dem Projekt beteiligten sich 19 nationale Regulierungsbehörden aus den folgenden Ländern: Dänemark, Deutschland, Finnland, Großbritannien, Italien, Island, Litauen, Luxemburg, die Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, Slowenien, Spanien, Tschechien, Ungarn und Zypern. Den Zuschlag für die Durchführung des Projektes¹⁴, welches von Januar 2008 bis März 2009 durchgeführt wurde, erhielt das Beratungsunternehmen Sumicsid mit Van Dijk Management Consultants und Tractebel Engineering als Untervertragspartner.

Das Kick-off-Meeting zum Projekt fand im Januar 2008 statt, ihm folgten elf Projekttreffen, fünf davon unter Teilnahme der Übertragungsnetzbetreiber. Nachdem zwei nationale Regulierungsbehörden bzw. Übertragungsnetzbetreiber keine Daten bereitstellen konnten (Slowenien und Ungarn), gingen in den für alle teilnehmenden Länder durchgeführten Effizienzvergleich (im Folgenden „allgemeiner Brüsseler E3GRID-Effizienzvergleich“) letztendlich die Daten von 22 Übertragungsnetzbetreibern aus 17 Ländern ein.

Der strukturellen Vergleichbarkeit der herangezogenen Unternehmen wurde

- durch eine Differenzierung der Aktivitäten eines Übertragungsnetzbetreibers in sieben Funktionen (X: Market Facilitation/Marktkoordination; S: System Operations/Systemdienstleistungen; C: Construction/Netzbau; M: Maintenance/Instandhaltung; P: Planning/Planung; A: Administration/Gemeinkosten; F: Financing/Ownership/Finanzierungs-/Eigentümerfunktion), denen im Rahmen der Datenerhebung die dafür angefallenen Kosten zuzuordnen waren,
- durch eine Standardisierung von Betriebs- und Kapitalkosten,
- durch die Auswahl von Vergleichsparametern auf Basis einer umfassenden Kostentreiberanalyse sowie
- durch die Analyse vorgebrachter und die Anerkennung bestehender unternehmensspezifischer Besonderheiten

Rechnung getragen. Aufgrund der Heterogenität der Unternehmen vor allem in den Bereichen Marktkoordination und Systemdienstleistungen war die Einbeziehung aller Funktionen in die DEA nicht sinnvoll. Der weiteste Bereich, der ökonomisch sinnvoll einbezogen werden konnte, umfasste die Funktionen Netzbau, Instandhaltung, Planung und Gemeinkosten. Die übrigen Funktionen wurden einer rein deskriptiven Betrachtung unterzogen.

In das Effizienzvergleichsmodell gingen als Aufwandsparemeter die TOTEX (standardisierte OPEX + standardisierte CAPEX) sowie die folgenden Vergleichsparameter ein: normalisiertes Netz, Bevölkerungsdichte und installierte Leistung erneuerbarer Energien.

Bei der Effizienzwertbestimmung für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber hatte man sich an § 22 Abs. 1 ARegV zu orientieren. Dieser sieht einen Effizienzvergleich unter Einbeziehung von Netzbetreibern in anderen Mitgliedstaaten der EU vor, somit wurden Island und Norwegen in dieser Analyse nicht betrachtet. Im Übrigen entsprach die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Effizienzwerte auf Basis der DEA der des allgemeinen Brüsseler E3GRID-Effizienzvergleichs.

Folgende Effizienzwerte wurden den Übertragungsnetzbetreibern von der Beschlusskammer 8 in ihren Anhörungsschreiben bzw. in den versandten Beschlüssen als die für die Erlösobergrenze relevanten mitgeteilt: EnBW

¹⁴ Eine Dokumentation des Projektes ist auf der Seite <http://e3grid.sumicsid.com/> abrufbar.

Transportnetze AG mit 100,0 %, E.ON Netz GmbH mit 100,0 %, RWE Transportnetz Strom GmbH mit 90,0 % und Vattenfall Europe Transmission GmbH mit 99,6 %.¹⁵ Die durchschnittliche Effizienz lag bei 96,8 %.

Bei der Bestimmung der Erlösobergrenze fanden die ermittelten Effizienzwerte auf die sich nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten sowie der Kosten für Systemdienstleistungen (EEG-Veredelung, Regelenergie, Verlustenergie und Redispatch) ergebenden Gesamtkosten Anwendung. Die zur Anwendung gekommenen Ergebnisse wurden auf der Internetseite der Bundesnetzagentur sowie im Amtsblatt der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Effizienzvergleich der Fernleitungsnetzbetreiber Gas

Nach § 22 Abs. 3 ARegV werden für die Betreiber von Fernleitungsnetzen die Effizienzwerte mittels eines nationalen Effizienzvergleichs mit den in Anlage 3 ARegV genannten Methoden ermittelt. Auch hier sind grundsätzlich die Dateneinhüllungsanalyse (DEA) und die Effizienzgrenzenanalyse (SFA) anzuwenden. Allerdings findet allein die DEA Anwendung, soweit für die Durchführung einer stochastischen SFA nicht die Daten einer hinreichenden Anzahl von Netzbetreibern zur Verfügung stehen (§ 22 Abs. 3 Satz 2 ARegV).

Für die Gruppe der Fernleitungsnetzbetreiber wurden zwei Effizienzvergleiche durchgeführt, da zum Zeitpunkt der Durchführung im Jahr 2008 einige der Fernleitungsnetzbetreiber wirksamen oder potenziellen Wettbewerb nach § 3 Abs. 2 GasNEV angezeigt hatten. Diese Gruppe unterlag zunächst nicht der Anreizregulierung. Nachdem jedoch festgestellt worden war, dass für diese Netzbetreiber kein wirksamer oder potenzieller Wettbewerb nach § 3 Abs. 2 GasNEV vorlag, unterliegen auch diese Fernleitungsnetzbetreiber seit dem 01.01.2010 der Anreizregulierung.

Da in den Effizienzvergleich 2008 der regionalen Fernleitungsnetzbetreiber nur Daten von neun Fernleitungsnetzen eingegangen sind, stand für die Anwendung der SFA keine hinreichende Anzahl von Unternehmen zur Verfügung. Aus diesem Grund wurde ausschließlich die Effizienzvergleichsmethode DEA angewendet.

Hinsichtlich der anzuwendenden Parameter für den Effizienzvergleich führte die Bundesnetzagentur am 25.08.2008 in Bonn eine Konsultation durch. Den regionalen Fernleitungsnetzbetreibern wurde die Möglichkeit der Stellungnahme eingeräumt. Die Bundesnetzagentur hat die eingegangenen Stellungnahmen und deren Inhalte bei den Überlegungen zur Durchführung des Effizienzvergleichs einbezogen. Die durchschnittliche Effizienz der regionalen Fernleitungsnetzbetreiber lag bei 91,7 %. Die Notwendigkeit zur Durchführung eines internationalen Effizienzvergleichs nach § 22 Abs. 3 Satz 4 ARegV oder zum ergänzenden oder ersetzenden Einsatz der relativen Referenznetzanalyse nach § 22 Abs. 4 ARegV war nicht gegeben.

Für diejenigen Betreiber von Fernleitungsnetzen, bei denen festgestellt wurde, dass kein wirksamer oder potenzieller Wettbewerb nach § 3 Abs. 2 GasNEV vorlag (überregionale Fernleitungsnetzbetreiber), mussten ab dem 01.01.2010 Erlösobergrenzen vorgegeben werden. Zur Bestimmung dieser Erlösobergrenzen durch die Bundesnetzagentur war für die betroffenen zehn überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber ein Effizienzvergleich nach den Vorschriften der ARegV durchzuführen. Um für die geringe Anzahl an Netzbetreibern belastbare Kostentreiber als Eingangsgrößen für den Effizienzvergleich zu identifizieren, wurde ein Beraterkonsortium beauftragt. Bei einer Anhörung am 07.12.2009 wurden die vom Konsortium identifizierten Parameter den Vertretern der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher vorgestellt. Als Ergebnis der Konsultation und der daraufhin eingegangenen Stellungnahmen wurden weitere Parameter identifiziert und in das Effizienzvergleichsmodell übernommen. Die Effizienzwerte der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber betragen jeweils 100 % für die E.ON Gastransport GmbH (heute Open Grid Europe GmbH), die Wingas Transport GmbH & Co. KG (heute GASCADE Gastransport GmbH), die Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, die Dong Energy Pipelines GmbH (zum 01.01.2011 übergegangen an die Gasunie Transport Services GmbH), die Eni Gas Transport Deutschland S.p.A (heute Fluxys TENP GmbH), die Thyssengas GmbH, die Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG (heute Nowega GmbH), die Ontras-VNG Gastransport GmbH und die GRTgaz Deutschland GmbH. Die Statoil Deutschland Transport GmbH (heute jordgas Transport GmbH) hat einen Wert von 91,37 % erreicht. Die durchschnittliche Effizienz der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber lag damit bei ca. 99,14 %.

Durch die Aufteilung der miteinander zu vergleichenden Netzbetreiber in zwei Gruppen und die damit einhergehende Verringerung der Beobachtungsgesamtheiten wurde die Durchführung der entsprechenden Effizienzvergleiche spürbar erschwert. Eine Zweiteilung ist jedoch nicht grundsätzlich gegeben, sondern war dem Umstand geschuldet, dass zum Zeitpunkt der Durchführung der Effizienzvergleiche Fernleitungsnetzbetreiber, die wirk-

¹⁵ Heute: TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH und 50Hertz Transmission GmbH.

samen oder potenziellen Wettbewerb nach § 3 Abs. 2 GasNEV angezeigt hatten, von der Regulierung ausgenommen waren,.

Insofern ist diese Zweiteilung zukünftig zwar nicht mehr gegeben, jedoch hat sich durch die Änderung des Begriffs des Fernleitungsnetzbetreibers im Rahmen des zweiten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 22.12.2011 (BGBl. I S. 3034 (Nr. 71), 2012 I S. 131), auch die Gruppe der zu vergleichenden Fernleitungsnetzbetreiber in ihrem Umfang und ihrer Zusammensetzung verändert.

Wertung des Prozesses

Die Durchführung der Effizienzvergleiche im Jahr 2008 stellte für die Regulierungsbehörden und insbesondere für die Bundesnetzagentur einen erheblichen Aufwand dar, da es sich vollumfänglich um neue, höchst personalintensive Prozesse handelte. Besonders hervorzuheben sind hier die Gestaltung der Datenerhebungsprozesse, die Datenplausibilisierung, die Kommunikation mit allen Netzbetreibern und Landesregulierungsbehörden sowie letztendlich die Verteidigung der Ergebnisse vor sämtlichen Gerichten.

Trotz der erfolgreichen Durchführung für die erste Regulierungsperiode kann nicht davon ausgegangen werden, dass die Effizienzvergleiche in der Zukunft grundsätzlich einfacher durchzuführen sein werden. Dennoch dürften die prozessualen Abläufe, insbesondere in Hinblick auf die Datenerhebung und -plausibilisierung, im Lauf der Zeit besser beherrschbar sein. Auf Seiten der Bundesnetzagentur – sowie auch auf Seiten der Netzbetreiber – werden sich diesbezüglich Lerneffekte einstellen. Dies setzt jedoch auch voraus, dass das Know-How insbesondere in der Bundesnetzagentur gehalten und ausgebaut wird. Dies gilt insbesondere, weil sich auch die Landesregulierungsbehörden auf das Fachwissen der Bundesnetzagentur verlassen und die Branche in diesem Bereich ihr Wissen vervielfacht. Zudem führt die Branche Parallelrechnungen durch, denen die Bundesnetzagentur ihr Fachwissen entgegenhalten können muss.

Zur Praktikabilität des Prozesses gehört auch, dass alle in der Verordnung vorgesehenen Regulierungsinstrumente angewendet werden. Dies schließt die Anwendung des § 15 ARegV ein, der ein unmittelbares und mitunter zwingend erforderliches Korrektiv zum Effizienzvergleich darstellt. So ist der § 15 anzuwenden, wenn – bezogen auf einen Netzbetreiber – bestimmte Besonderheiten der Versorgungsaufgabe durch das Effizienzvergleichsmodell nicht hinreichend abgebildet sind, aber für einen Netzbetreiber im Hinblick auf ihre Kostenwirkung relevant sind. Daraus folgt, dass die Anwendung des § 15 immer naheliegender wird, wenn die Gruppe der miteinander zu vergleichenden Netzbetreiber derart klein ist, dass nur wenige Vergleichsparameter zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe herangezogen werden können.

Eine praktikable Herangehensweise ist in der ersten Regulierungsperiode unter anderem daran gescheitert, dass die Netzbetreiber aufgrund von „Standard-Bewertungen“ verschiedener Verbände und Anwaltskanzleien“ die immergleichen Sachverhalte geltend gemacht haben, was dem Gedanken des § 15 fundamental widerspricht. So soll dieser gerade für unternehmensindividuelle Besonderheiten Anwendung finden.

Auch kann dem Prozess als Ganzem zu mehr Akzeptanz verholfen werden, indem die Regulierungsbehörden noch deutlicher als bisher ihre Vorgehensweise offenlegen. Dies würde vor allem auch die Offenlegung aller, zur Bestimmung der Erlösobergrenzen erforderlichen Daten beinhalten, was ihnen aber derzeit verwehrt ist. So wird von der Veröffentlichung bestimmter Daten mit der Behauptung, es handle sich um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, abgesehen. Als Ergebnis ergibt sich in der Außenwahrnehmung bzgl. des Effizienzvergleichs eine „Black Box“, die von den Regulierungsbehörden nicht bezweckt ist, aber auch nicht verhindert werden kann.

Inwieweit die Durchführung des Effizienzvergleichs zu einer Annäherung der Effizienzniveaus der Netzbetreiber führen wird, kann derzeit noch nicht beurteilt werden. Hierzu sind die Ergebnisse des Effizienzvergleichs im Vorfeld der zweiten Regulierungsperiode abzuwarten.

4.1.4 Bestimmung der Erlöobergrenzen

Die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlöobergrenze) wurden gemäß § 4 Abs. 1 ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 16, 19, 22, 24, und 25 ARegV bestimmt.

Die Erlöobergrenze ist gemäß § 4 Abs. 2 ARegV für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode zu bestimmen. Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlöobergrenzen des Netzbetreibers erfolgt gemäß § 7 ARegV in Anwendung der in Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltenen Regulierungsformel.¹⁶

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0)$$

Zur Bestimmung der Erlöobergrenzen wurde somit in einem ersten Schritt das Ausgangsniveau gemäß § 34 Abs. 1 i.V.m. § 6 ARegV bestimmt.¹⁷ Daraufhin wurden dann die dauerhaft nicht beeinflussbaren ($KA_{dnb,t}$), die vorübergehend nicht beeinflussbaren ($KA_{vnb,0}$) und die beeinflussbaren Kosten ($KA_{b,0}$) ermittelt. Zur Gewährleistung des gleichmäßigen Abbaus der beeinflussbaren Kosten wurde sodann der Verteilungsfaktor (V_t) gemäß § 16 Abs. 1 ARegV bestimmt. Des Weiteren wurden die weiteren Bestandteile der Formel ermittelt: der Wert für die um den sektoralen Produktivitätsfortschritt (PF_t) bereinigte allgemeine Geldwertentwicklung (VPI) nach §§ 8 und 9 ARegV, der Erweiterungsfaktor (EF_t) nach § 10 ARegV und das Qualitätselement (Q_t) nach § 18 ff. ARegV.

Als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten die Kosten gemäß § 11 Abs. 2 ARegV (vgl. hierzu auch Absatz 4.1.2).

Im vereinfachten Verfahren galten gemäß § 24 Abs. 2 Satz 3 ARegV 45 % der nach § 14 Abs. 1 Nr.1 ARegV ermittelten Gesamtkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 2 ARegV. Bei der Ermittlung der Gesamtkosten blieben gemäß § 24 Abs. 2 Satz 4 ARegV die Konzessionsabgaben unberücksichtigt. Als Bezugsgröße für den 45 %-Anteil wurde der netzscharf ermittelte Netzkostenblock zuzüglich der Kostenposition vorgelagerte Netzkosten zum Abfragestand 01.10.2008 herangezogen.

Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile galten gemäß § 11 Abs. 3 Satz 1 ARegV die mit dem nach § 15 ARegV ermittelten Effizienzwert multiplizierten Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. In diesen sind gemäß § 11 Abs. 3 Satz 2 ARegV die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete beruhende Kostenanteile enthalten. Im vereinfachten Verfahren betrug der Effizienzwert in der ersten Regulierungsperiode 87,5 %.

Als beeinflussbare Kostenanteile gelten gemäß § 11 Abs. 4 ARegV alle Kostenanteile, die nicht dauerhaft oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile sind.

Neben denjenigen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen, welche bereits in den der Netzentgeltgenehmigung zu Grunde liegenden Kosten enthalten waren, waren in der Erlöobergrenze zudem auch Kosten aus erforderlicher Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (nur für Gasnetzbetreiber), Biogaseinspeisekosten (nur für Gasnetzbetreiber) und der pauschalierte Investitionszuschlag gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 4, 8a und 12 ARegV als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu berücksichtigen. Hinsichtlich der Biogaseinspeisekosten hat der BDEW im Rahmen der Kooperationsvereinbarung III einen Leitfaden zur Kostenwälzung Biogas entwickelt, der die Umsetzung der Umlage nach § 20b GasNEV regelt. Nach dem in diesem Leitfaden beschriebenen Verfahren der Kostenwälzung werden sämtliche dem Netzbetreiber durch Biogaseinspeisung entstehenden Kosten über die Umlage erlost. Darüber hinaus verbleiben dem Netzbetreiber keine Biogaseinspeisekosten. Daher fanden die Biogaskosten in der Erlöobergrenzenbestimmung keine Berücksichtigung. Der pauschalierte Investitionszuschlag war bei der Festlegung der Erlöobergrenze auf Verlangen des Netzbetreibers entsprechend den Vorgaben des § 25 Abs. 2 bis 5 ARegV einzubeziehen. Er ist auf die Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren beschränkt.

Mehr- oder Mindererlöse aus der periodenübergreifenden Saldierung nach § 10 GasNEV waren gemäß § 34 Abs. 1 Satz 1 ARegV in der ersten Regulierungsperiode als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten oder Erlöse im Sinne des § 11 Abs. 2 ARegV zu behandeln. Netzbetreiber sind gemäß § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 10 Satz 1 GasNEV verpflichtet, nach Abschluss einer Kalkulationsperiode die Differenz zwischen den in dieser Kalkulationsperiode aus Netzentgelten erzielten Erlösen und den für diese Kalkulationsperiode nach Abschnitt 1

¹⁶ Stand der Regulierungsformel nach Änderung der ARegV vom 03.09.2010.

¹⁷ Vgl. hierzu Absatz 4.1.1.

des Teils 2 GasNEV zu Grunde gelegten Netzkosten zu ermitteln. Etwaige Mehr- oder Mindererlöse für das Jahr 2006, die anschließend jeweils zu einem Drittel in den Jahren 2008 bis 2010 anzusetzen waren, ergaben sich, falls vorhanden, aus dem entsprechenden Entgeltbeschluss. Die Ergebnisse wurden folglich übertragen und bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt. Zur Ermittlung des Betrages aus der netzscharfen periodenübergreifenden Saldierung des Jahres 2007 wurde für die abgeschlossene Kalkulationsperiode der Mehr- oder Minderabsatz gegenüber den von dem Netzbetreiber im vorangegangenen Antrag zugrunde gelegten Absatzmengen ermittelt. Diese Mehr- bzw. Mindermengen wurden entsprechend dem Zeitanteil herangezogen, in dem 2007 von der Bundesnetzagentur genehmigte Entgelte bestanden. Der aufgrund der Mehr- bzw. Mindermengen durchschnittlich gebundene Betrag wurde anhand der tagesgenauen Mehr- bzw. Mindermengen ermittelt und für den berechneten Zeitanteil verzinst. Der auf Basis der genehmigten Entgelte so ermittelte Differenzbetrag wurde anschließend für das Jahr 2008 verzinst. Die Verzinsung wurde dabei sowohl für die etwaigen Mindererlöse als auch für die etwaigen Mehrerlöse jeweils mit einem Zinssatz von 4,23 % berechnet. Der so ermittelte aufgezinste Differenzbetrag wurde anschließend annuitätisch mit dem Zinssatz von 4,23 % gemäß § 10 GasNEV zu einem Drittel bei der Erlösobergrenze 2009 berücksichtigt. Ein weiteres Drittel wurde in die Erlösobergrenze 2010 und das verbleibende Drittel in die Erlösobergrenze 2011 einbezogen.

Eine Anwendung des Erweiterungsfaktors gemäß § 10 ARegV im ersten Jahr der ersten Regulierungsperiode schied aus Sicht der Bundesnetzagentur aus. Sofern gemäß § 4 Abs. 4 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 10 ARegV eine Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund der Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors bis zum 30.06.2008 durch einen Netzbetreiber beantragt wurde, so wurde diese durch die Bundesnetzagentur abgelehnt.¹⁸

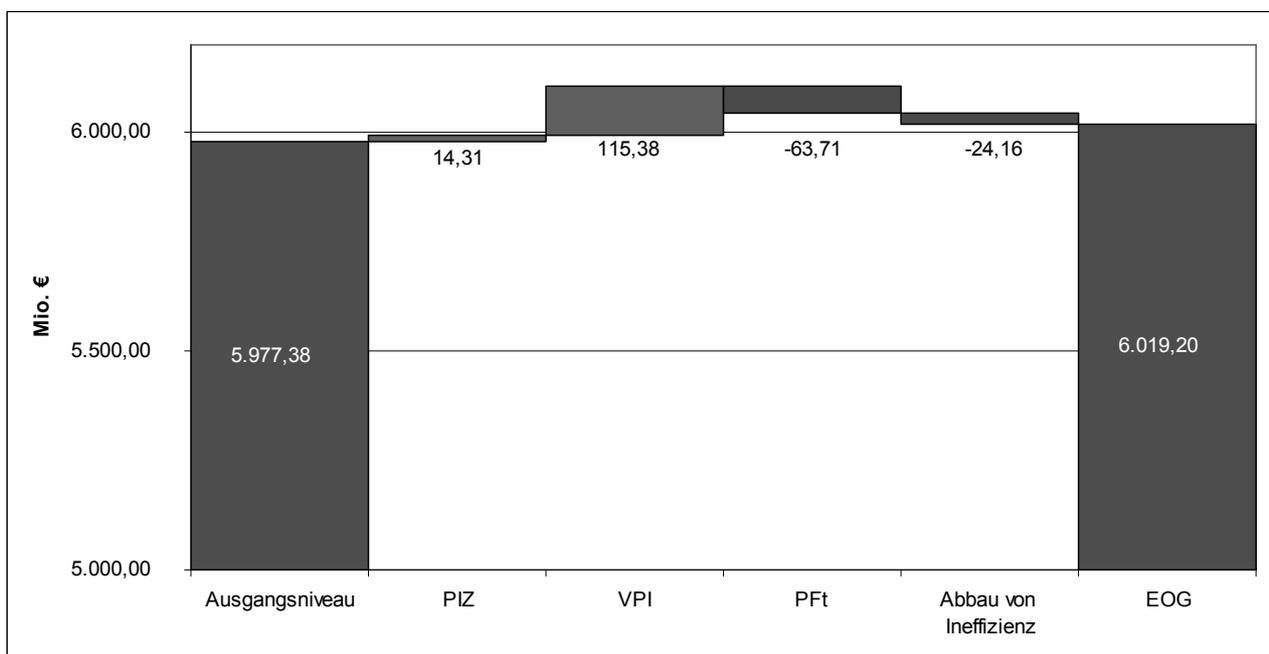
¹⁸ Der BGH hat in einer Entscheidung vom 28.06.2011 (EnVR 34/10, EnVR 48/10) festgestellt, dass die Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund der Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors hätte erfolgen müssen. Dieser Umstand wurde in einem Vergleichsangebot an die Netzbetreiber berücksichtigt. Vgl. hierzu auch Ausführungen zum Beschluss des BGH in Abschnitt 3.5.

Erlösobergrenzen im Gasbereich

Im Gasbereich kommt es bei der Überführung des Ausgangsniveaus hin zur Erlösobergrenze in Summe zu einem moderaten Aufwuchs um ca. 42 Mio. € von ca. 5.977 Mio. € auf ca. 6.019 Mio. €. Hierbei wirken sich die Anpassungen über den Verbraucherpreisindex mit ca. 115 Mio. € und den pauschalierten Investitionszuschlag mit ca. 14 Mio. € steigernd, die Anpassungen über den allgemeinen sektoralen Produktivitätsfaktor mit ca. 64 Mio. € und den Abbau der individuellen Ineffizienzen mit ca. 24 Mio. € mindernd auf das netzentgeltwirksame Erlösvolumen aus. Die Entwicklung ist in Abbildung 7 dargestellt.

Abbildung 7

Herleitung der Erlösobergrenze im Gasbereich im jeweils ersten Jahr der Regulierungsperiode (Verteilernetzbetreiber und regionale Fernleitungsnetzbetreiber 2009, überregionale Fernleitungsnetzbetreiber 2010) aus dem Ausgangsniveau.

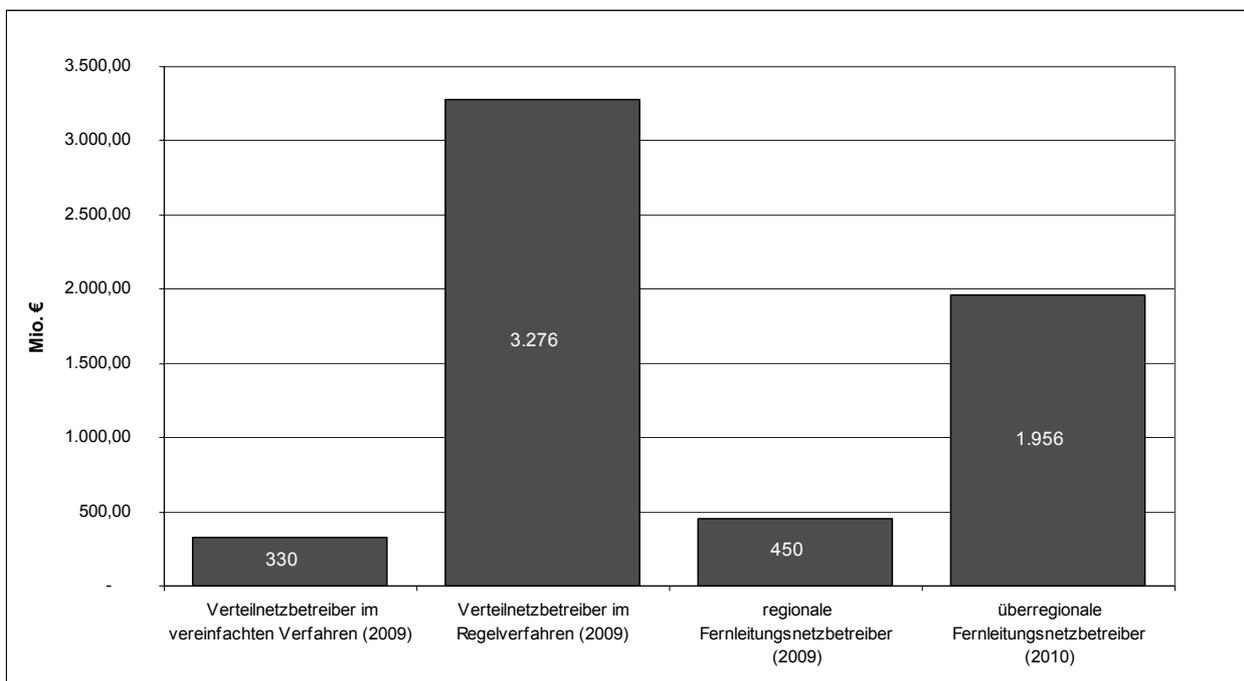


Quelle: eigene Darstellung.

Die folgende Abbildung 8 stellt für den Gasbereich das Erlösbergrenzenvolumen des jeweils ersten Jahres einer Regulierungsperiode, differenziert nach Verfahrensart und Netzbetreibertyp dar. Für überregionale Fernleitungsnetzbetreiber ist 2010 das erste Jahr der Regulierungsperiode, für alle anderen Netzbetreiber 2009. Bzgl. des Erlösbergrenzenvolumens der Verteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren ist anzumerken, dass die überwiegende Anzahl der bundesweit dem vereinfachten Verfahren zugeordneten Netzbetreiber nicht bei der Bundesnetzagentur reguliert wird. Das auf diese Netzbetreiber entfallende Erlösvolumen ist daher hier zu einem nicht unerheblichen Anteil nicht dargestellt.

Abbildung 8

Erlösbergrenzenvolumen im Gasbereich, jeweils im ersten Jahr der Regulierungsperiode, differenziert nach Verfahren und Netzbetreibertyp.

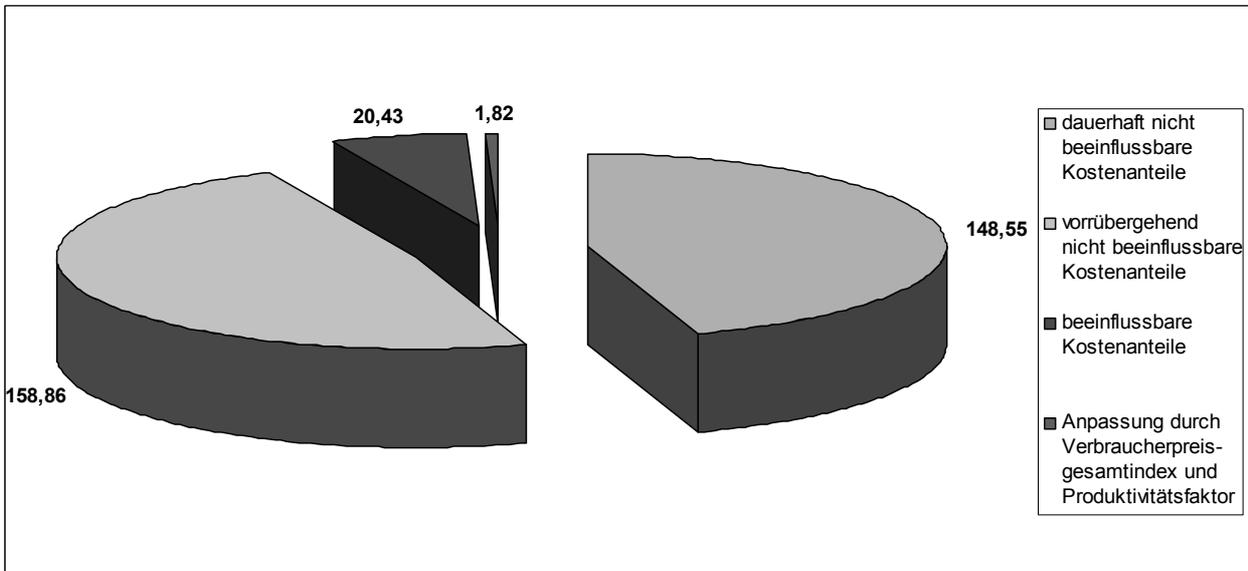


Quelle: eigene Darstellung.

In den folgenden vier Abbildungen (Abbildung 9 bis Abbildung 12) ist die jeweilige Zusammensetzung des Erlösbergrenzenvolumens aus den Positionen dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten, vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten, beeinflussbare Kosten sowie den Anpassungen durch Verbraucherpreisindex und Produktivitätsfaktor im Gasbereich differenziert dargestellt.

Abbildung 9

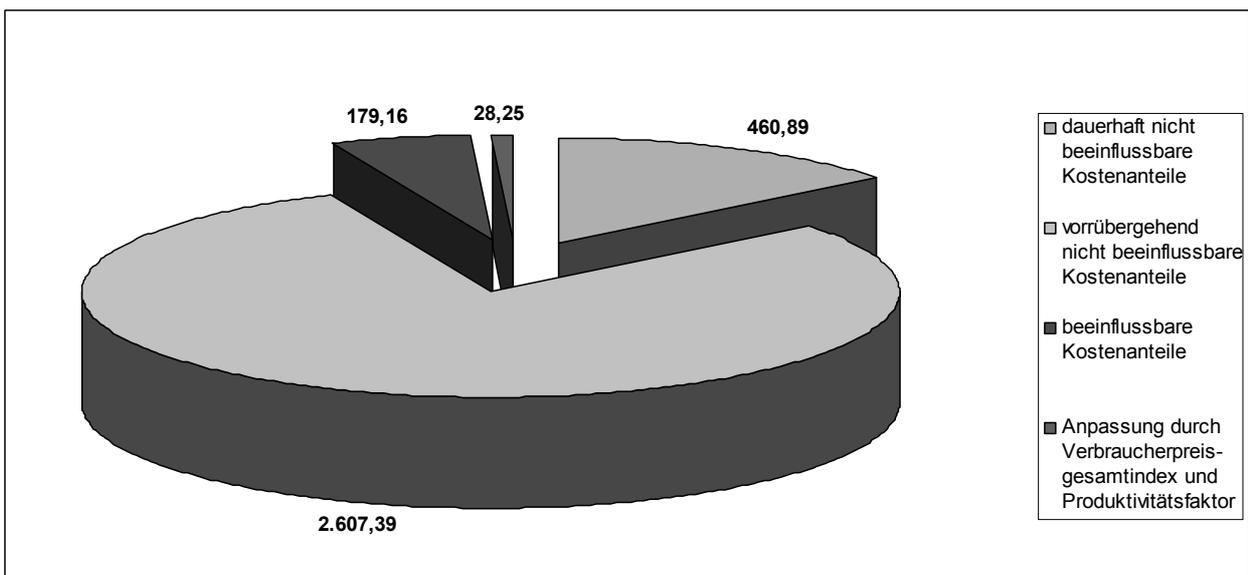
Zusammensetzung der Erlösbergrenze 2009 von Verteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren im Gasbereich [in Mio. €].



Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 10

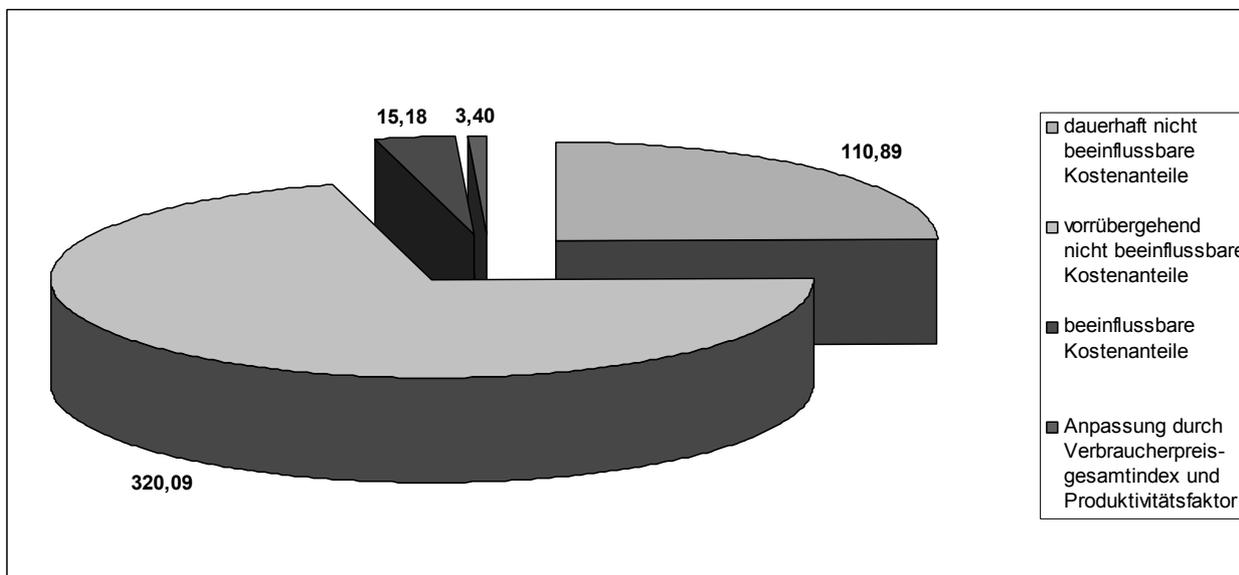
Zusammensetzung der Erlösbergrenze 2009 von Verteilernetzbetreibern im Regelverfahren im Gasbereich [in Mio. €].



Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 11

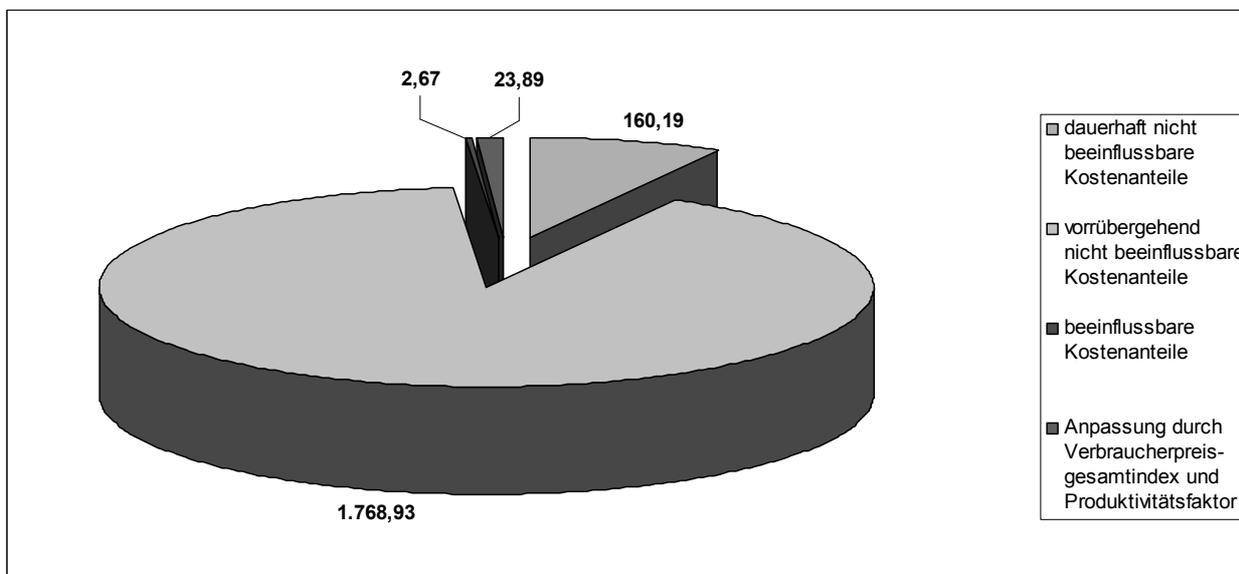
Zusammensetzung der Erlösobergrenze 2009 von regionalen Fernleitungsnetzbetreibern [in Mio. €].



Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 12

Zusammensetzung der Erlösobergrenze 2010 von überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern [in Mio. €].



Quelle: eigene Darstellung.

Grundsätzlich zeigt sich für jeden der vier betrachteten Fälle eine starke Dominanz der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten. Eine Ausnahme bilden hier die Verteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren, bei denen dauerhaft nicht beeinflussbare und vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten ungefähr das gleiche Gewicht einnehmen. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten machen anteilmäßig bei den überregionalen und regi-

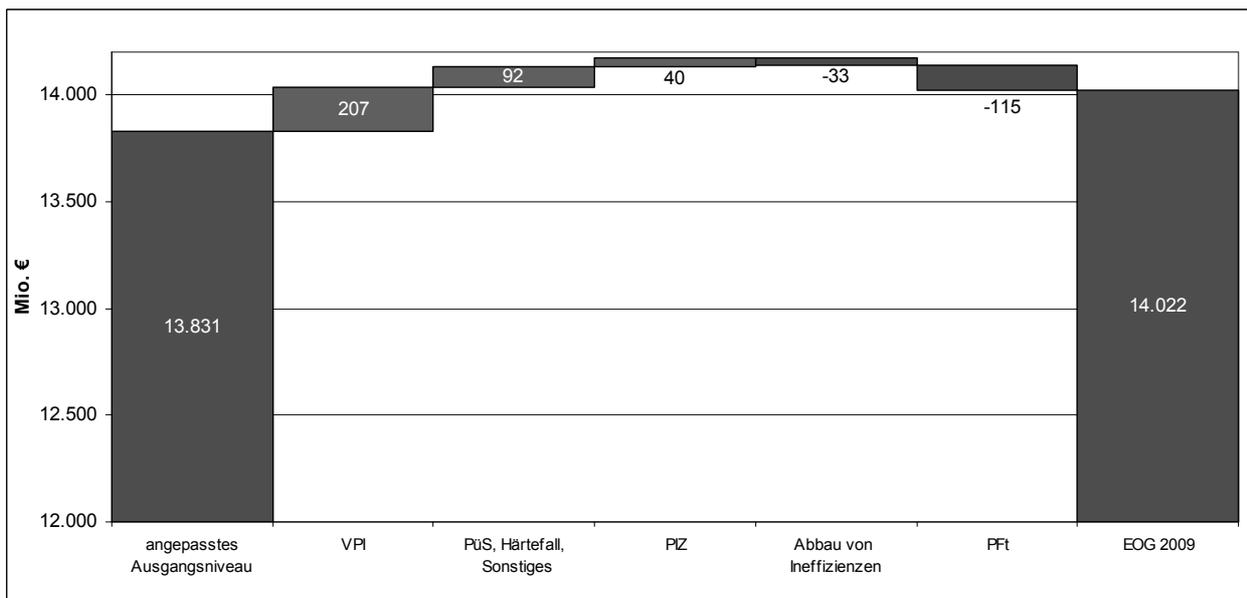
onalen Fernleitungsnetzbetreibern einen eher geringen Anteil aus. Bei den überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern erklärt sich dies überwiegend aus der Tatsache, dass bei ihnen keine Kosten für die Nutzung vorgelagerter Netzebenen anfallen. Beeinflussbare Kostenbestandteile, d.h. das mittelfristig durch eine Absenkung über die festgestellten Effizienzwerte abzubauen Kostenvolumen, macht bei den Verteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren und im Regelverfahren einen im Vergleich zu den übrigen Netzbetreibertypen höheren Anteil an den Gesamtkosten aus.

Erlöobergrenzen im Strombereich

Im Strombereich kommt es bei der Anpassung vom Ausgangsniveau hin zur Erlöobergrenze 2009 zu einem Anstieg der Kosten um ca. 191 Mio. € (ca. 1,4 %). Der Anstieg setzt sich aus der Anpassung um die Inflationierung (ca. 207 Mio. €), um die Periodenübergreifende Saldierung der Jahre 2006 und 2007, um Härtefallanträge (ca. 92 Mio. €) und um die Anerkennung von Kosten aus dem pauschalierten Investitionszuschlag (ca. 40 Mio. €) zusammen. Eine Absenkung ergab sich aus dem Abbau individueller Ineffizienzen im Umfang von ca. 33 Mio. € und dem allgemeinen sektoralen Produktivitätsfaktor mit einem Volumen von 115 Mio. €.

Abbildung 13

Herleitung der Erlöobergrenze für Verteilernetzbetreiber im Strombereich im jeweils ersten Jahr der Regulierungsperiode aus dem Ausgangsniveau.

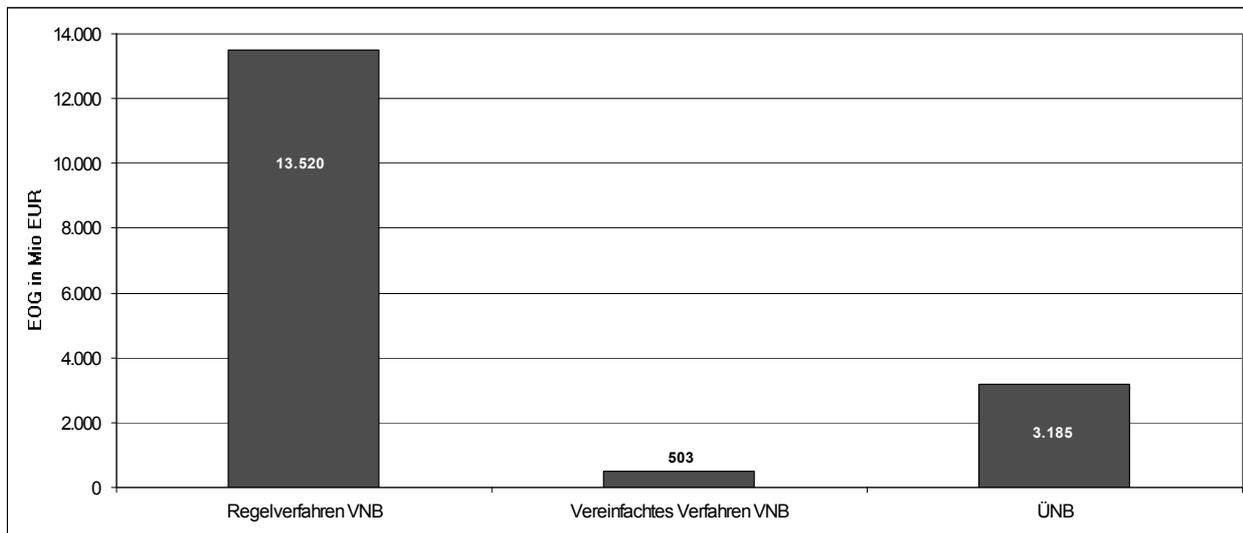


Quelle: eigene Darstellung.

Die nachstehende Abbildung 14 zeigt das Erlöobergrenzenvolumen des Jahres 2009 für die Netzbetreiber Strom. Vom gesamten Erlöobergrenzenvolumen im Umfang von ca. 17,2 Mrd. € aus 2009 entfallen ca. 13,5 Mrd. € auf Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren, ca. 0,5 Mrd. € auf Verteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren und ca. 3,2 Mrd. € auf Übertragungsnetzbetreiber. Auch hier gilt, dass die überwiegende Anzahl der Verteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren nicht durch die Bundesnetzagentur reguliert wird und das auf diese Netzbetreiber entfallende Volumen daher hier nicht abgebildet ist.

Abbildung 14

Bestandteile der Erlösobergrenze im Strombereich, jeweils im ersten Jahr der Regulierungsperiode, differenziert nach Verfahren und Netzbetreibertyp 2009.

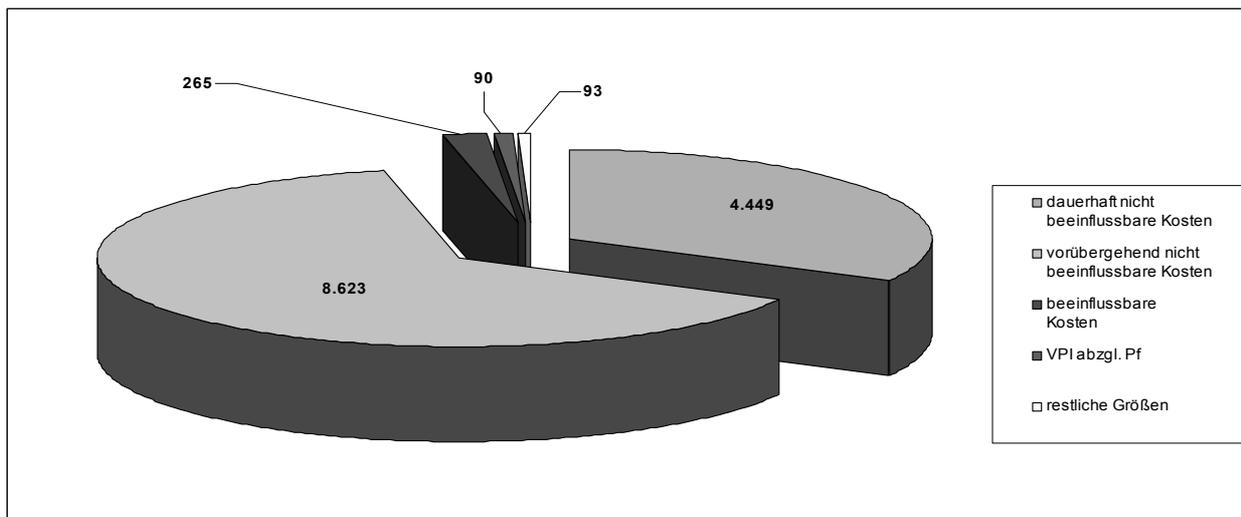


Quelle: Eigene Darstellung.

Die folgende Abbildung 15 veranschaulicht die Zusammensetzung der Erlösobergrenze 2009 von Verteilernetzbetreibern des Regelverfahrens. Der größte Teil entfällt auf die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten (ca. 8,6 Mrd. €) und die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (ca. 4,4 Mrd. €).

Abbildung 15

Zusammensetzung der Erlösobergrenze 2009 von Verteilernetzbetreibern im Regelverfahren im Strombereich [in Mio. €].



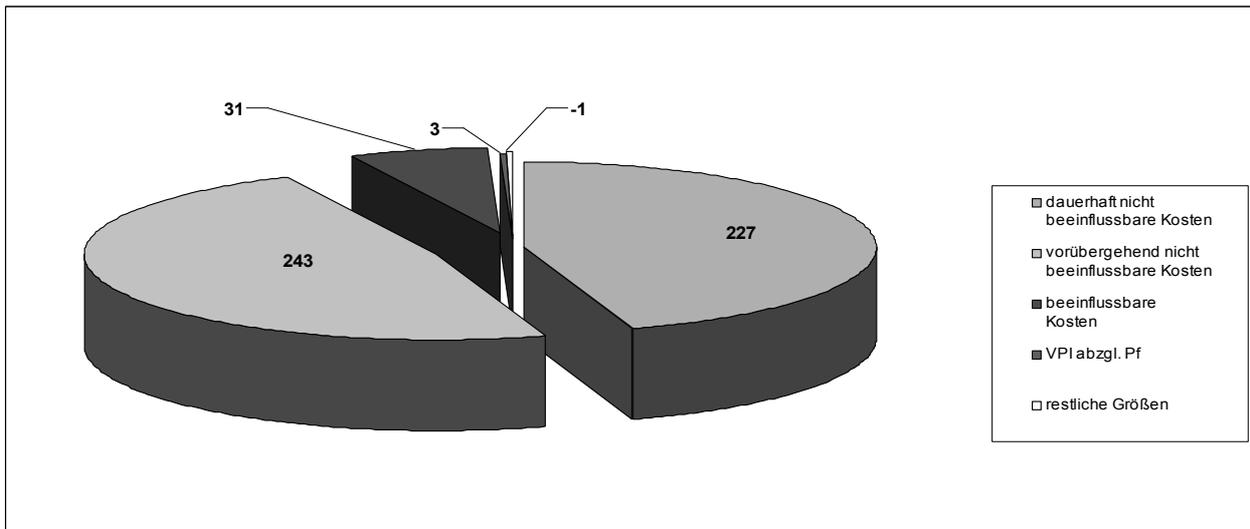
Quelle: eigene Darstellung.

Die Komponenten der Erlösobergrenze 2009 von Verteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren sind in der folgenden Abbildung 16 dargestellt. Die größten Anteile entfallen hier auf die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten (243 Mio. €) und die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (227 Mio. €). Der Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ist insgesamt höher, da bei Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren die

dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten grundsätzlich 45 % betragen. Der Anteil der beeinflussbaren Kosten ist vergleichsweise hoch, da der Effizienzwert für die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren 87,5 % beträgt.

Abbildung 16

Zusammensetzung der Erlösobergrenze 2009 von Verteilernetzbetreibern im vereinfachten Verfahren im Strombereich [in Mio. €].

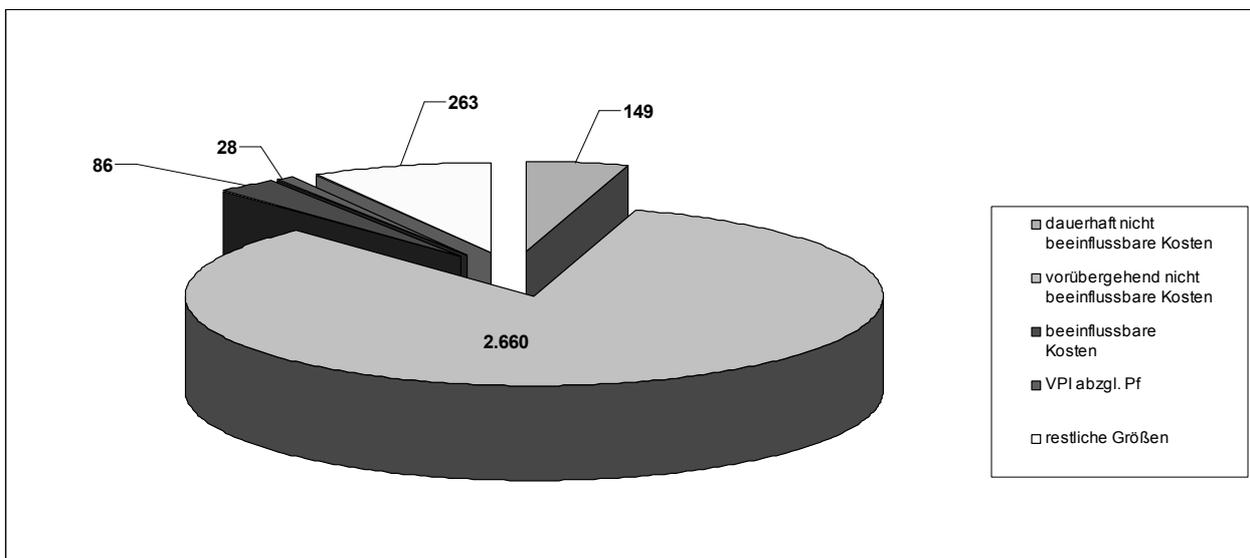


Quelle: eigene Darstellung.

Bei Übertragungsnetzbetreibern ist der hohe Anteil an vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten vorwiegend auf die enthaltenen Kosten für Systemdienstleistungen zurückzuführen. Darüber hinaus betragen die Effizienzwerte der Übertragungsnetzbetreiber im Bundesgebiet bis auf eine Ausnahme 100 %.

Abbildung 17

Zusammensetzung der Erlösobergrenze 2009 von Übertragungsnetzbetreibern [in Mio. €].



Quelle: eigene Darstellung.

4.1.5 Beschwerdeverfahren

Insgesamt waren bzw. sind zum Stichtag der Berichterstattung rund 276 Beschwerdeverfahren gegen Erlösobergrenzenfestlegungen anhängig, die die Bundesnetzagentur entweder in originärer Zuständigkeit oder im Wege der Organleihe erlassen hat. In den in diesen Verfahren ergangenen Gerichtsentscheidungen haben die verschiedenen Oberlandesgerichte zu den einzelnen Fragestellungen unterschiedliche Auffassungen vertreten:

Das Vorgehen der Bundesnetzagentur bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus im Sinne des § 6 Abs. 2 ARegV wurde von den Oberlandesgerichten Düsseldorf (z. B. Beschluss vom 24.03.2010, Az. VI-3 Kart 166/09), Celle (Beschluss vom 19.08.2010, Az. 13 VA 23/09), Stuttgart (Beschluss vom 21.01.2010, Az. 202 EnWG 3/09), Naumburg (Beschluss vom 05.11.2009, 1 W 6/09), dem Brandenburgischen Oberlandesgericht (Beschluss vom 12.01.2010, Kart W 2/09) und dem Thüringer Oberlandesgericht (Beschluss vom 21.07.2010, Az. 2 Kart 11/09) bestätigt. Dagegen sah es das Schleswig-Holsteinische Oberlandesgericht (Beschluss vom 03.06.2010, 16 Kart 59/09) als rechtswidrig an, dass die Bundesnetzagentur das Ergebnis der letzten Kostenprüfung unverändert als Ausgangsniveau im Sinne des § 6 Abs. 2 ARegV herangezogen hat, ohne Anpassungen daran vorzunehmen oder in Betracht zu ziehen.

Die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur beim Pauschalierten Investitionszuschlag gem. § 25 ARegV wurde von allen Beschwerdegerichten als rechtmäßig bewertet. Die Beschwerdegerichte bestätigten die Nichtanwendbarkeit des pauschalierten Investitionszuschlags im vereinfachten Verfahren sowie die Auffassung der Bundesnetzagentur, dass der pauschalierte Investitionszuschlag nicht jährlich kumuliert werden dürfe.

Die Anwendung des sektoralen Produktivitätsfaktors gem. § 9 ARegV hielten die Oberlandesgerichte Düsseldorf, das Thüringer sowie das Schleswig-Holsteinische Oberlandesgericht und OLG Stuttgart für rechtmäßig. Nach Auffassung des Oberlandesgerichts Celle fehlt es dagegen an einer hinreichenden Ermächtigungsgrundlage im EnWG, so dass die Berücksichtigung des sektoralen Produktivitätsfaktors im Rahmen der Erlösobergrenzenfestlegung rechtswidrig sei. Zuvor hatten bereits das Oberlandesgericht Naumburg und das Brandenburgische Oberlandesgericht in Beschwerdeverfahren, die gegen die jeweiligen Landesregulierungsbehörden gerichtet waren, die Berücksichtigung des sektoralen Produktivitätsfaktors mangels hinreichender Ermächtigungsgrundlage für rechtswidrig erklärt.

Die Auffassung der Bundesnetzagentur, dass der Erweiterungsfaktor gem. § 10 ARegV im ersten Jahr der Regulierungsperiode keine Anwendung findet, wurde von allen Oberlandesgerichten mit Ausnahme des Schleswig-Holsteinischen Oberlandesgerichts bestätigt.

Die Ablehnung von Härtefallanträgen im Sinne des § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV durch die Bundesnetzagentur hat das Oberlandesgericht Düsseldorf (z. B. Beschluss vom 24.02.2010, Az. VI-3 Kart 166/09) in denjenigen Fällen aufgehoben und die Bundesnetzagentur insoweit zur Neubescheidung verpflichtet, in denen Netzbetreiber über einen Effizienzwert von 100% verfügen. In dieser Konstellation, in der eine Anpassungsmöglichkeit über die §§ 15 und 16 ARegV ausscheidet, sei aus Gründen der Verhältnismäßigkeit eine erweiternde Auslegung der Härtefallklausel erforderlich. § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV stelle in diesen Fällen eine Auffangregelung dar, die auch dann zur Anwendung gelangen müsse, wenn das vom Netzbetreiber geltend gemachte Ereignis in gewissem Sinne zwar vorhersehbar war, von der Regulierungsbehörde indessen im maßgeblichen Entscheidungszeitpunkt nicht anerkannt wurde bzw. werden konnte. Die Bundesnetzagentur müsse folglich prüfen, ob sich die Gesamtkostensituation der Betroffenen derart verändert hat, dass die Beibehaltung der festgelegten Erlösobergrenze zu einer unzumutbaren Härte führen würde.

Zum Stichtag der Berichtserstattung sind bzw. waren 30 Rechtsbeschwerdeverfahren beim Bundesgerichtshof anhängig, die die Erlösobergrenzenfestlegungen der Bundesnetzagentur betreffen.

Der Bundesgerichtshof hat in zwei Beschlüssen vom 28.06.2011 (Az. EnVR 34/10 und EnVR 48/10) eine Reihe von grundsätzlichen Streitfragen zur Anwendung der ARegV in Regelverfahren geklärt.

Hinsichtlich der Bestimmung des Ausgangsniveaus im Regelverfahren (§ 6 Abs. 2 ARegV) hat der Bundesgerichtshof entschieden, dass die zwischenzeitlich zu den Netzentgeltgenehmigungen nach § 23a EnWG ergangene höchstrichterliche Rechtsprechung (vgl. u. a. Beschluss vom 14. August 2008, Az. KVR 39/07) zu berücksichtigen ist. Die Bundesnetzagentur hätte das Ergebnis der letzten Kostenprüfung nicht unverändert übernehmen dürfen. Nicht beanstandet hat der Bundesgerichtshof dahingegen die grundsätzliche systembedingte Festlegung auf das Basisjahr 2006 für die durchzuführende Kostenprüfung. Der Verordnungsgeber habe aus Gründen der Verwaltungspraktikabilität insoweit in Kauf genommen, dass die als Grundlage für die Bestimmung der

Erlösobergrenzen herangezogenen Kosten aufgrund des relativ langen zeitlichen Abstandes nicht in allen Einzelheiten mit der tatsächlichen Kostensituation in der Regulierungsperiode übereinstimmen.

Der Bundesgerichtshof bestätigte ferner die von der Bundesnetzagentur vertretene enge Auslegung der Voraussetzungen des § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV. Die Anwendung dieser Härtefallregelung dürfe nicht zu einer allgemeinen Billigkeitskontrolle führen. Die Netzbetreiber seien in der Pflicht, bezogen auf das gesamte Netz darzulegen, wie sich die gestiegenen Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie unter Berücksichtigung aller sonstigen Veränderungen in der Kosten- und Vermögenssituation auf die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung auswirken. Die Bundesnetzagentur hätte jedoch zur Darlegung auffordern müssen.

Nach Auffassung des Bundesgerichtshofs ist der Erweiterungsfaktor durch eine analoge Anwendung des § 10 ARegV bereits im ersten Jahr der Regulierungsperiode zu berücksichtigen.

Bei der Ermittlung des pauschalierten Investitionszuschlages sei auch die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zu den Netzentgeltgenehmigungen nach § 23a EnWG insoweit zu berücksichtigen, als Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen für Sachanlagevermögen in die Ermittlung des zu verzinsenden betriebsnotwendigen Eigenkapitals nach § 7 Abs. 1 Satz 2 Nr. 3 StromNEV nach den für Neuanlagen geltenden Grundsätzen einzu beziehen seien. Gegen den von der Bundesnetzagentur für die Verzinsung des Fremdkapitals angesetzten Zinssatz i. H. v. 4,31 % bestünden keine Bedenken. Dieser Zinssatz sei nach dem ausdrücklichen Wortlaut des § 14 Abs. 2 Satz 6 ARegV zu Recht nicht um einen Risikozuschlag erhöht worden. Die Bundesnetzagentur hätte jedoch bei der Bemessung des pauschalierten Investitionszuschlages den im Zeitpunkt des Erlasses der angefochtenen Entscheidung geltenden, mit Beschluss der Bundesnetzagentur vom 07.07.2008 festgelegten Eigenkapitalzins für Neuanlagen i.H.v. 9,29 % ansetzen müssen.

Die Beschränkung des pauschalierten Investitionszuschlags auf 1 % der Kapitalkosten wurde durch den Bundesgerichtshof bestätigt; eine Kumulation des pauschalierten Zuschlags in den jährlichen Erlösobergrenzen erfolge nicht.

Der Bundesgerichtshof äußerte sich auch zur Rechtmäßigkeit des § 9 ARegV. Nach Auffassung des Bundesgerichtshofs enthält § 21a Abs. 6 Satz 1 Nr. 2, Satz 2 Nr. 5 EnWG jedenfalls in Verbindung mit § 21a Abs. 4 und 5 EnWG und § 21a Abs. 6 Satz 2 Nr. 5 EnWG die Ermächtigung, durch Rechtsverordnung eine von der Entwicklung der Verbraucherpreise abweichende Entwicklung der netzwirtschaftlichen Einstandspreise vorzusehen. Diese Regelung diene dem Ausgleich der allgemeinen Geldentwertung. Nach der bisherigen Ausgestaltung von EnWG und ARegV sei bislang hingegen keine ausreichende Rechtsgrundlage vorhanden, um den netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt zu berücksichtigen. Die Regelung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors (§ 9 ARegV) sei daher nur teilweise von einer ausreichenden gesetzlichen Ermächtigungsgrundlage gedeckt. Mit dem am 30.12.2011 in Kraft getretenen zweiten Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 22.12.2011 wurde eine Ermächtigungsgrundlage im EnWG für die Ansetzung eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors geschaffen. Gleichzeitig wurde ein genereller sektoraler Produktivitätsfaktor durch entsprechende Änderung des § 9 ARegV eingeführt. In den Rechtsbeschwerdeverfahren EnVR 58/09, EnVR 10/10, EnVR 16/10, EnVR 30/10 und EnVR 31/10 hat sich der Bundesgerichtshofs mit diesen Neuregelungen zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor auseinander gesetzt und deren Anwendung rückwirkend ab dem Beginn der ersten Regulierungsperiode bestätigt (vgl. Beschlüsse vom 31.01.2012). Folglich war die Berücksichtigung eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors in Höhe von jährlich 1,25 % bei der Festlegung der Erlösobergrenzen für die erste Regulierungsperiode rechtmäßig.

Ferner hat der Bundesgerichtshof mit Beschlüssen vom 18.10.2011 (Az. EnVR 13/10, EnVR 12/10, EnVR 11/10 und EnVR 9/10) grundsätzliche Streitfragen zur Anwendung der ARegV im vereinfachten Verfahren entschieden. Den Gerichtsverfahren lagen Erlösobergrenzenfestlegungen der Landesregulierungsbehörde Brandenburg zugrunde. Nach Auffassung des Bundesgerichtshofs durfte das Ergebnis der letzten Kostenprüfung auch bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus im doppelt vereinfachten Verfahren nach § 34 Abs. 3 ARegV nicht unverändert übernommen werden. Vielmehr hätte es nach Maßgabe der zwischenzeitlich ergangenen höchstrichterlichen Rechtsprechung zu den Netzentgeltgenehmigungen nach § 23a EnWG angepasst werden müssen.

Der Bundesgerichtshof bestätigte, dass im vereinfachten Verfahren der pauschalierte Investitionszuschlag nicht zur Anwendung kommt und der Erweiterungsfaktor schon im ersten Jahr der Regulierungsperiode zu berücksichtigen ist. Hinsichtlich der Rechtmäßigkeit des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors gemäß § 9 ARegV blieb der Bundesgerichtshof bei seiner oben ausgeführten Rechtsprechung zu den Regelverfahren.

Der Bundesgerichtshof bekräftigte auch im vereinfachten Verfahren seine Rechtsprechung zum Härtefall. Im Verfahren (Az. EnVR 13/10) wies er die Rechtsbeschwerde des Netzbetreibers mit Beschluss vom 18.10.2011 insoweit zurück, weil das Oberlandesgericht Brandenburg die vom BGH aufgestellten Maßstäbe an die erforderliche Gesamtkostenbetrachtung bereits zugrunde gelegt und rechtsfehlerfrei entschieden habe, dass die geltend gemachten gestiegenen Kosten für Verlustenergie nicht als unzumutbar angesehen werden könnten. Die gestiegenen Beschaffungskosten für Verlustenergie hätten die Eigenkapitalverzinsung nur teilweise aufgezehrt.

Um eine erhebliche Beschleunigung der Abarbeitung der Verfahren und darüber hinaus einen kurzfristigen Rückfluss der Differenzen zwischen den für die Kalenderjahre 2009 bis 2011 festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen und den Erlösobergrenzen inklusive eines Zusatzbetrages, der sich aus der Berücksichtigung der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs ergibt, möglichst schon ab dem Kalenderjahr 2012 zu gewährleisten, sind im Regelverfahren ca. 70 Unternehmen der in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur stromseitig unterfallenen Netzbetreiber Vorschläge zur Beendigung der Streitverfahren unterbreitet worden, die überwiegend angenommen wurden. Das Vorgehen trug zudem den Unsicherheiten Rechnung, die insbesondere bei der Umsetzung der Entscheidungen des Bundesgerichtshofs im Hinblick auf die Höhe des Zinssatzes für das die zugelassene Eigenkapitalquote übersteigende Eigenkapital, die Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors nach § 9 ARegV, einer eingehenden Prüfung der Besonderheiten des Geschäftsjahres und der konkreten Überprüfung der Voraussetzung eines Härtefalls nach § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV in tatsächlicher Hinsicht bestanden. Die Mehrbelastungen für den Netznutzer, die aus der vorstehenden Rechtsprechung resultieren, beruhen im Wesentlichen aus der zeitweiligen Nichtanwendbarkeit des sektoralen Produktivitätsfaktors.

Zu dem von der Bundesnetzagentur durchgeführten bundesweiten Effizienzvergleich, der in den Regelverfahren Eingang in die Erlösobergrenzenfestlegungen sowohl der Bundesnetzagentur als auch der Landesregulierungsbehörden gefunden hat, sind die ersten Entscheidungen der Oberlandesgerichte ergangen.

Das Oberlandesgericht Schleswig-Holstein hat mit rechtskräftigem Beschluss vom 12.01.2012 (Az. 16 Kart 48/09), das Oberlandesgericht Koblenz hat mit Beschluss vom 28. April 2011 (Az. 6 W 41/09), das Oberlandesgericht Frankfurt mit rechtskräftigem Beschluss vom 17. Mai 2011 (Az. 11 W 16/09), das Oberlandesgericht Düsseldorf mit rechtskräftigem Beschluss vom 12. Januar 2011 (Az. VI-3 Kart 185/09 (V)), das Oberlandesgericht Stuttgart mit Beschlüssen vom 24.05.12 und 19.01.12. (Az. 202 EnWG 12/09, 202 EnWG 30/09, 202 EnWG 8/09) und rechtskräftigen Beschlüssen vom 15.03.12, 19.01.12 und 25.03.2010 (Az. 202 EnWG 32/09, 202 EnWG 21/08 und 202 EnWG 20/09) sowie das Oberlandesgericht München mit Beschluss vom 25.11.2010 (Kart 17/09) die Rechtmäßigkeit des Effizienzvergleichs bestätigt. Nach Auffassung des Oberlandesgericht Stuttgart und des Oberlandesgericht Düsseldorf stehe der Bundesnetzagentur ein Einschätzungs- und Gestaltungsspielraum zu. Die gerichtliche Überprüfung sei darauf beschränkt, ob die Bundesnetzagentur den individuellen Effizienzwert ohne einen den betroffenen Netzbetreiber nachweislich belastenden Verfahrensfehler ermittelt hat. Der Effizienzvergleich sei in seiner Durchführung hinreichend nachvollziehbar und ausreichend begründet. Nach Auffassung des Oberlandesgericht Stuttgart greife der unter anderem vorgetragene Vorwurf, der Effizienzvergleich sei auf einer fehlerhaften Datengrundlage durchgeführt worden, nicht durch, da eine vollständige Fehlerfreiheit des kompletten Datenmaterials eine praktisch unerreichbare Idealvorstellung sei, die nicht als vom Normgeber vorgegeben bzw. verlangt angesehen werden könne. Ein Begründungs- oder Anhörungsmangel liege ebenfalls nicht vor. Das kommunikativ geführte Verwaltungsverfahren werde der Komplexität des Verfahrensgegenstands in rechtsstaatlicher Hinsicht gerecht.

Das Oberlandesgericht Düsseldorf bestätigt die Ordnungsmäßigkeit der Ausreißerbereinigung innerhalb der Effizienzberechnung sowie die Fehlerfreiheit der im Rahmen des Effizienzvergleichs angewandten SFA-Methode und die Auswahl der Vergleichsparameter. Bei den anonymisierten Kostendaten handelt es sich um schützenswerte Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, deren Veröffentlichung nicht erfolgen soll. Da bislang kein Netzbetreiber sein Einverständnis erklärt habe, seine eigenen Kostendaten uneingeschränkt preiszugeben, müsse das Interesse des Netzbetreibers hinsichtlich der Transparenz der Ermittlung seines eigenen Effizienzwertes daher zurücktreten. Auch das Oberlandesgericht Koblenz wies den Antrag auf Offenlegung der dem Effizienzvergleich zugrunde liegenden Daten im Rahmen einer Güterabwägung zurück, da die Daten für die im Rechtsstreit aufgeworfenen Fragen nicht entscheidungserheblich seien.

Das Oberlandesgericht Brandenburg geht in seinem Beschluss vom 20.10.2011 (Az. Kart W 10/09) auch von einem weiten Beurteilungsspielraum der Bundesnetzagentur bei der Durchführung des Effizienzvergleichs aus. Der Rüge, die Bundesnetzagentur hätte als weiteren Parameter das Verhältnis von Zähl- zu Anschlusspunkten berücksichtigen müssen, vermochte das Oberlandesgericht Brandenburg nicht zu folgen. Recht gegeben hat das Oberlandesgericht Brandenburg den Regulierungsbehörden ferner auch bei der Auslegung des § 15 ARegV. Das

Oberlandesgericht Brandenburg schränkt jedoch ein, dass eine abschließende rechtliche Beurteilung des Effizienzvergleichs erst dann möglich sei, wenn dieser - nach weitergehender Begründung durch die Bundesnetzagentur - nachvollzogen werden könne. Mangels genauer Kenntnis der konkreten Herleitung des Effizienzvergleichsmodells und der einzelnen Berechnungsschritte ihres Effizienzwertes seien die Unternehmen nicht in die Lage versetzt worden, sich zu allen entscheidungserheblichen Tatsachen zu äußern. Die Bundesnetzagentur müsse einen gerechten Ausgleich zwischen dem Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse Dritter und dem Recht der Unternehmen auf effektiven Rechtsschutz finden. Die Bundesnetzagentur legte gegen diese Entscheidung Rechtsbeschwerde ein.

Das Hanseatische Oberlandesgericht Bremen hat mit Verfügung vom 12. August 2011 (Az. 2 W 6/09) angeordnet, die Methodik des Effizienzvergleichs durch ein schriftliches Sachverständigengutachten überprüfen zu lassen. Ein Sachverständiger wurde bislang nicht benannt.

Auch der Bundesgerichtshof beschäftigt sich mit Fragen des Effizienzvergleichs. Die ersten Entscheidungen des BGH (Az. EnVR 88/10 und EnVR 86/10) zum Effizienzvergleich betreffen bislang nur die Rechtmäßigkeit der Auswahl der Vergleichsparameter. Nach Ansicht des BGH steht der Bundesnetzagentur bei der Auswahl der Vergleichsparameter nach § 13 Abs. 4 Satz 2 ARegV ein Ermessen zu. Dass die Bundesnetzagentur die von den Beschwerdeführerinnen geforderten zusätzlichen Parameter „Leitungen in Höchstspannung“ sowie „Verhältnis Anschlusspunkte / Zählpunkte“ nicht als Vergleichsparameter berücksichtigt hat, sei nicht ermessensfehlerhaft gewesen.

4.2 Sonstige Prozesse und Verfahren der Anreizregulierung

4.2.1 Anpassung der Erlösobergrenzen gemäß § 4 ARegV

Die Netzbetreiber sind verpflichtet, jeweils zum 01.01. eines Kalenderjahres – erstmalig zum 01.01.2010 – die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr anzupassen, sofern sich der Verbraucherpreisindex nach § 8 ARegV, nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 bis 4, 6 bis 10, 13 und 14 ARegV sowie § 11 Abs. 2 Satz 2 und 3 ARegV oder Mehr- oder Mindererlöse nach § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 10 GasNEV ändern (bzw. § 11 StromNEV).

Gemäß der letztmaligen Änderung der ARegV ergeben sich Anpassungen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 bis 11, 13 und 14 ARegV sowie § 11 Abs. 2 Satz 2 und 3 ARegV oder Mehr- oder Mindererlöse nach § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 10 GasNEV ändern (bzw. § 11 StromNEV).

Von dem ermittelten Ausgangsniveau ist die Höhe der gemäß § 11 Abs. 2 und § 24 Abs. 2 ARegV dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode, unter Berücksichtigung etwaiger Anpassungen der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 ARegV, zu bestimmen (KA dnb, t). Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten des Basisjahres 0 (KA dnb,0) sind hierdurch grundsätzlich zu ersetzen. Im vereinfachten Verfahren ist gem. § 25 Abs. 3 ARegV die Anpassung nur hinsichtlich der Veränderung des Verbraucherpreisindex nach § 8 ARegV sowie der Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen vorzunehmen, denn gemäß § 24 Abs. 3 ARegV findet § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 ARegV mit Ausnahme von § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 i.V.m. § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 und 8 ARegV im vereinfachten Verfahren keine Anwendung. Eine Anpassung der Erlösobergrenze erfolgte gemäß § 4 Abs. 3 Satz 3 ARegV im ersten Jahr der jeweiligen Regulierungsperiode nicht.

Zudem konnten Anpassungen der Erlösobergrenze auf Antrag des Netzbetreibers gemäß § 4 Abs. 4 ARegV nach Maßgabe des § 10 ARegV, d.h. aufgrund eines Erweiterungsfaktors sowie aufgrund einer nicht zumutbaren Härte nach § 4 Abs. 4 Nr. 2 gewährt werden.¹⁹ Anpassungen gemäß § 4 Abs. 5 ARegV aufgrund der Bestimmung eines Qualitätselement nach Maßgabe des § 19 ARegV erfolgen durch die Bundesnetzagentur von Amts wegen. Dies ist im Gasbereich bisher nicht erfolgt, da bislang noch kein Qualitätselement bestimmt wurde.

Für den Gasbereich wurden durch die Bundesnetzagentur neben der Festlegung der Erlösobergrenzen nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1, § 4 Abs. 1 und 2 ARegV auch Festlegungen zu Umfang, Zeitpunkt und Form der Mitteilung der Anpassung der Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 sowie die den Anpassungen zugrunde liegenden Änderungen von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 und die Anpas-

¹⁹ Bzgl. der Regelungen zur Anpassung der Erlösobergrenze im ersten Jahr der Regulierungsperiode ist der Beschluss des BGH vom 28.06.2011 zu beachten. Vgl. hierzu Abschnitt 4.1.5.

sungen zu Grunde liegenden Änderungen von Kostenanteilen nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 zum 01.01. des Kalenderjahres getroffen. In diesem Zusammenhang wurde den Netzbetreibern ein Erhebungsbogen zur Verfügung gestellt.

Der Erhebungsbogen für den Gasbereich wurde den Netzbetreibern Ende Oktober 2008 im Zusammenhang mit dem Festlegungsverfahren zur Erlösobergrenze im Internet bereitgestellt. Inhaltlich wurden in diesem Erhebungsbogen die Erlösobergrenzenwerte und die Werte der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten sowohl gemäß Anlage 1 des Erlösobergrenzenbeschlusses als auch die gemäß § 4 Abs. 3 ARegV angepassten Werte für das Kalenderjahr 2010 bzw. 2011 abgefragt. Zudem umfasste der Erhebungsbogen die Angabe der Mehr- oder Mindererlöse nach § 10 GasNEV bzw. § 11 StromNEV, die Mehrerlösabschöpfung²⁰ nach § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 10 GasNEV oder § 11 StromNEV, den Anpassungsbetrag aufgrund eines Erweiterungsfaktors nach § 10 Abs. 1 ARegV sowie den Verbraucherpreisindex des Jahres 2008 bzw. 2009.

Im Gegensatz zum Erhebungsbogen Gas umfasst der Erhebungsbogen Strom zum einen eine detaillierte Abfrage der angepassten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenarten und zum anderen ein Berechnungstool, welches automatisch die angepassten Erlösobergrenzen berechnet.

Aufgrund der unterschiedlichen Abfragen bei Strom und Gas ergeben sich unterschiedliche Prüfabläufe hinsichtlich der Anpassung der Erlösobergrenze für die Jahre 2010 und 2011, da nicht nur der Informationsgehalt beider Erhebungsbögen unterschiedlich ist, sondern für Gas eine zusätzliche Überprüfung der rechnerischen Ermittlung der angepassten Erlösobergrenze erforderlich ist.

Hinsichtlich der angepassten Erlösobergrenze sind die zugrunde liegenden Kostenarten mit unterschiedlich hohem Prüfaufwand verbunden. Der Anpassungsbetrag aufgrund eines Erweiterungsfaktors, die Mehrerlösabschöpfung, die Mehr- oder Mindererlöse sowie der Verbraucherpreisgesamtindex sind verhältnismäßig leicht nachprüfbar, da für diese Größen entweder Beschlüsse oder eindeutige Vorgaben vorliegen. Ein solcher Abgleich ist hingegen bei der Anpassung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten nicht möglich; hierfür sind von den Netzbetreibern ggf. Informationen nachzufordern, um eine Prüfung vornehmen zu können. Die Nachprüfung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten erfordert somit die größte Prüfintensität.

Nach Überprüfung der einzelnen Positionen, die zu einer Anpassung der Erlösobergrenze führen, erhalten die Netzbetreiber in einer Anlage eine Gegenüberstellung der Angaben des Netzbetreibers gemäß § 4 Abs. 3 und 4 ARegV und der Werte, die aus Sicht der Bundesnetzagentur anerkennungsfähig sind. Sowohl die einzelnen Anpassungspositionen als auch die sich daraus ergebende Erlösobergrenze werden abgebildet. Mögliche, sich aus der Überprüfung der einzelnen Tatbestände ergebende Differenzen werden ausgewiesen und in einer Kommentarspalte kurz begründet. Die durch die Beschlusskammer überprüfte angepasste Erlösobergrenze entspricht den „nach § 4 ARegV zulässigen Erlösen“ im Regulierungskonto und wird entsprechend, soweit kein begründeter Korrekturbedarf seitens des Netzbetreibers angezeigt wurde, in das Regulierungskonto aufgenommen.

4.2.1.1 Gasnetzbetreiber

Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei Gasverteilernetzbetreibern und regionalen Fernleitungsnetzbetreibern

Regionale Fernleitungsnetzbetreiber und Gasverteilernetzbetreiber im Regelverfahren haben für die Anpassung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile zwischen 2009 und 2010 in Summe einen Anstieg um 96,3 Mio. € oder ca. 17 % gemeldet. Bei den Gasnetzbetreibern führt insbesondere die Anpassung der Auflösung von Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen, die als Erlös den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten entgegenwirkt, mit einer Reduktion von 21,2 % zu einem erheblichen Aufwuchs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile um ca. 58 Mio. €. Weitere relevante Triebfedern für den Anstieg der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten sind die betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu den Lohnsatz- und Versorgungsleistungen mit einer Kostensteigerung von 5,9 % oder 15 Mio. € sowie die Anpassung der Kosten für die erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen mit einer Steigerung um ca. 12 Mio. €.

Bei den Kosten für Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen sowie Kosten für Betriebs- und Personalratstätigkeit kam es bei der Anpassung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zum 01.01.2010 jeweils zu niedri-

²⁰ Zur Mehrerlösabschöpfung vgl. Abschnitt 4.2.9.

geren Kosten (-5,5 % bzw. -0,2 %). Bei der Anpassung der Kosten für Betriebssteuern war eine Kostensteigerung von 0,2 Mio. € zu verzeichnen (6,4 %). Diese Positionen sind bei absoluter Betrachtung jedoch nur von untergeordneter Bedeutung.

Ausschlaggebend für den Aufwuchs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ist im Gasbereich demnach vorrangig die Verminderung der Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen. Der Aufwuchs der Kosten unter Vernachlässigung der Ertragsentwicklung macht lediglich rund 39 Mio. € (bzw. 4,6 %) aus.

Die Anpassung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten vom Jahr 2010 auf das Jahr 2011 hat zumindest zu einer Teilkompensation des Anstiegs aus dem Vorjahr geführt. Insgesamt wurden die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten um ca. 46 Mio. € und damit ca. 7 % gesenkt.

Die Senkung geht dabei auf die Positionen der Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen zurück (hier haben die Erträge gegenüber dem Vorjahr wieder um ca. 15 % oder 45,5 Mio. € zugelegt, was eine entsprechende Kostendämpfung zur Folge hat) und die Kosten aus betrieblichen und tariflichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen weisen einen Rückgang um nahezu 6 % oder 14,7 Mio. € auf. Bzgl. der letztgenannten Position ist der für die Anpassung von 2009 auf 2010 geltend gemachte Anstieg somit wieder nahezu ausgeglichen worden.

Vergleichsweise deutliche Zuwächse verzeichneten bei relativer Betrachtung die Positionen zu Betriebssteuern und der Betriebs- und Personalratstätigkeit, die bei absoluter Betrachtung allerdings nicht stark ins Gewicht fallen. Einen bei relativer Betrachtung moderaten Anstieg mit allerdings nicht zu vernachlässigenden Auswirkungen (Zuwachs um ca. 6,6 Mio. €) verzeichnet die Position zu den Kosten aus der Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen.

Die Anpassung der Erlösobergrenze 2012 zeigt im Vergleich zum Vorjahr einen massiven Anstieg der Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen um 33% bzw. 193 Mio. €. Dies ist hauptsächlich durch die verstärkte Strukturierung der Entry-Buchungen hin zu kurzfristigeren Kapazitäten (und damit einhergehenden Unterauslastungen) im Fernleitungsnetz bedingt, welche dazu führt, dass Exit-Punkte mit fest zugeordneten Jahreskapazitäten, wie sie nachgelagerte Verteilernetze haben, stärker an der Kostenallokation beteiligt werden. Im Rahmen der internen Bestellung haben nachgelagerte Verteilernetzbetreiber nicht die Möglichkeit, strukturiert zu buchen und müssen die durch o. a. Sachverhalt verteuerten fest frei zuordenbaren Jahreskapazitäten buchen.

Weiterer Kostentreiber von 2011 auf 2012 sind die Kosten aus betrieblichen und tariflichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, welche um 16,67 % bzw. 37 Mio. € zulegen. Insgesamt sind die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile von 2011 auf 2012 um 33,21 % bzw. 224,49 Mio. € angestiegen.

Über den gesamten betrachteten Zeitraum sind die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile damit um 48,9 % bzw. 274,39 Mio. € gestiegen.

Die Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zwischen den Jahren 2009 und 2012 bei Gasverteilernetzbetreibern und regionalen Fernleitungsnetzbetreibern ist in der Tabelle 3 zusammengefasst.

Tabelle 3

**Veränderung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Gasverteilernetzbetreibern
und den regionalen Fernleitungsnetzbetreibern von 2009 bis 2012.**

	Veränderung 2010 zu 2009		Veränderung 2011 zu 2010		Veränderung 2012 zu 2011	
	[%]	[Mio. €]	[%]	[Mio. €]	[%]	[Mio. €]
Betriebssteuern (Satz 1, Nr. 3)	6,40%	0,2	6,05%	0,1	8,85%	0,3
Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (Satz 1, Nr. 4)	2,17%	12,0	1,08%	6,6	33,00%	193,4
Genehmigte Investitionsbudgets nach § 23 ARegV (Satz 1, Nr. 6)		3,0		0,8		0,5
Verbleibende Kosten Biogas nach Abzug Wälzungspauschale (Satz 1, Nr. 8a)				4,6		-4,6
Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen (Satz 1, Nr. 9)	5,85%	15,0	-5,74%	-14,7	16,67%	37
Betriebs- und Personalratstätigkeit (Satz 1, Nr. 10)	-0,19%	-0,02	7,48%	0,5	1,38%	0,1
Berufsaus- und Weiterbildung, Betriebskindertagesstätten (Satz 1, Nr. 11)	-5,47%	-1,9	2,00%	0,9	3,87%	1,09
Kosten aus Maßnahmen die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen (Satz 2)		10,0		0,3		-2,3
Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen/Netzanschlusskostenbeiträgen (Satz 1, Nr. 13)	-21,18%	-58,0	14,86%	45,5	0%	0
Summe K dnb abzgl. Auflösung BKZ/NAKB	16,83 %	96,28	-6,94 %	-46,38	33,21%	224,49

Quelle: eigene Darstellung.

Bezüglich der Angaben für die Gasverteilernetzbetreiber sowie regionalen Fernleitungsnetzbetreibern aus der Anpassung der Erlösobergrenze 2011 und 2012 ist darauf hinzuweisen, dass für die Darstellung die von den Netzbetreibern angezeigten Anpassungen ausgewertet wurden. Eine abschließende Prüfung der Ansätze hat durch die Bundesnetzagentur bislang nicht stattgefunden. Somit können sich gegenüber den hier dargestellten Werten im Zeitablauf noch moderate Änderungen ergeben.

Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern

Die überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber haben erstmalig im Jahr 2010 Erlösobergrenzen erhalten. Daher wird im Folgenden die Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile von 2010 bis 2012 dargestellt (vgl. hierzu auch die Darstellung in Tabelle 4).

Aus der Anpassung der Erlösobergrenze 2011 ist ein sehr moderater Anstieg der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten²¹ um ca. 5,1 Mio. €, also ca. 2,73 % zu verzeichnen. Dies ist im Wesentlichen durch den Rückgang der Betriebssteuern (-51,14% bzw. -18,7 Mio. €), den Anstieg der Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (26,75% bzw. 19,1 Mio. €) und die genehmigten Investitionsbudgets (189,82% bzw. 5,6 Mio. €) verursacht.

Von 2011 auf 2012 stiegen die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile um 29,53% bzw. 56,3 Mio. €. Neben einem weiteren Anstieg der Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (26,04% bzw. 23,6 Mio. €) und einem Absinken der Kosten aus betrieblichen und tariflichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen (-26,45% bzw. -16,4 Mio. €) ist der wesentliche Faktor hierbei die genehmigten Investitionsbudgets, welche um 45,5 Mio. € bzw. 534,4% anstiegen.

Tabelle 4

Veränderung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern zwischen den Jahren 2010/2011.

	Veränderung 2011 zu 2010		Veränderung 2012 zu 2011	
	[%]	[Mio. €]	[%]	[Mio. €]
Betriebssteuern (Satz 1, Nr. 3)	-51,14%	-18,7	9,75%	1,7
Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (Satz 1, Nr. 4)	26,75%	19,1	26,04%	23,6
Genehmigte Investitionsbudgets nach § 23 ARegV (Satz 1, Nr. 6)	189,82%	5,6	534,40%	45,5
Verbleibende Kosten Biogas nach Abzug Wälzungspauschale (Satz 1, Nr. 8a)				
Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen (Satz 1, Nr. 9)	-3,28%	-2,1	-26,45%	-16,4
Betriebs- und Personalratstätigkeit (Satz 1, Nr. 10)	-23,3%	-0,34	15,91%	0,18
Berufsausbildung und Weiterbildung, Betriebskinder-tagesstätten (Satz 1, Nr. 11)	-8,83%	-0,46	-2,78%	-0,12
Kosten aus Maßnahmen die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen (Satz 2)	2,57%	0,19	20,00%	1,5
Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen/Netzanschlusskostenbeiträgen (Satz 1, Nr. 13)	-57,38%	-1,9	-18,92	-0,26
Summe K dnb abzgl. Auflösung BKZ/NAKB	2,73%	5,1	29,53%	56,3

Quelle: eigene Darstellung.

Analog zu den Angaben für die Gasverteilernetzbetreiber und regionalen Fernleitungsnetzbetreiber sind auch die Angaben aus der Anpassung der Erlösobergrenze 2011 und 2012 für die überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber die von den Netzbetreiber angezeigten Anpassungswerte, für die noch keine abschließende Prüfung durch die Bundesnetzagentur erfolgt ist. Eventuell können sich somit noch Änderungen der hier dargestellten Entwicklung ergeben.

²¹ Die Kosten für die Beschaffung von Treibenergie (volatile Kostenanteile) wurden nicht mit einbezogen, da für diese nur Werte des Jahres 2011 zur Verfügung stehen.

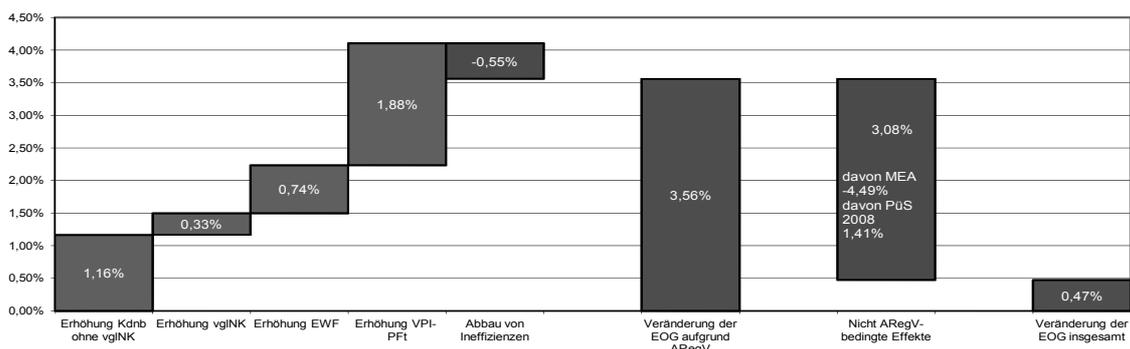
Entwicklung der Erlösobergrenzen der Gasverteilernetzbetreiber und regionalen Fernleitungsnetzbetreiber von 2009 bis 2012

Die Erlösobergrenzen im Gasbereich der Verteilernetzbetreiber und regionalen Fernleitungsnetzbetreiber im vereinfachten als auch der im Regelverfahren des Jahres 2010 sind im Vergleich zu 2009 zunächst um 0,47 % gestiegen, von 2010 zu 2011 jedoch um 0,75 % gesunken und von 2011 auf 2012 um 12,94 % gestiegen. Insgesamt ergibt sich für die Entwicklung des Erlösobergrenzen volumens von 2009 auf 2012 damit ein Anstieg um 12,66 %. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass für die Berechnung der Entwicklung von 2010 bis 2011 die von den Netzbetreibern angezeigten Anpassungen ohne eingehende, abschließende Prüfung verwendet bzw. auf Grundlage der Meldungen Fortschreibungen vorgenommen wurden. Wie auch bzgl. der Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten können sich gegenüber den hier dargestellten Werten im Zeitablauf noch Änderungen ergeben.

Die Entwicklung der Erlösobergrenze von 2009 bis 2012 ist in den folgenden drei Abbildungen dargestellt (Abbildung 18: Entwicklung von 2009 auf 2010, Abbildung 19: Entwicklung von 2010 auf 2011 und Abbildung 20: Entwicklung von 2011 auf 2012).

Abbildung 18

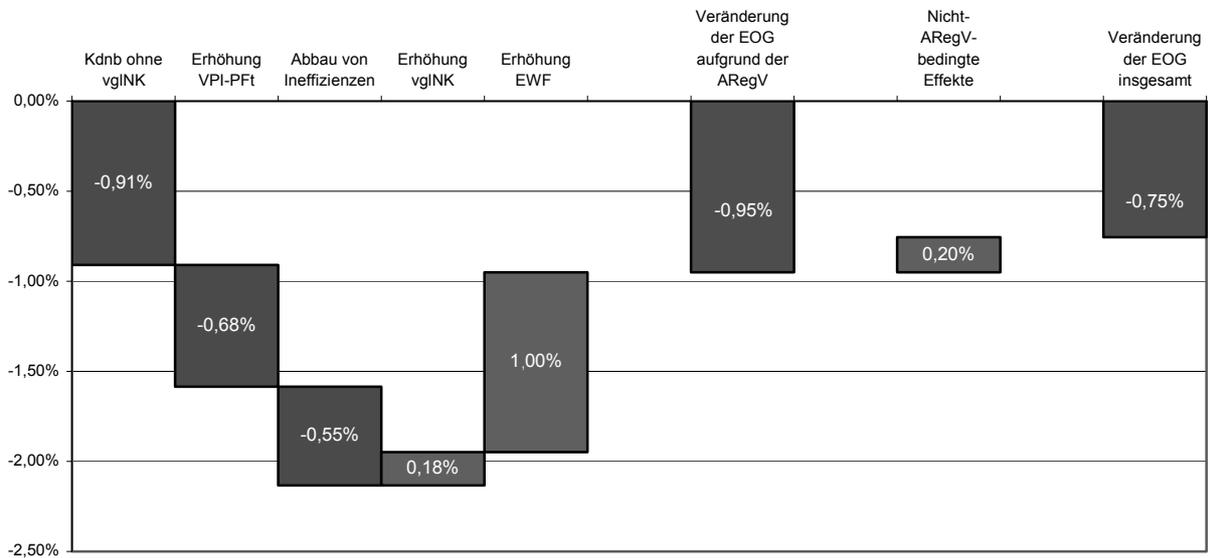
Veränderung der Erlösobergrenzen von den Gasverteilernetzbetreibern und regionalen Fernleitungsnetzbetreibern von 2009 auf 2010.



Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 19

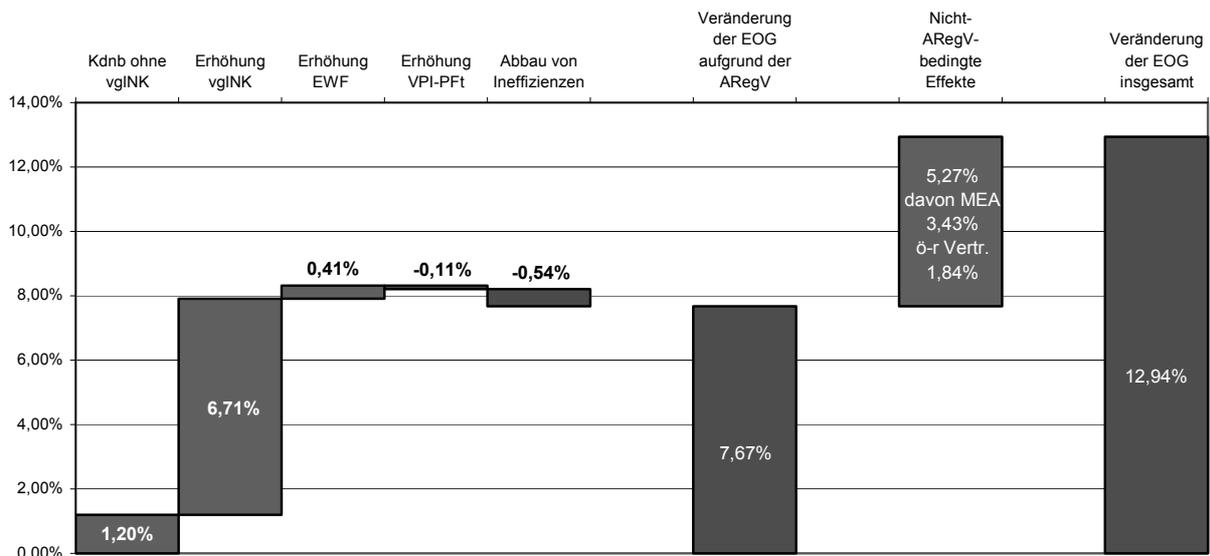
Veränderung der Erlösobergrenzen von den Gasverteilernetzbetreibern und den regionalen Fernleitungsnetzbetreibern von 2010 auf 2011.



Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 20

Veränderung der Erlösobergrenzen von den Gasverteilernetzbetreibern und den regionalen Fernleitungsnetzbetreibern von 2011 auf 2012.



Quelle: eigene Darstellung.

Der Erweiterungsfaktor sowie die Berücksichtigung geänderter Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (als eine Unterposition der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten) haben im Betrachtungszeitraum jeweils zu einem Anstieg der Erlösobergrenze geführt. Beim Erweiterungsfaktor liegt der relative Anstieg zwischen den Jahren 2010 und 2011 mit ca. 1,0 % dabei über dem Anstieg von 2009 bis 2010 mit 0,74 % und dem von 2011 auf 2012 um 0,41 %. Der anhaltende Zuwachs der Position wird auch durch die in der Erlösobergrenze enthaltenen Beträge aus dem Erweiterungsfaktor gemäß Tabelle 8 im Abschnitt 4.2.3 erkennbar. Der Abbau von Ineffizienzen führte im Gegensatz dazu in beiden Betrachtungsperioden zu einem Rückgang der Erlösobergrenzen um jeweils ca. 0,55 %. Eine unstete Entwicklung ist bei der Position der Kosten für die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (ohne Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen) zu erkennen. Hier wurde der Anstieg zwischen 2009 und 2010 um 1,16 % durch das Absinken um 0,91 % von 2010 auf 2011 teilweise kompensiert. Von 2011 auf 2012 ist wiederum ein Anstieg um 1,2 % zu erkennen. Ebenso uneinheitlich entwickelte sich die Wirkung des Verbraucherpreisgesamtwertes (abzüglich des allgemeinen sektoralen Produktivitätsfaktors). Die geringe Inflationsrate der Jahre 2009 und 2010 zeigt sich hier in der negativen Anpassung der Erlösobergrenze 2011 um -0,68 % und 2012 um -0,11 %.

Die Entwicklung der Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (vgl. NK) verlief von 2009 bis 2011 relativ stabil. In der Anpassung der Erlösobergrenze 2012 ist allerdings ein massiver Anstieg zu erkennen (siehe auch den Abschnitt zur Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei Gasnetzbetreibern).

Die verbleibenden Effekte, die Periodenübergreifende Saldierung 2008, die Mehrerlösabschöpfung und die zur Umsetzung der höchstrichterlichen Rechtsprechung geschlossenen öffentlich-rechtlichen Vergleichsverträge, sind als „Sondereffekte“ zu werten, da sie dem System der Anreizregulierung nicht zuzurechnen sind und nur für einen befristeten Zeitraum fortwirken. Der Senkungsbetrag aus der Periodenübergreifenden Saldierung 2008 ist in der Anpassung der Erlösobergrenze von 2009 auf 2010 bereits vollumfänglich berücksichtigt und wirkt in gleicher Höhe im Jahr 2011 fort. Beim Vergleich der Erlösobergrenzen 2010 auf 2011 ergibt sich hieraus daher keine weitere Absenkung. Das erstmalige Entfallen des Abbaubetrags aus der Periodenübergreifenden Saldierung 2008 würde bei einer ähnlichen Darstellung als erlösobergrenzensteigernder Effekt gekennzeichnet werden. Aus dieser Logik heraus führt die Mehrerlösabschöpfung (MEA) von 2010 auf 2011 und 2011 auf 2012 zu einem Anstieg der Erlösobergrenze: das erlösobergrenzendämpfende MEA-Volumen wird im Zeitablauf stetig weiter reduziert werden. Im Jahr 2012 ist der Großteil der MEA entfallen und hat zu einem erheblichen Anstieg der Erlösobergrenzen geführt, ohne dass es sich um einen der Anreizregulierung zuzurechnenden Effekt gehandelt hätte. Weitere Erhöhungen der Erlösobergrenzen ergeben sich insbesondere aus der Umsetzung der höchstrichterlichen Rechtsprechung in Zusammenhang mit dem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor. Der Ausgleich der Ansprüche wurde über öffentlich-rechtliche Vergleichsverträge geregelt. Die sich hieraus ergebenden Annuitäten wirkten erstmals in 2012 auf die Erlösobergrenzen (Anstieg um 1,84%) und je nach der gewählten Annuität auch noch in der 2. Regulierungsperiode fort.

Entwicklung der Erlösobergrenzen der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber von 2010 bis 2012

Im Vergleich zu den Gasverteilernetzbetreibern und regionalen Fernleitungsnetzbetreibern sind die Erlösobergrenzen der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber von 2010 auf 2011 wesentlich stärker gesunken, und zwar um 5,63 %. Maßgeblich hierfür ist einerseits der Senkungsbetrag von 3,45 % der nicht-ARegV bedingten Effekte, also der Mehrerlösabschöpfung, sowie andererseits der Rückgang der volatilen Kostenanteile um 2,59 %. Ebenso senkend wirkte der allgemeine Produktivitätsfaktor (-1,20 %) und der Abbau der Ineffizienzen (-0,02 %). Zu einem relativen Anstieg der Erlösobergrenze von 2010 auf 2011 hat die Erhöhung des Verbraucherpreisgesamtwertes mit 0,35 %, die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (exklusiver vorgelagerter Netzkosten) mit 0,27 % sowie die vorgelagerten Netzkosten mit 1,00 % geführt.

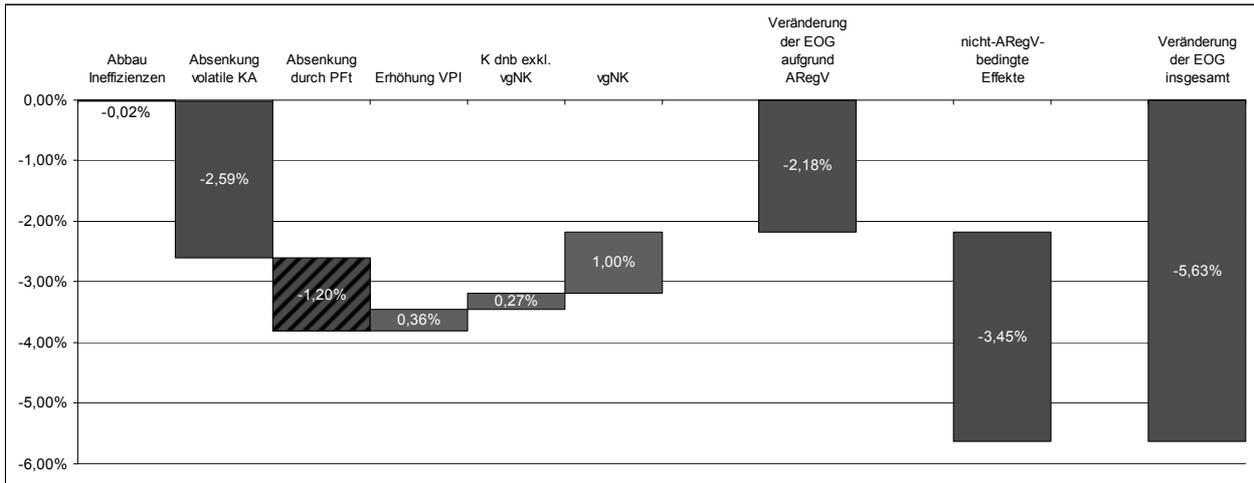
Von 2011 auf 2012 war ein Anstieg der Erlösobergrenzen der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber um 10,59 % festzustellen. Dies liegt zum einen an den Steigerungen der volatilen Kosten (Treibenergie für Verdichterstationen) um 2,08 %, an den Steigerungen der Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen um 1,32 % und den Steigerungen der sonstigen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten um 1,84 %. Insbesondere aber sind hier die nicht-ARegV-bedingten Effekte in Höhe von 5,5 % zu nennen. Diese setzen sich im Jahr 2012 aus dem Wegfall der Mehrerlösabschöpfung (1,12 %) und der Umsetzung der höchstrichterlichen Rechtsprechung im Rahmen der öffentlich-rechtlichen Vergleichsverträge (4,38 %) zusammen.

Die Berechnung der Entwicklung der Erlösobergrenze der Fernleitungsnetzbetreiber beruht wiederum auf den von den Netzbetreibern angezeigten Daten, die noch keiner abschließenden Prüfung unterzogen worden sind.

Eine Darstellung der Entwicklungen der Erlösobergrenzen von 2010 bis 2012 findet sich in den nachfolgenden zwei Abbildungen (Abbildung 21: Entwicklung von 2010 auf 2011, Abbildung 22: Entwicklung von 2011 auf 2012).

Abbildung 21

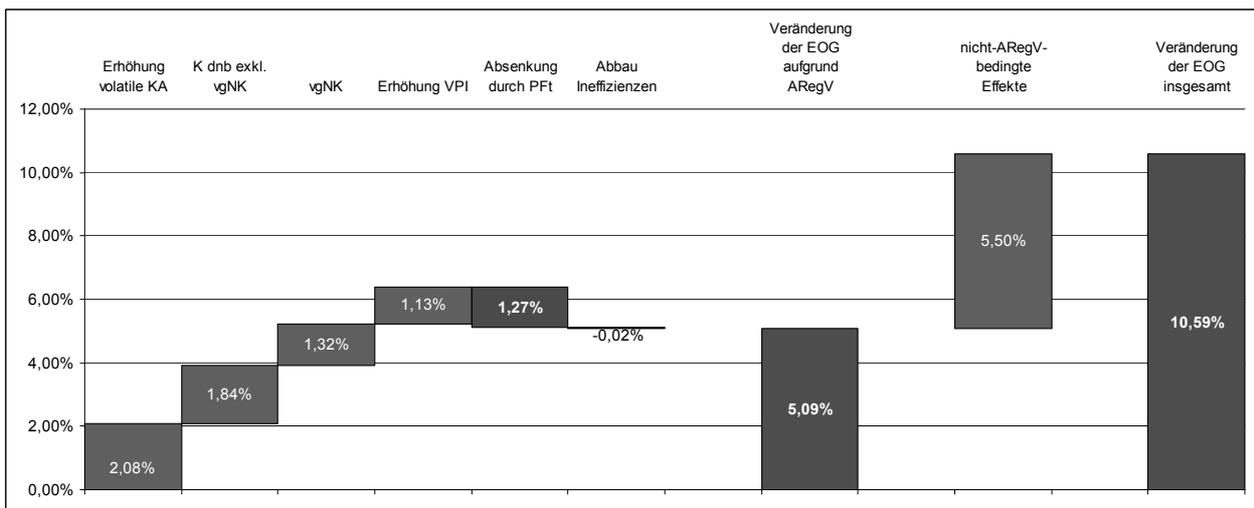
Veränderung der Erlösobergrenzen von den überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern von 2010 auf 2011.



Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung 22

Veränderung der Erlösobergrenzen von den überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern von 2011 auf 2012.



Quelle: eigene Darstellung.

4.2.1.2 Stromnetzbetreiber

Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei Stromverteilernetzbetreibern

Für die Anpassung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile zwischen 2009 und 2010 haben die Stromnetzbetreiber im Regelverfahren in Summe einen Aufwuchs von 6,35 % gemeldet. Dies entspricht bei absoluter Betrachtung einem Anstieg von ca. 291 Mio. €.

Der größte Anteil des Kostenaufwuchses ist auf die Erhöhung der Kosten für die erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen mit 100,0 Mio. € (Anstieg in der Kostenposition um 3,36 %) und die Erhöhung von Kosten aus betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu den Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen mit 98,0 Mio. € (oder 9,60 %) zurückzuführen. Die Kosten aus der Vergütung für dezentrale Einspeisungen nach § 18 StromNEV haben mit 8,29 % bzw. 76,2 Mio. € einen Anstieg in vergleichbarer Höhe verzeichnet. Die Auflösungsbeträge von Baukostenzuschüssen/Netzanschlusskostenbeiträgen sind gegenüber dem Ausgangsniveau (ca. 603 Mio. €) um 27,9 Mio. € (entspricht -4,62 %) zurückgegangen. Dies führt jedoch ebenfalls zu steigenden dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, da die Auflösungsbeträge als Erträge kostendämpfend wirken.

Zwischen 2010 und 2011 sind die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Gegenzug zur Entwicklung aus 2009 / 2010 um ca. 75,8 Mio. € bzw. 1,55 % gesunken. Der Kostenrückgang beruht hauptsächlich auf den gesunkenen Kosten für betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen (Rückgang um ca. 132 Mio. €) und den rückläufigen Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (Rückgang um ca. 100 Mio. €). Bei den Kosten aus Anträgen für genehmigte Investitionsbudgets ist mit einem Anstieg um ca. 88 % eine weiterhin dynamische Entwicklung zu erkennen. Der Anstieg kann durch die weiter zunehmende Inanspruchnahme der Investitionsbudgets sowie die innerhalb der genehmigten Budgets bei Projektfortschritt zunehmenden Aktivierungen von Anlagengütern erklärt werden. Eine neu hinzugekommene Position sind die Kosten aus Maßnahmen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen. Diese gegen mit zusätzlich ca. 180,0 Mio. € in die Erlösobergrenze der Stromverteilernetze ein.

Im Vergleich zum Jahr 2011 sind die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten in 2012 insgesamt um ca. 820,69 Mio. € (17,08 %) angestiegen. Hierbei ist die Erhöhung der Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen mit ca. 493,31 Mio. € (16,56 %) der werthaltigste Kostenanstieg. Daneben haben sich auch die Kosten für betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen um 204,47 Mio. € (20,70 %) im Vergleich zum Vorjahr wieder erheblich erhöht. Auch die Vergütung für dezentrale Einspeisungen nach § 18 StromNEV hat sich in 2012 gegenüber 2011 um 91,07 Mio. € bzw. 9,64 % erhöht. Gegenläufige werthaltige Effekte sind im Jahr 2012 nicht zu erkennen. Lediglich die Betriebssteuern sind mit 1,92 Mio. € um 12,57 % gesunken. Daneben sind die Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen um 0,87 Mio. € (0,15 %) geringfügig zurückgegangen.

Die Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten in den Jahren 2009 bis 2012 bei den Stromverteilernetzbetreibern ist in der nachstehenden Tabelle 5 zusammengefasst.

Tabelle 5

**Veränderung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei Verteilernetzbetreibern
im Strombereich zwischen 2009 und 2012.**

	Veränderung 2009 zu 2010		Veränderung 2010 zu 2011		Veränderung 2011 zu 2012	
	[%]	[Mio. €]	[%]	[Mio. €]	[%]	[Mio. €]
ges. Abnahme- und Vergütungspflichten (Satz 1, Nr. 1)	-66,89%	-22,18	102,70%	11,28	25,37%	5,65
Konzessionsabgaben	25,35%	0,94	9,73%	0,45	31,15%	1,59
Betriebssteuern (Satz 1, Nr. 3)	-4,16%	-0,6	13,00%	1,8	-12,57%	-1,92
Erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen (Satz 1, Nr. 4)	3,36%	100,1	-3,24%	-99,9	16,56%	493,31
Genehmigte Investitionsbudgets nach § 23 ARegV (Satz 1, Nr. 6)		11,7	87,62%	10,2	34,84%	7,62
Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln (Nr. 7)		-0,7	-32,34%	0,2	19,69%	-0,1
Vergütung für dezentrale Einspeisungen nach § 18 StromNEV (Nr. 8)	8,29%	76,2	-4,94%	-49,1	9,64%	91,07
Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen (Abschluss vor 31.12.08) (Satz 1, Nr. 9)	9,60%	98,0	-11,78%	-131,9	20,70%	204,47
Betriebs- und Personalratstätigkeit (Satz 1, Nr. 10)	-2,74%	-1,0	-1,49%	-0,5	1,22%	0,44
Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen (Satz 1, Nr. 11)	0,77%	1,1	-3,79%	-5,6	1,47%	2,09
Pauschalierter Investitionszuschlag	-0,05%	-0,02	-0,17%	-0,07	0,01%	0,004
Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen/ Netzanschlusskostenbeiträgen	-4,62%	-27,9	-1,28%	-7,4	-0,15%	-0,87
Kosten aus Maßnahmen eines Betreibers von Strom- versorgungsnetzen, die einer wirksamen Verfahrens- regulierung unterliegen	--	--	--	179,92	8,67%	15,61
Summe der Veränderung der KAdnb abzgl. BKZ/NAKB	6,35%	291,4	-1,55%	-75,8	17,08%	820,69

Quelle: eigene Darstellung.

Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei Übertragungsnetzbetreibern

Die Übertragungsnetzbetreiber haben zum Jahr 2010 erstmals ihre Erlösbergrenze angepasst. In nachfolgender Tabelle 6 wird die Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile von 2009 bis 2012 abgebildet.

Tabelle 6

Veränderung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei den Übertragungsnetzbetreibern zwischen 2009 und 2012.

	Veränderung 2009 zu 2010		Veränderung 2010 zu 2011		Veränderung 2011 zu 2012	
	[%]	[Mio. €]	[%]	[Mio. €]	[%]	[Mio. €]
ges. Abnahme- und Vergütungspflichten	175,98%	12,40	189,37%	36,85	64,85%	36,51
Betriebssteuern (Satz 1, Nr. 3)	-39,35%	-0,6	274,11%	2,4	-62,08%	-2,04
Genehmigte Investitionsbudgets nach § 23 ARegV (Satz 1, Nr. 6)		55,3	130,03%	71,9	391,03%	497,33
Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen (Abschluss vor 31.12.08) (Satz 1, Nr. 9)	12,78%	10,8	5,13%	4,9	8,3%	8,34
Betriebs- und Personalratstätigkeit (Satz 1, Nr. 10)	-5,61%	-0,3	-6,02%	-0,3	1,65%	0,07
Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen (Satz 1, Nr. 11)	-3,41%	-0,3	0,28%	0,025	-27,40%	-2,48
Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen/Netzanschlusskostenbeiträgen	39,10%	6,4	19,07%	4,4	1,77%	0,49
Kompensationszahlungen im Rahmen des Ausgleichsmechanismus	-74,15%	-31,9	345,55%	38,5	-43,26%	-21,47
Erlöse aus Engpassmanagement	-31,48%	-181,4	58,35%	41,2	-7,00%	-7,82
Kosten aus Maßnahmen eines Betreibers von Stromversorgungsnetzen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen.		1.280,5	0,9%	11,5	-15,47%	-199,87
Summe der Veränderung der KAdnb	764,91%	1.564,8	3,18%	43,31	26,12%	366,66

Quelle: eigene Darstellung.

Insbesondere bedingt durch die erstmalige Berücksichtigung von Kosten, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen, steigen die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten in 2010 gegenüber dem Vorjahr um ca. 1.565 Mio. € an. Die Einbeziehung dieser neuen Kostenkategorie in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bewirkt damit einen einmaligen erheblichen relativen Anstieg um ca. 765 % gegenüber dem Jahr 2009. Zu diesem Anstieg trugen außerdem die Kosten für ab 2010 genehmigte Investitionsbudgets nach § 23 (Nr. 6) ARegV mit ca. 55,3 Mio. € bei. Gesunken sind insbesondere die Erlöse aus Engpassmanagement um ca. 181,4 Mio. € (-31,48 %) und Kompensationszahlungen im Rahmen des Ausgleichsmechanismus um ca. 31,9 Mio. € (-74,15 %).

Von 2010 auf 2011 ist insgesamt ein moderater Anstieg der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten um ca. 43,31 Mio. € zu verzeichnen. Am werthaltigsten ist der Anstieg der Kosten für genehmigte Investitionsbudgets nach § 23 (Nr. 6) ARegV um ca. 71,9 Mio. € (130,03 %). Auch die Kosten aus gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten sind um ca. 36,85 Mio. € (189,37 %) angestiegen. Ebenso erhöhten sich die Kompensationszahlungen im Rahmen des Ausgleichsmechanismus um 38,5 Mio. € (345,55 %). Demgegenüber wirken sich

die um 41,2 Mio. € (58,35 %) gestiegenen Erlöse aus Engpassmanagement mindernd auf die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten aus.

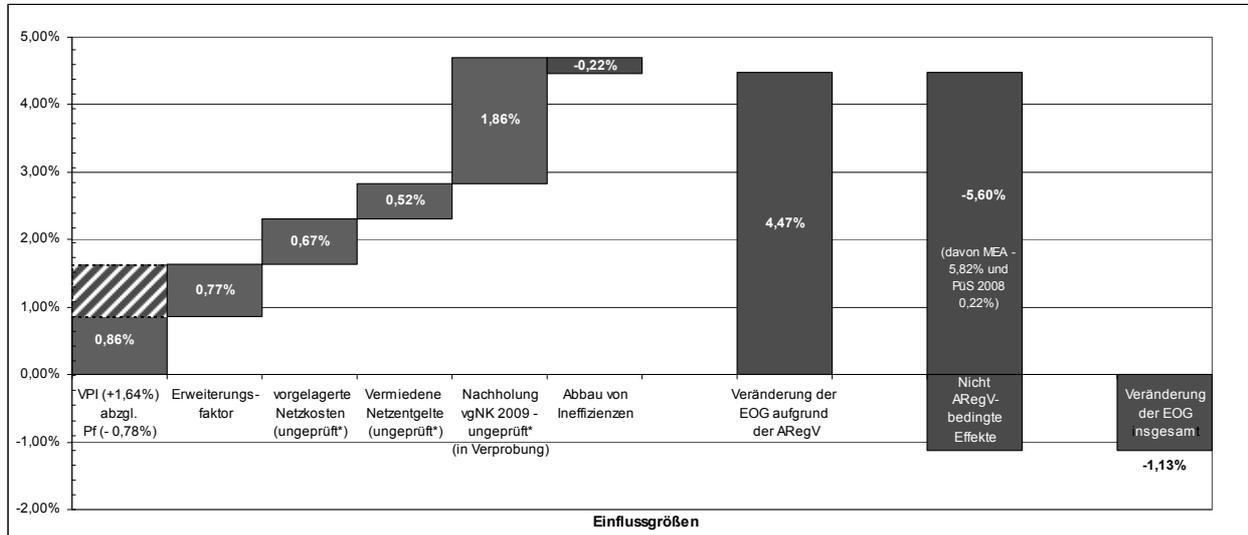
Zwischen 2011 und 2012 sind die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten der Übertragungsnetzbetreiber um 366,66 Mio. € (26,12 %) erheblich angestiegen. Mit einem Zuwachs von 497,33 Mio. € bzw. 391,03 % tragen wie in den letzten beiden Jahren die Kosten für genehmigte Investitionsmaßnahmen maßgeblich zur Erhöhung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bei. Bei den Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen haben die vier Übertragungsnetzbetreiber in 2012 zwei „Jahresscheiben“ in der Erlösbergrenze eines Jahres abgebildet, hier aus 2010 und 2012. Dies ist erfolgt, um die vom Ordnungsgeber angeordnete Vermeidung einer um zwei Jahre zeitversetzten Kostenanerkennung (so genannter „t-2“-Ansatz) umzusetzen. Durch die Zusammenfassung mehrerer Jahresscheiben in einer einzigen Erlösbergrenze entsteht ein scheinbar enormer Zuwachs, der jedoch weitgehend dieser (einmalig auftretenden) zeitlichen Stauchung zuzuschreiben ist. Die vorgezogenen „Jahresscheiben“ entfallen am Ende der Nutzungsdauer. Die Kosten aus gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten sind um 36,51 Mio. € (64,85 %) sichtbar angestiegen. Die Kostensteigerungen auf diesem Gebiet bilden im Wesentlichen Offshorekosten ab. Im Gegenzug sind die Kosten, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen, um 199,87 Mio. € (15,47 %) und die Kompensationszahlungen im Rahmen des Ausgleichsmechanismus um 21,47 Mio. € (43,26 %) gesunken. Die übrigen Positionen unterliegen eher geringfügigen Schwankungen. Der in 2012 zu beobachtende Rückgang der verfahrensregulierten Kosten ist im Wesentlichen auf Rückerstattungen in Höhe von ca. 124 Mio. € für bereits bezahlte Systemdienstleistungen aus der Vergangenheit zurückzuführen.

Entwicklung der Erlösbergrenzen in den Jahren 2009 bis 2012 bei Stromverteilernetzbetreibern

Die Erlösbergrenze im Strombereich sowohl der Netzbetreiber im vereinfachten als auch der im Regelverfahren des Jahres 2010 ist im Vergleich zu 2009 um 4,47 % gestiegen. Dies entspricht einem Betrag von ca. 625,4 Mio. €. Die Anpassung von 2010 auf 2011 hat zu einer weiteren Erhöhung der Erlösbergrenze um 1,50 % oder ca. 219,7 Mio. € geführt. In 2012 ist die Erlösbergrenze in Bezug auf 2011 um weitere 8,25 %, d. h. 1.205 Mio. € angewachsen. Die Entwicklung der Erlösbergrenzen von 2009 bis 2012 für den Strombereich ist in den folgenden drei Abbildungen schematisch dargestellt (Abbildung 23: Entwicklung von 2009 auf 2010, Abbildung 24: Entwicklung von 2010 auf 2011, Abbildung 25: Entwicklung von 2011 auf 2012).

Abbildung 23

Veränderung der Erlöbergrenzen von Verteilernetzbetreibern Strom von 2009 auf 2010.



Quelle: eigene Darstellung.

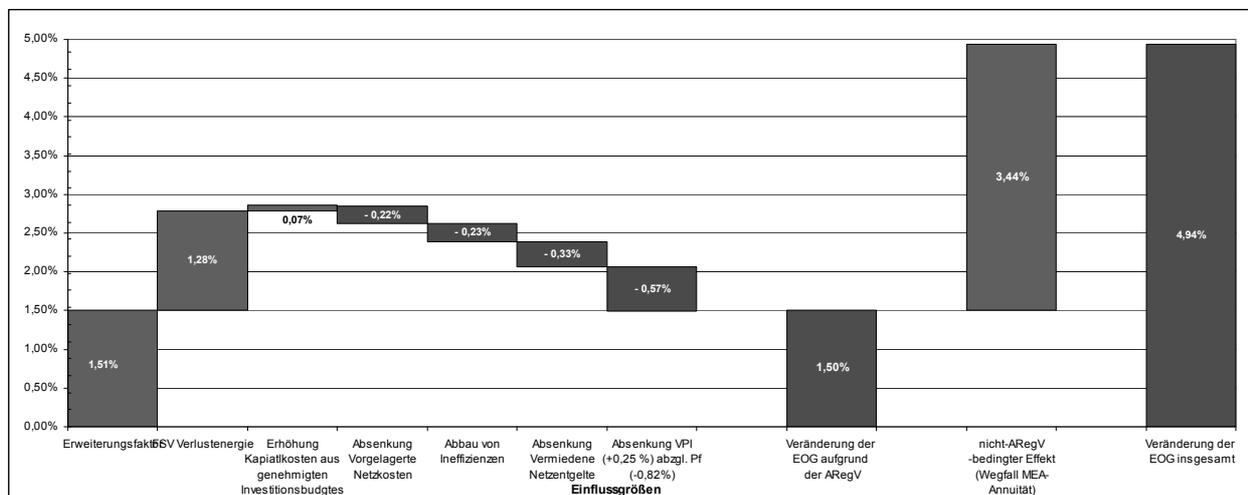
Die Einflussgrößen Verbraucherpreisgesamtindex abzüglich des sektoralen Produktivitätsfaktors, Erweiterungsfaktor, vorgelagerte Netzkosten, vermiedene Netzentgelte und Nachholung vorgelagerter Netzkosten (aufgrund zeitlich versetzter Genehmigungen der Erlöbergrenzen bei den Übertragungsnetzbetreibern) führen jeweils zu einer Erhöhung der Erlöbergrenze in unterschiedlichem Maße. So führt die Anpassung aufgrund des Verbraucherpreisgesamtindex abzüglich des sektoralen Produktivitätsfaktors zu einer Erhöhung der Erlöbergrenze um 0,86 % im Vergleich zur Erlöbergrenze des Jahres 2009. Die Erhöhung der Erlöbergrenze durch einen Erweiterungsfaktor beläuft sich auf 0,77 %. Die Erhöhung der Erlöbergrenze aufgrund der Anpassung der vorgelagerten Netzkosten beträgt 0,67 %, die der vermiedenen Netzentgelte auf 0,52 %. Die Nachholung der vorgelagerten Netzkosten aufgrund zeitlich versetzter Genehmigungen der Erlöbergrenzen bei den Übertragungsnetzbetreibern führt zu einer weiteren Erhöhung der Erlöbergrenze um 1,86 %. Eine Genehmigung nach der Kaskade konnte in diesem Fall nicht immer eingehalten werden. Dem entgegen wirkt der Abbau von Ineffizienzen um 0,22 %.

Als Sondereffekt wirkt zwischen 2009 und 2010 absenkend die Mehrerlösabschöpfung und die Periodenübergreifende Saldierung mit einem Gesamteffekt von 5,6 %. Beide Effekte sind nicht auf die Mechanismen der Anreizregulierung zurückzuführen.

Wie auch bei der Anpassung von 2009 nach 2010 hat zwischen den Jahren 2010 und 2011 die Anpassung bedingt durch den Erweiterungsfaktor mit 1,51 % zum Anstieg der Erlöbergrenzen beigetragen. Weitere Effekte sind die Anerkennung zusätzlicher Kosten für Verlustenergie mit 1,28 % und die Kapitalkosten aus genehmigten Investitionsbudgets mit 0,07 %. Insgesamt machen diese drei Positionen einen Zuwachs von ca. 2,9 % gegenüber dem Jahr 2010 aus. Gegenläufig wirkten die Anpassungen aus der Rückführung der Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen, für vermiedene Netzentgelte, die Anpassung aus dem Verbraucherpreisgesamtindex abzgl. des sektoraler Produktivitätsfaktors (im Vorjahr jeweils noch mit einem Anstieg) sowie aus dem Abbau individueller Ineffizienzen. Die erlösbegrenzensenkenden Faktoren lösten somit einen Rückgang um 1,35 % aus, so dass sich im Gesamteffekt der Anstieg um 1,5 % einstellt.

Abbildung 24

Veränderung der Erlösobergrenzen von Verteilernetzbetreibern Strom von 2010 auf 2011.



Quelle: eigene Darstellung.

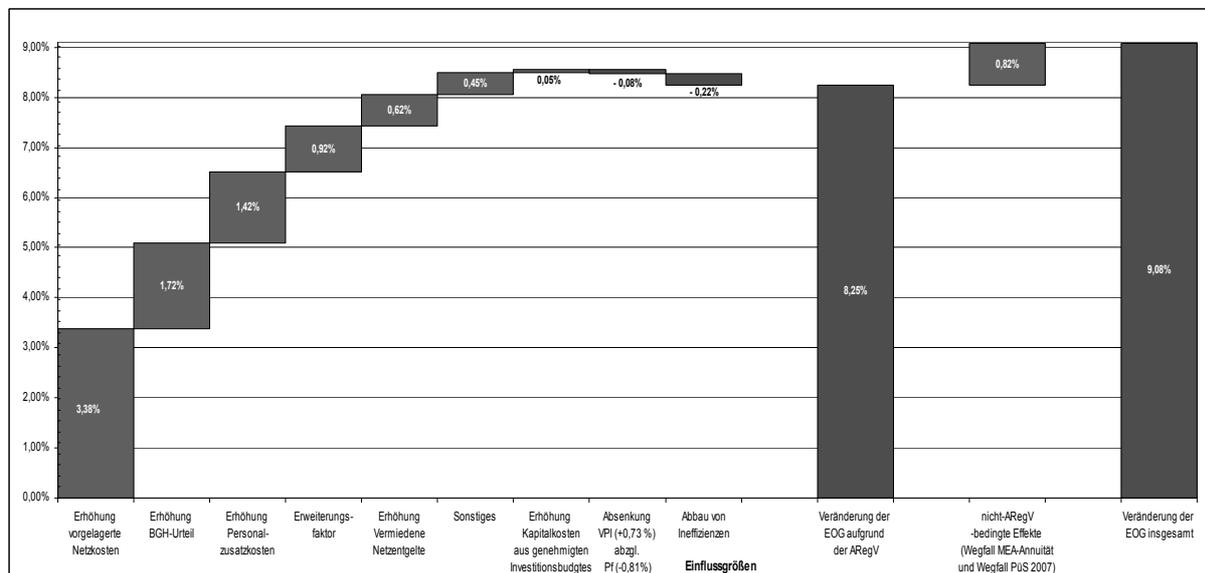
Die Tendenz der letzten beiden Jahre setzt sich auch im Vergleich der Erlösobergrenzen von 2011 auf 2012 fort. In 2012 ist ein deutlicher Anstieg der Erlösobergrenzen zu erkennen. Die Erhöhung der Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen um 3,38 % in 2012 hat hierbei den deutlichsten Einfluss. Sichtbare Auswirkungen auf die Erlösobergrenzen hat bereits seit 2010 der Erweiterungsfaktor, der auch im Jahr 2012 mit 0,92 % zu einer Zunahme der Erlösobergrenze beiträgt. Die Personalzusatzkosten führten in 2012 erstmals mit 1,42 % zu einer Erlösobergrenzenanhebung.

Ein Sondereffekt ist die Steigerung der Erlösobergrenze von 2011 auf 2012 um 1,72 % in Zusammenhang mit der Umsetzung der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs vom 28.06.2011 (BGH, EnVR 34/10 - WEMAG und EnVR 48/10 - EnBW).

Für die verbleibenden Jahre der ersten Regulierungsperiode kann ein Produktivitätsfaktor durch die am 31. Dezember 2011 in Kraft getretene Änderung des EnWG und der ARegV, wie schon bisher in § 9 ARegV und der Regulierungsformel vorgesehen, in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

Abbildung 25

Veränderung der Erlösobergrenzen von Verteilernetzbetreibern Strom von 2011 auf 2012.



Quelle: eigene Darstellung.

Entwicklung der Erlösobergrenzen in den Jahren 2009 bis 2012 bei Übertragungsnetzbetreibern

Die Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber sind von 2009 auf 2010 von ca. 2.641 Mio. € auf ca. 2.194 Mio. € um 16,95 % stark gesunken.

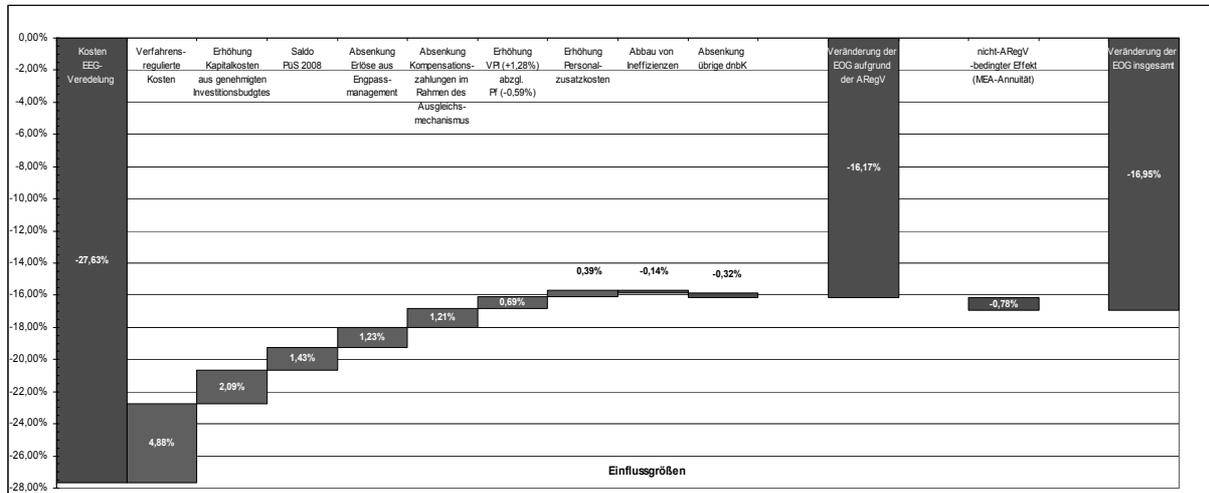
Maßgeblich hierfür ist der Wegfall der Kostenposition EEG-Veredelung mit einem Senkungsbeitrag von 27,63 %, die ab 2010 nicht mehr Bestandteil der Systemdienstleistungskosten bei den Netzbetreibern sind. Die EEG-Veredelungskosten gehen seit 2010 grundsätzlich nicht mehr in die Erlösobergrenze ein, sondern sind ab 2010 in einer Umlage berücksichtigt, die sich unmittelbar im Strompreis niederschlägt. Die gesetzliche Grundlage hierzu ist § 3 Abs. 2 AusglMechV.

Erhöhend auf die Erlösobergrenze 2010 hat sich die Aufnahme von Kosten, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen, mit ca. 4,88 % ausgewirkt. In dieser Kostenposition sind die Kosten der „Freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) Inter TSO Compensation“, der „FSV Engpassmanagement“ sowie der „FSV Systemdienstleistungen“ enthalten. Die FSV Systemdienstleistungen umfasst die Kosten für Regelenergie, Verlustenergie und Redispatch. Diese Kosten waren im Jahr 2009 in geringerer Höhe noch den beeinflussbaren Kosten zugeordnet. Die Erlösobergrenze 2010 ist wesentlich auch durch die Erhöhung der Kapitalkosten aus genehmigten Investitionsbudgets mit 2,09 % angestiegen.

Die Entwicklung der Erlösobergrenze zwischen den Jahren 2009 und 2010 ist in der folgenden Abbildung 26 schematisch dargestellt.

Abbildung 26

Veränderung der Erlösobergrenzen von Übertragungsbetreibern von 2009 auf 2010.

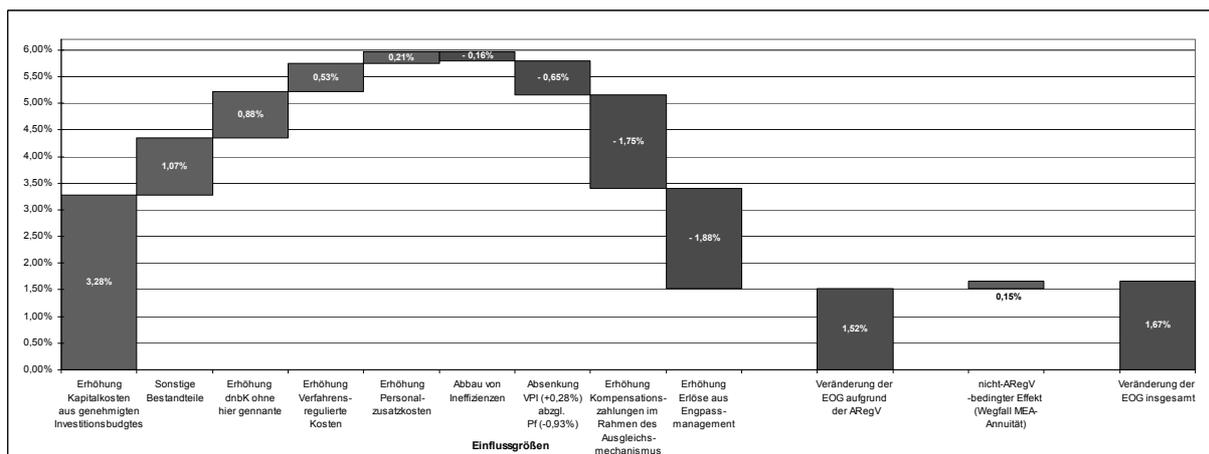


Quelle: eigene Darstellung.

Zwischen 2010 und 2011 sind die Erlösobergrenzen der Übertragungsbetreiber lediglich moderat von ca. 2.194 Mio. € auf ca. 2.230 Mio. € um 1,67 % angestiegen (vgl. hierzu die schematische Darstellung der Entwicklung aus Abbildung 27). Treiber hierfür ist insbesondere die Erhöhung der Kapitalkosten aus genehmigten Investitionsbudgets (3,28 % der Erlösobergrenzen). Senkend auf die Erlösobergrenzen wirkten insbesondere der Rückgang der Kompensationszahlungen im Rahmen des Ausgleichsmechanismus (-1,75 %) und die Erhöhung der Erlöse aus Engpassmanagement (-1,88 %).

Abbildung 27

Veränderung der Erlösobergrenzen der Übertragungsbetreiber von 2010 auf 2011.



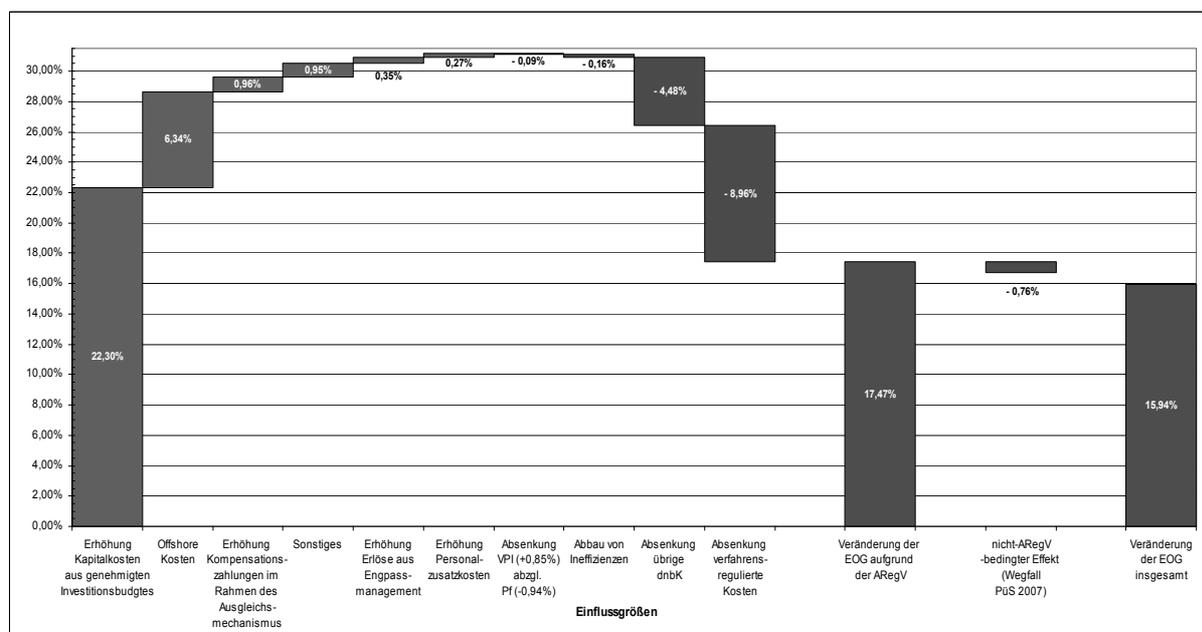
Quelle: eigene Darstellung.

Von 2011 auf 2012 sind die Erlösobergrenzen der Übertragungsbetreiber sehr deutlich um 17,47 % bzw. 389,6 Mio. € angestiegen. Die Erhöhung der Kapitalkosten aus genehmigten Investitionsbudgets um 22,30 % ist hier der ausschlaggebende Faktor für die Steigerung. Eine werthaltige Erhöhung der Erlösobergrenzen in 2012 ergibt sich auch aus den Offshore-Kosten, die in 2012 um 6,34 % angestiegen sind.

Absenkende Effekte resultieren aus dem Rückgang der verfahrensregulierten Kosten um 8,96 % und der übrigen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten um 4,48 %.

Abbildung 28

Veränderung der Erlösobergrenzen von den Übertragungsnetzbetreibern von 2011 auf 2012.



Quelle: eigene Darstellung.

Die Berechnung der Entwicklung der Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber beruht auf den von den Netzbetreibern angezeigten Daten, die noch keiner abschließenden Prüfung unterzogen worden sind.

Vorläufige Bewertung aufgrund der bislang vorliegenden Erfahrungen

Für einige Anpassungspositionen im Strom- und Gasbereich (Erweiterungsfaktor, Mehrerlösabschöpfung, Mehr- oder Mindererlöse, Verbraucherpreisgesamtindex) liegen eindeutige Vorgaben bzw. Beschlüsse vor. Dennoch kam es bei der Gegenüberstellung der Angaben des Netzbetreibers und denen der Bundesnetzagentur regelmäßig zu Abweichungen. Im Falle der Mehr- oder Mindererlöse wurden von mehreren Netzbetreibern die Mehr- oder Mindererlöse aus den Jahren 2006 und 2007 den Mehr- oder Mindererlösen des Jahres 2008 hinzugerechnet. Auch haben einige Netzbetreiber häufig nicht auf den von der Bundesnetzagentur im Beschluss angegebenen Wert sondern auf ihren eigenen errechneten Wert abgestellt, was zwangsläufig zum Ausweis von Differenzen der angepassten Erlösobergrenze führte. Bei der Gegenüberstellung des Anpassungsbetrags aufgrund eines Erweiterungsfaktors für das Jahr 2010 kam es in fast allen Fällen zu einer Abweichung, da der Anpassungsbetrag mit dem endgültigen Wert des Verbraucherpreisgesamtindex des Jahres 2008 von der Bundesnetzagentur neu berechnet wurde. Der vorläufig von der Bundesnetzagentur angesetzte Verbraucherpreisgesamtindex für das Jahr 2008 (106,25) war in den Beschlüssen zum Erweiterungsfaktor niedriger als der endgültig ermittelte Verbraucherpreisgesamtindex des Statistischen Bundesamtes für das Jahr 2008 (106,6). Folglich war der durch die Bundesnetzagentur ausgewiesene Anpassungsbetrag höher als der durch den Netzbetreiber angegebene.

Ein Problem stellt die Berücksichtigung von Netzübergängen gemäß § 26 Abs. 1 und 2 ARegV dar. Netzübergänge, die im Jahr vor der Anpassung der Erlösobergrenze zum 01.01. eines Jahres stattgefunden haben, können bei der Anpassung bereits berücksichtigt werden. Jedoch sind die Netzübergänge häufig noch nicht beschieden worden, weshalb eine Berücksichtigung letztendlich nicht stattfinden kann bzw. zeitlich verzögert wird.

Hinsichtlich der Prüfung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile stellte die Auflösung von Baukostenzuschüssen und Netzanschlusskostenbeiträgen ein Problem dar, da diese seit 2003 steuerrechtlich aktivisch ab-

setzbar sind und dieses Vorgehen durch die Netzbetreiber vielfach angewendet wurde. Gemäß § 9 GasNEV bzw. § 9 StromNEV sind diese Positionen von den Netzbetreibern kalkulatorisch über 20 Jahre aufzulösen. Auf Grund der hiervon abweichenden handelsrechtlichen Nutzungsdauern der Anlagegüter kam es in der Vergangenheit deshalb zu Differenzen.

Des Weiteren ist im Rahmen der Prüfung vermehrt festgestellt worden, dass Kostenpositionen, die nicht Bestandteil des Ausgangsniveaus waren, im Nachhinein den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zugeordnet und angepasst wurden, obwohl dies nicht zulässig ist. Kosten, die im Ausgangsniveau nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten qualifiziert wurden, sind grundsätzlich innerhalb der Regulierungsperiode nicht anpassbar. Vielmehr käme es im Rahmen einer Anpassung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu einer Mehrfachberücksichtigung, da diese Kosten als beeinflussbare bzw. vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten bereits im Ausgangsniveau berücksichtigt sind.

4.2.2 Regulierungskonto nach § 5 ARegV

Da der Netzbetreiber zur Bildung seiner Netzentgelte regelmäßig auf Mengenprognosen des zukünftigen Energieabsatzes angewiesen ist und dieser durch eine Vielzahl von Faktoren beeinflusst wird, wie z. B. Temperaturen oder die konjunkturelle Entwicklung, ergeben sich notwendigerweise regelmäßig Abweichungen zwischen den erzielten Erlösen und der genehmigten Erlösobergrenze. Um dieses Mengenrisiko des Netzbetreibers auszuschließen, werden die Abweichungen der sich am Jahresende ergebenden Erlöse von den zulässigen Erlösen über den Zeitraum einer Regulierungsperiode auf einem Regulierungskonto verbucht und im Verlauf der nächsten Regulierungsperiode abgebaut.

Die gesetzlichen Regelungen zum Regulierungskonto finden sich in § 5 ARegV. Die Positionen des Regulierungskontos ergeben sich aus dem Anwendungsbereich des § 5 Abs. 1 ARegV und betreffen die Erlösdifferenz (§ 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV), die Differenz aus den tatsächlichen und den in der Erlösobergrenze enthaltenen Kosten

- aus erforderlicher Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen,
- aus vermiedenen Netzentgelten im Sinne des § 18 der StromNEV,
- mit nachfolgenden Änderungen der ARegV (Stand: 20.07.2012) aus den Kosten für die Nachrüstung von Wechselrichtern nach § 11 Abs. 2 Nr. 5 ARegV, für genehmigte Investitionsmaßnahmen gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 6 ARegV und volatilen Kosten im Sinne des § 11 Abs. 5 ARegV (§ 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV)

sowie die Differenz aus den bei effizienter Leistungserbringung entstehenden tatsächlichen und den in der Erlösobergrenze enthaltenen Kosten für Messstellenbetrieb und Messung (§ 5 Abs. 1 Satz 3 ARegV). Die Führung des Regulierungskontos obliegt der Regulierungsbehörde.

Der § 5 Abs. 2 regelt die Verzinsung von Differenzbeträgen auf dem Regulierungskonto. Der Zinssatz richtet sich analog zu § 7 Abs. 4 der Stromnetzentgeltverordnung und § 7 Abs. 4 der Gasnetzentgeltverordnung nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten.

Der § 5 Abs. 3 ARegV sieht vor, dass in den Fallkonstellationen, in denen die von einem Netzbetreiber tatsächlich erzielten Erlöse seine durch die Regulierungsbehörde festgelegten zulässigen Erlöse übersteigen, der Netzbetreiber bei Überschreitung der in § 5 Absatz 3 ARegV genannten Schwellenwerte von 5 % dazu verpflichtet ist, seine Netzentgelte nach Maßgabe des § 17 ARegV anzupassen, also abzusenken. Liegen hingegen die tatsächlich erzielten Erlöse eines Netzbetreibers um mehr als 5 % unter den von der Regulierungsbehörde festgelegten zulässigen Erlösen, so hat der Netzbetreiber das Recht nach Maßgabe des § 17 ARegV anzupassen, also zu erhöhen.

Im letzten Jahr der ersten Regulierungsperiode wird dann gemäß § 5 Abs. 4 ARegV der Saldo des Regulierungskontos für die vorangegangenen Kalenderjahre ermittelt. Der Ausgleich des Saldos erfolgt durch gleichmäßig über die folgende Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge.

In Bezug auf das Verständnis wie auch das Vorgehen bei der Ausgestaltung und Handhabung des Regulierungskontos haben die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden gemeinsam ein Dokument „Erläuterungen der Regulierungsbehörden zur Bestimmung des Regulierungskontosaldos“ veröffentlicht und letztmalig am 24.05.2011 aktualisiert.

Gemäß § 28 Nr. 2 ARegV sind für die Führung des Regulierungskontos nach § 5 ARegV die notwendigen Daten jeweils zum 30.06. des darauf folgenden Kalenderjahres der Regulierungsbehörde vorzulegen. Der Erhebungsbogen hierzu ist im Internet veröffentlicht.

Gemäß § 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV ist die Differenz zwischen den nach § 4 ARegV zulässigen Erlösen und dem vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen jährlich auf dem Regulierungskonto zu verbuchen.

Im Elektrizitätsbereich wird im Sinne des Wortlauts der Verordnung auf die die tatsächlich durchgeleitete Menge abgestellt, während aufgrund von Schwierigkeiten bei der Mengvalidierung im Gasbereich die dem jeweiligen Geschäftsjahr zurechenbaren Erlöse im Erhebungsbogen von den Netzbetreibern abgefragt und zur Ermittlung des Differenzbetrags herangezogen werden. Die durch den Netzbetreiber zur Führung des Regulierungskontos gemäß § 28 Nr. 2 ARegV übermittelten Daten werden durch die Bundesnetzagentur geprüft und gegebenenfalls nach Rücksprache mit dem Netzbetreiber korrigiert. Im Anschluss ermittelt die Bundesnetzagentur die Differenzbeträge gemäß § 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV, die im Regulierungskonto verbucht werden.

Alle Buchungen auf dem Konto des Netzbetreibers (also Eintragungen in das Regulierungskonto) erfolgen zum 31.12. des entsprechenden Jahres (Wertstellung). Aus dem Anfangsbestand des Vorjahres und der Summe der Einzelbuchungen des betrachteten Jahres ergibt sich somit ein Endbestand zum 31.12. des Betrachtungsjahres. Neben dem fortlaufenden Kontoauszug mit der Information, ob eine Anpassung der Netzentgelte gemäß § 5 Abs. 3 ARegV zum 01.01. des Folgejahres notwendig ist, wird den Netzbetreibern zudem das Ergebnis der Differenzbeträge und deren Eingangsgrößen in Anlagenform dokumentiert.

Im Gasbereich belief sich der Regulierungskontosaldo zum 31.12.2009 über alle Netzbetreiber auf rund 16 Mio. €. Bei 33 Netzbetreibern ergab sich aufgrund der die nach § 4 zulässigen Erlöse um mehr als 5 % übersteigenden tatsächlich erzielten Erlöse eine Anpassung der Netzentgelte zum 01.01.2011. Eine Anpassung aufgrund einer Unterschreitung um mehr als 5 % war in 44 Fällen möglich.

Im Kalenderjahr 2010 zeigte sich durch witterungsbedingte Mehrerlöse ein erheblicher Aufwuchs der Regulierungskontosalden. Durchschnittlich überstiegen die Erlöse der Gasnetzbetreiber ihre Erlösobergrenzen um 8,63 %, die Differenz betrug 347,5 Mio. €. Dadurch waren 178 Unternehmen zur Absenkung ihrer Netzentgelte verpflichtet, nur acht konnten aufgrund von Mindererlösen ihre Netzentgelte erhöhen. Dieser Effekt hatte auch erhebliche Auswirkungen auf die Netzentgelte 2012. Auch hier gilt der Hinweis auf den vorläufigen Charakter der Daten des Jahres 2010, die in der hier vorliegenden Form aus den Angaben der Netzbetreiber übernommen und bislang keiner umfassenden Prüfung unterzogen wurden.

Der Regulierungskontosaldo im Strombereich belief sich zum 31.12.09 über alle Netzbetreiber auf rund 611 Mio. €. In Summe unterschritten die erzielten Erlöse die zulässigen Erlöse. Vier Netzbetreiber hatten zwingend eine Anpassung der Netzentgelte zum 01.01.10 vorzunehmen, da die tatsächlich erzielten Erlöse die nach § 4 ARegV zulässigen Erlöse um mehr als 5 % überstiegen. Eine Anpassung aufgrund einer Unterschreitung der zulässigen Erlöse war in 67 Fällen möglich.

Zum 31.12.2010 wies der Saldo im Strombereich über alle bisher ausgewerteten Regulierungskonten der Netzbetreiber (ca. 55 % der Netzbetreiber) rund 71 Mio. € aus. Die erzielten Erlöse der Stromnetzbetreiber waren weiterhin insgesamt geringer als die zulässigen Erlöse. Bei 24 Netzbetreibern ergab sich in Folge einer Überschreitung der zulässigen Erlöse um mehr als 5 % eine Anpassung der Netzentgelte zum 01.01.2011. Eine Anpassung aufgrund einer Unterschreitung war in 12 Fällen möglich.

Aufgrund der Tatsache, dass im Gasbereich auf die Gewinn- und Verlustrechnung des Tätigkeitsabschlusses des Netzbetreibers abgestellt wird, ist es im Rahmen der Prüfung notwendig, unsachgemäße oder netzentgeltfremde Sachverhalte in den Tätigkeitsabschlüssen zu bereinigen. Bspw. besteht handelsrechtlich die Möglichkeit, bei die Erlösobergrenze übersteigenden Ist-Erlösen die Differenz einer Rückstellung zuzuführen, deren Zuführungsaufwand von den Umsatzerlösen abgezogen wird. In der Folge würde in dem beispielhaft genannten Fall der Umsatzerlös im Sinne des Regulierungskontos nicht sachgerecht, d. h. zu niedrig angesetzt. Damit käme es zu einem nicht gerechtfertigten Aufwuchs des Regulierungskontosaldos zugunsten des Netzbetreibers. Als Reaktion auf die bestehenden Unschärfen wurden durch die Bundesnetzagentur zum Regulierungskontoauszug des Jahres 2009 sowie der dazugehörigen Anlagen Hinweisschreiben versendet. Hierin wurden Hinweise zur sachgerechten Befüllung gegeben und den Netzbetreibern mit einem Antwortbogen die Möglichkeit gegeben, Korrekturen geltend zu machen. Diese wurden durch die Bundesnetzagentur aufgenommen und im Nachgang korrigierte Regulierungskontoauszüge nebst Anlagen versendet.

Um diese aufgrund handelsrechtlicher Gestaltungsmöglichkeiten aufkommenden Besonderheiten besser identifizieren und prüfen zu können, wurde für die Abrechnung des Regulierungskontos 2010 ein neuer Erhebungsbogen konzipiert und am 24.05.2011 den Gasnetzbetreibern zur Verfügung gestellt.

Im Strombereich wurde bei der Prüfung des Regulierungskontos auf die tatsächliche Berechnung des Produktes aus Menge und Preis abgestellt. Die Mehr-/Mindermengenabrechnung ist im Strombereich eine sachgerechte Methode, die Umsatzerlöse (Produkt aus tatsächlicher Menge und Preis) mit der verprobten Erlösobergrenze (Produkt aus geplanter Menge und Preis) abzugleichen. Weiterhin erfolgte ein Abgleich der Ansätze in der Erlösobergrenze bei den vorgelagerten Netzkosten und vermiedenen Netzentgelten mit den jeweiligen tatsächlichen Kosten.

4.2.3 Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV

Verteilernetzbetreiber können gemäß § 4 Abs. 4 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV eine Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund der Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors beantragen. Der Erweiterungsfaktor 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 Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe liegt vor, wenn sich die in § 10 Abs. 2 Satz 2 ARegV genannten Parameter dauerhaft und in erheblichem Umfang ändern. Nicht erfasst sind hiervon Übergänge von anderen Netzen. Hier ergeben sich die neuen Erlösobergrenzen ausschließlich nach § 26 ARegV. Des Weiteren sind hiervon die wälzungsfähigen Kosten nach § 20b GasNEV für Biogasanlagen und die Kosten gemäß § 5 Abs. 1 Satz 3 ARegV nicht erfasst. Die Netzbetreiber konnten erstmals zum 30.06.2009 einen Antrag auf Genehmigung eines Erweiterungsfaktors stellen. Die Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund der Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors erfolgt zum 01.01. des Folgejahres.

§ 10 ARegV zum Erweiterungsfaktor und § 23 Abs. 6 ARegV zu den Investitionsbudgets sind auf Sachverhalte, welche durch die Erweiterungsfaktorformel abbildbar sind, nicht kumulativ anwendbar. Dies ergibt sich aus dem Wortlaut der Bundesratsdrucksache 417/07: „Da in Verteilernetzen Erweiterungsinvestitionen grundsätzlich durch den Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV berücksichtigt werden, finden Investitionsbudgets nur in den Fällen Anwendung, in denen der Erweiterungsfaktor nicht greift.“²² Hieraus folgt, dass § 23 Abs. 6 ARegV dem § 10 ARegV nachrangig ist. Der Netzbetreiber hat somit kein Wahlrecht, ob er bezogen auf eine Erweiterung einen Antrag gem. § 4 Abs. 4 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV oder einen Antrag gem. § 23 Abs. 6 ARegV stellen möchte. Der § 23 Abs. 6 ARegV ist lediglich auf Erweiterungsmaßnahmen anwendbar, die durch den Erweiterungsfaktor nicht abbildbar sind. § 23 Abs. 6 ARegV stellt diesbezüglich eine Auffangregelung dar.

Im Rahmen des Antragsverfahrens wurden den Netzbetreibern in Abstimmung mit den Landesregulierungsbehörden und nach Konsultation mit der Branche durch die Bundesnetzagentur erstmalig am 02.06.2009 Erhebungsbögen sowie ein Leitfaden zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrages auf Erweiterungsfaktor zur Verfügung gestellt. Diese wurden und werden kontinuierlich weiter entwickelt und den Netzbetreibern mit ausreichendem zeitlichen Vorlauf zur Verfügung gestellt.

In einem ersten Schritt wird durch die Bundesnetzagentur geprüft, ob die Antragstellung inhaltlich bestimmt sowie form- und fristgerecht durch den antragsberechtigten Netzbetreiber erfolgte. Bezüglich der Nachhaltigkeit der Veränderung der Versorgungsaufgabe wird in einem zweiten Schritt überprüft, ob sich die Versorgungsaufgabe erheblich verändert hat. Dies bedeutet, dass auf Basis der angegebenen Investitionen des antragsberechtigten Netzbetreibers im Zeitraum nach dem 31.12.2006 bis zum 30.06. des Antragsjahres durch die Bundesnetzagentur zunächst geprüft wird, inwieweit es sich um Erweiterungsinvestitionen handelt. Insbesondere Ersatz- und Umstrukturierungsmaßnahmen erfüllen nicht die Anforderungen gemäß § 4 Abs. 4 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV, denn der Erweiterungsfaktor soll ausschließlich sicherstellen, dass Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die sich bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers im Laufe der Regulierungsperiode ergeben, bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

In der Folge ist zu ermitteln, ob die Erweiterungsinvestitionen nach dem Basisjahr die jährlichen Gesamtkosten der Antragstellerin nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile um mindestens 0,5 % (Erheblichkeitsschwelle) erhöht haben. Hierfür werden aus den Erweiterungsinvestitionen auf Basis der StromNEV bzw. GasNEV die jährlichen Kosten der Erweiterungsinvestitionen berechnet, wobei keine jahres-

²² Bundesratsdrucksache 417/07, S. 68.

scharfe Ermittlung vorgenommen wird, sondern unabhängig vom Aktivierungszeitpunkt auf das erste Jahr mit einem Anfangsbestand in Höhe der vollen Anschaffungs- und Herstellungskosten und einem Endbestand in Höhe der vollen Anschaffungs- und Herstellungskosten abzüglich einer Jahresabschreibung abgestellt wird. Die Bundesnetzagentur behält sich eine tiefer gehende Kostenprüfung, insbesondere im Falle nicht plausibler Angaben, vor. Dafür ist eine Kostenkalkulation nach StromNEV bzw. GasNEV zur Vorlage bei den Regulierungsbehörden vorzuhalten. Sofern die Erheblichkeitsschwelle durch die Antragstellerin nicht erreicht wird, ist der Antrag abzulehnen. In diesen Fällen wird der Antragstellerin das Ergebnis der Erheblichkeitsprüfung u. a. in Anlagenform im Beschluss dokumentiert.

Sofern durch die Bundesnetzagentur eine erhebliche Veränderung der Versorgungsaufgabe festgestellt wird, werden in einem dritten Schritt die Parameterangaben der Antragstellerin plausibilisiert. Die Prüfung umfasst die Angaben im Basisjahr wie auch die Angaben am aktuellen Rand (spätester Zeitpunkt ist der 30.06. eines Antragsjahres). Es werden durch die Bundesnetzagentur ausschließlich Ist-Angaben berücksichtigt. Die Nachweise zu den einzelnen Parameterangaben werden entsprechend den Vorgaben im Leitfaden durch die Bundesnetzagentur überprüft. Anlage 2 zu § 10 ARegV sieht zudem vor, dass sich der bei der Bestimmung der Erlösobergrenze zu berücksichtigende Erweiterungsfaktor für das gesamte Netz als gewichteter Mittelwert über alle Netzebenen, für die vorab jeweils ein eigener Faktor errechnet wird, ergibt. Die Gewichtung wird durch die Bundesnetzagentur ermittelt und zusammen mit den Parameterveränderungen innerhalb der jeweiligen Netzebenen der Erweiterungsfaktor für das gesamte Netz berechnet. Es findet zur Bestimmung der Höhe des anerkenungsfähigen Erweiterungsfaktors die Formel gemäß Anlage 2 zu § 10 ARegV Anwendung. Der so bestimmte Erweiterungsfaktor wird zusammen mit den angesetzten Parameterveränderungen und Gewichtungsfaktoren im Beschluss detailliert in Anlagenform dargelegt.

In einem vierten Schritt wird der Erweiterungsfaktor von der Bundesnetzagentur in die in der in Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltenen Regulierungsformel eingesetzt. Dabei werden die Anpassungen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gem. § 4 Abs. 3 i.V.m. § 11 Abs. 2 ARegV und des VPI, nicht mit berücksichtigt, da diese von der Antragstellerin selbst anzupassen sind und nicht von der Regulierungsbehörde. Hiernach hat die Beschlusskammer die Anpassung der Erlösobergrenze aus der Differenz der im Jahr 2009 festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Antragstellerin und der sich nunmehr unter Berücksichtigung des anerkenungsfähigen Erweiterungsfaktors ergebenden Erlösobergrenzen errechnet. Um diese Differenzwerte wurden abschließend die verbleibenden Erlösobergrenzen der restlichen Jahre der Erlösobergrenze erhöht. Die Anpassung der Erlösobergrenzen wird längstens für die gesamte verbleibende Regulierungsperiode ausgesprochen. Der Netzbetreiber kann den Erweiterungsfaktor jährlich neu beantragen, muss dies aber nicht. Die Anpassung der Erlösobergrenze wird dem Netzbetreiber ebenfalls in Anlagenform dargestellt.

Tabelle 7 erfasst die Daten zu den Anträgen zum Erweiterungsfaktor für Strom- und Gasnetzbetreiber aus den Jahren 2009 bis 2011. Die Anträge entfalten bei erfolgreicher Bescheidung jeweils Wirkung auf die Erlösobergrenze des Folgejahres.

Die Spalte „Anzahl der Anträge“ erfasst die Anzahl der zu einem Antragszeitpunkt bei der Bundesnetzagentur eingegangenen Anträge. Zu beachten ist bei der Interpretation dieser Zahl, dass es sich hierbei jeweils nur um Anträge von Netzbetreibern handelt, die bislang noch keinen Antrag auf Erweiterungsfaktor gestellt hatten sowie um Neuansprüche bei Änderung der dem Altantrag zu Grunde liegenden Parameterwerte. Altanträge ohne Anpassungen laufen während der Regulierungsperiode hingegen ohne erneute Antragsverfahren fort und werden in den Zeilen der Folgejahre nicht mehr erfasst. Aufgrund dieser Systematik nimmt die Zahl der Anträge sowohl im Strom- als auch im Gasbereich von 2009 bis 2011 jeweils ab.

Die Spalten „Maximaler Erweiterungsfaktor“ und „Minimaler Erweiterungsfaktor“ geben jeweils die aus den Anträgen eines Antragszeitpunktes resultierenden Extremwerte wieder. Im gleichen sachlichen Zusammenhang sind die in den folgenden Spalten „Maximaler Anpassungsbetrag“ und „Minimaler Anpassungsbetrag“ enthaltenen Beträge, um welche die Erlösobergrenzen eines Netzbetreibers aufgrund eines Erweiterungsfaktoranschlages anzupassen war, zu verstehen. Hierbei ist zu beachten, dass der maximale oder minimale genehmigte Erweiterungsfaktor nicht zwangsläufig zum maximalen oder minimalen Anpassungsbetrag führt. Der Anpassungsbetrag ergibt sich vielmehr aus dem Produkt des Erweiterungsfaktors und den beeinflussbaren und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen der Erlösobergrenze. Auch ein vergleichsweise geringer Erweiterungsfaktor kann bei Netzbetreibern mit relativ großer Erlösobergrenze zu einem hohen Anpassungsbetrag führen. Insgesamt zeigt sich im Zeitablauf für den maximalen Erweiterungsfaktor eine relativ große Spreizung, für den minimalen Erweiterungsfaktor liegen die Werte von 2009 bis 2011 hingegen erwartungsgemäß nahe bei 1. Bzgl. des minimalen Anpassungsbetrages zeigt sich, dass die Anträge zum Teil materielle Auswirkungen in vergleichs-

weise geringem Umfang haben (vgl. hierzu den minimalen Anpassungsbetrag im Strombereich aus dem Jahr 2009 mit 830 €).

Tabelle 7

Anträge auf Erweiterungsfaktoren aus den Jahren 2009 bis 2011 im Strom- und Gasbereich.

Antragsdatum	Anzahl Anträge	Maximaler Erweiterungsfaktor	Minimaler Erweiterungsfaktor	Maximaler Anpassungsbetrag	Minimaler Anpassungsbetrag	Anpassungsbetrag - insgesamt
Strom 30.06.2009	133	2,5234	1,0014	19,64 Mio €	830 €	116,4 Mio. €
Strom 30.06.2010	111	1,2638	1,0024	59,7 Mio €	7.093 €	317,6 Mio. €
Strom 30.06.2011	105	1,2954	1,0029	28,3 Mio €	21.955 €	171,9 Mio. €
Gas 30.06.2009	77	1,0717	1,0015	3,30 Mio. €	4.000 €	29,76 Mio. €
Gas 30.06.2010	75	1,0812	1,0016	4,22 Mio. €	3.900 €	27,70 Mio. €
Gas 30.06.2011	65	1,1354	1,0021	6,73 Mio. €	3.442 €	44,46 Mio. €

Quelle: eigene Darstellung.

Für die Anpassung der Erlösobergrenze des Jahres 2011 im Strombereich (Antragszeitpunkt 30.06.2010) ist zu beachten, dass hier erstmals die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen als zusätzlicher Parameter im Erweiterungsfaktor Berücksichtigung gefunden hat.²³

Die letzte Spalte „Anpassungsbetrag insgesamt“ erfasst den durch die Anträge zum jeweiligen Zeitpunkt ausgelösten Anstieg der Erlösobergrenze. Hierbei ist zu beachten, dass der abgebildete Betrag weder den in der Erlösobergrenze durch den Erweiterungsfaktor bedingten Gesamtbetrag darstellt, noch die Werte über die Jahre kumuliert werden können. So setzt sich bspw. das Anpassungsvolumen im Strombereich aus Anträgen zum 30.06.2010 von 317,6 Mio. € aus einem Anteil von Neuansträgen (Anträge von Netzbetreibern, die bislang noch keinen Antrag gestellt hatten) und einem Anteil von Antragsanpassungen (Anpassungen werden von Netzbetreibern bspw. bei einer erneuten Erhöhung der relevanten Parameter geltend gemacht.) zusammen. Da jedoch nicht alle Anträge aus dem Vorjahr 2009 einer Anpassung unterzogen werden, wird ein Anteil des Erlösvolumens aus 2009 von 116,4 Mio. € auch in der Erlösobergrenze 2011 fortgeführt.

Die Gesamtwirkung des Erweiterungsfaktors auf die Erlösobergrenze ist in zusammengefasst. Der dargestellte Anpassungsbetrag beschreibt den in der Erlösobergrenze der Jahre 2010 bis 2012 enthaltenen Betrag aus dem Erweiterungsfaktor. Es handelt sich hierbei um die kumulierten Anträge der Jahre 2009 bis 2011 unter Berücksichtigung von Neu- und Anpassungsanträgen.

Deutlich erkennbar ist der Anstieg des Anpassungsbetrags aus dem Erweiterungsfaktor im Strombereich um ca. 180 % zwischen 2010 und 2011 von 116,4 auf 327,6 Mio. €. Dieser Effekt kann u. a. durch die Aufnahme des neuen Parameters in den Erweiterungsfaktor begründet werden. Zwischen 2011 und 2012 hat sich der Anstieg mit ca. 32 % auf ca. 433 Mio. € zwar verlangsamt, ist jedoch sowohl bei relativer als auch absoluter Betrachtung weiterhin erheblich.

Im Gasbereich liegen die Anpassungsbeträge bei absoluter Betrachtung angesichts des geringeren Erlösobergrenzenvolumens und des geringeren Ausbaubedarfs mit ca. 30 Mio. € in 2010 bis ca. 60 Mio. € in 2012 erwartungsgemäß deutlich unter dem Volumen im Strombereich. Jedoch sind auch hier zwischen 2010 und 2011 sowie 2011 und 2012 Anstiege bei den Anpassungsbeträgen um jeweils etwa 40 % zu verzeichnen.

²³ Siehe hierzu die Festlegung der Beschlusskammer 8 vom 08.09.2010 (BK8-10/004).

Tabelle 8

Erweiterungsfaktorbeträge in der Erlöobergrenze.

Erlöobergrenze	Strom 2010	Strom 2011	Strom 2012	Gas 2010	Gas 2011	Gas 2012
Anpassungsbetrag insgesamt	116,4 Mio. €	327,6 Mio. €	432,5 Mio. €	29,76 Mio. €	42,58 Mio. €	59,47 Mio. €

Quelle: eigene Darstellung.

Insgesamt wurde das Instrument des Erweiterungsfaktors häufig in Anspruch genommen. Fast 50 % der antragsfähigen Stromnetzbetreiber stellten in den Jahren 2009, 2010, 2011 oder 2012 mindestens einen Antrag auf Anpassung der Erlöobergrenze aufgrund der Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors, ca. 30 % der antragsfähigen Netzbetreiber stellten zwei oder mehr Anträge. Für die Gasnetzbetreiber gilt diese Aussage zumindest für die Jahre 2009 bis 2011 ebenfalls. Hier kann für das Jahr 2012 noch keine abschließende Aussage getroffen werden.

Das Antragsverfahren hat sich etabliert und ist aufgrund der zur Verfügung gestellten Erhebungsbögen sowie Leitfäden transparent und wurde in der Bearbeitung durch die Bundesnetzagentur zunehmend standardisiert. So konnten insbesondere hinsichtlich der Konkretisierung der zu erbringenden Nachweise für die Veränderung der Strukturparameter im Leitfaden deutliche Fortschritte in der Bearbeitung erzielt werden. Darüber hinaus erscheint eine zunehmende Erleichterung im Verlauf der Regulierungsperiode absehbar, da oftmals Netzbetreiber wiederholt einen Antrag auf Anpassung der Erlöobergrenze aufgrund der Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors stellen und in diesem Zusammenhang auf bereits bestehende Daten bei der Bundesnetzagentur zurückgegriffen werden kann.

Der Anpassungsbetrag ist aufgrund der im Verlauf der Regulierungsperiode bekannten Entwicklung der vorübergehend beeinflussbaren und beeinflussbaren Kosten ebenfalls bekannt und unterliegt lediglich der durch den Netzbetreiber vorzunehmenden jährlichen Anpassung durch die Verbraucherpreisentwicklung und den sektoralen Produktivitätsfortschritt. In den meisten Fällen wird, der Antragstellung entsprechend, die Anpassung der Erlöobergrenzen für die gesamte verbleibende Regulierungsperiode ausgesprochen. Ein jährliches Nachfahren der Parameterentwicklung wird seitens der Bundesnetzagentur nicht durchgeführt.

Der Erweiterungsfaktor, der zur Finanzierung des Netzausbaus zugunsten dezentraler Einspeisung umgestaltet und verbessert wurde, stellt nicht auf tatsächlich eingetretene Kostensteigerungen, sondern auf eingetretene Veränderungen der Versorgungsaufgabe ab. Zusätzliche Mittel werden deshalb auch vor realen Investitionsmaßnahmen zur Bewältigung der erweiterten Versorgungsaufgabe als Anpassungsbetrag der Erlöobergrenze der zur Verfügung gestellt. Der Erweiterungsfaktor ist zudem ein pauschales Element und zur Überbrückung des Zeitraums bis zur nächsten Kostenprüfung angelegt. Eine projektscharfe Einzelfallgerechtigkeit war nie Ziel des Erweiterungsfaktors. Daher kann auch nicht ausgeschlossen werden, dass die für in einzelne Projektkonstellationen gewährte Zusatzlöse höher oder geringer ausfallen als die zurechenbaren Kosten. Das Loslösen von der Einzelfallabbildung ist der Anreizregulierung insgesamt zu Eigen und der Preis für eine handhabbare und Anreize setzenden Regulierung.

Hinsichtlich der Frage, ob der Erweiterungsfaktor als Instrument ausreicht, um die Kosten für Erweiterungsinvestitionen abzubilden, kann als Indikator der Abgleich zwischen den im Rahmen der Erheblichkeitsprüfung geprüften Kosten aufgrund von Erweiterungsinvestitionen und dem genehmigten Anpassungsbetrag herangezogen werden. Intensive Diskussionen zu dieser Fragestellung werden aktuell unter anderem in der sog. AG Regulierung der Plattform Zukunftsfähige Energienetze des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie geführt.

Im Strombereich beliefen sich die von den Netzbetreibern angegebenen Kosten für Erweiterungsinvestitionen nach dem Basisjahr bis 30.06.2011 auf 387 Mio. €. Demgegenüber lag der gesamte Anpassungsbetrag aus dem Erweiterungsfaktor in den Erlöobergrenzen 2012 bei 432,5 Mio. €. Im Strombereich deckt der Erweiterungsfaktor die angefallenen Kosten der Erweiterungsinvestitionen damit gegenwärtig vollumfänglich ab.

Im Gasbereich beliefen sich die Kosten für Erweiterungsinvestitionen nach dem Basisjahr für die Anträge zum 30.06.2010 auf ca. 21,2 Mio. €. Demgegenüber lag der gesamte genehmigte Anpassungsbetrag dieser Anträge im Jahr 2011 im Gasbereich bei ca. 27,7 Mio. €. Im Jahr 2012 lag der Anpassungsbetrag aus den Anträgen bei

44,46 Mio. €, welchen jährliche Kosten der angegebenen Investitionen in Höhe von 52,54 Mio. € gegenüberstehen. Im Gasbereich folgt auf die Überdeckung von ca. 6,5 Mio. € in 2011 folglich eine Unterdeckung im Umfang von 8 Mio. €. Hierbei handelt es sich ausschließlich um nicht geprüfte Antragswerte; die Ergebnisse sind somit nur vorläufig.

4.2.4 Qualitätselement nach §§ 18ff. ARegV

Im Rahmen der Anreizregulierung besteht das Risiko, dass die Netzbetreiber die ihnen vorgeschriebenen bzw. möglichen Erlösabsenkungen realisieren, indem sie erforderliche Investitionen in ihre Netze unterlassen bzw. notwendige Maßnahmen zur Aufrechterhaltung oder Verbesserung ihrer Versorgungsqualität nicht durchführen, um Kosten einzusparen. Die Folge kann eine Verschlechterung der Versorgungsqualität sein. Um dem zu begegnen, schreibt die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) die Einführung einer Qualitätsregulierung vor, welche über ein Qualitätselement, das Bestandteil der Erlösbergrenzenformel ist, umgesetzt wird. Die Netzbetreiber, deren Netz sich in den vergangenen Jahren im Vergleich zum Durchschnitt der Netzbetreiber durch eine gute Qualität ausgezeichnet hat, erhalten über das Qualitätselement einen Zuschlag auf die Erlösbergrenze, die Netzbetreiber mit einer vergleichsweise schlechten Qualität müssen dagegen Abschläge in Kauf nehmen (Bonus-/Malussystem).

Gemäß § 19 Abs. 2 ARegV muss die Qualitätsregulierung im Bereich Strom spätestens zur zweiten Regulierungsperiode starten, jedoch ist ein Beginn bereits zur oder während der ersten Regulierungsperiode bei Vorliegen einer hinreichend belastbaren Datenbasis angezeigt. Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2010 ein Konzept zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom entwickelt. Dieses sieht eine Grundvariante der Qualitätsregulierung für den Bereich Netzzuverlässigkeit Strom ab dem 01.01.2012 und somit noch während der ersten Regulierungsperiode vor, da der Bundesnetzagentur hierzu belastbare Daten vorliegen.

Basis für die Grundvariante ist das im Auftrag der Bundesnetzagentur durch das Beraterkonsortium Consentec Consulting für Energiewirtschaft GmbH/Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.(FGH)/Frontier Economics Limited erstellte Gutachten „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösbergrenze“.²⁴ In der Grundvariante wird zur Ermittlung des Qualitätselementes die Kennzahl SAIDI (System Average Interruption Duration Index) für den Bereich Niederspannung bzw. ASIDI (Average System Interruption Duration Index) für den Bereich Mittelspannung zur Abbildung der mittleren Nichtverfügbarkeit herangezogen. Hierbei werden lediglich Versorgungsunterbrechungen, die länger als drei Minuten andauern, berücksichtigt. Grundlage für die Ermittlung des SAIDI/ASIDI sind die nach § 52 EnWG gemeldeten Versorgungsunterbrechungsdaten der Netzbetreiber. Aus den SAIDI-/ASIDI-Werten werden Referenzwerte ermittelt, wobei die Lastdichte als Parameter zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede zwischen den einzelnen Netzgebieten herangezogen wird. Weicht der individuelle SAIDI-/ASIDI-Wert eines Netzbetreibers von dem errechneten Referenzwert ab, so erhält dieser mittels einer Anreizrate von 0,18 € je Minute je Letztverbraucher je Jahr einen entsprechenden Bonus bzw. Malus auf seine zulässige Erlösbergrenze.

Hervorzuheben ist, dass es sich bei den Referenzwerten nicht um Zielvorgaben handelt, mit denen die Regulierungsbehörde dem einzelnen Netzbetreiber vorgibt, welches Zielniveau seine Netzzuverlässigkeit zu erreichen hat. Stattdessen hat jeder Netzbetreiber eine integrierte Kosten- und Erlösoptimierung unter Berücksichtigung der Anreizrate vorzunehmen. Auf diese Weise wird langfristig eine Entwicklung in Richtung des gesamtwirtschaftlich optimalen Qualitätsniveaus vollzogen.

Das Qualitäts-Anreiz-System hat bundesweite Daten zu berücksichtigen. Es findet in der Grundvariante nur Anwendung für Netze der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene, die am Effizienzvergleichsverfahren gemäß § 12 ARegV teilnehmen. Nicht berücksichtigt werden gemäß § 24 Abs. 3 ARegV folglich Netze von Netzbetreibern, die am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen. Netze der Hoch- und Höchstspannung sind in der Grundvariante vom Q-Element ausgenommen, weil sich diesbezüglich mit den oben genannten Kennzahlen keine sinnvolle Qualitätsregulierung durchführen lässt.

Bereits frühzeitig wurden die Netzbetreiber sowie die energiewirtschaftlichen Verbände in die Konzeptionierung der Grundvariante der Qualitätsregulierung eingebunden. So fand neben bilateralen Gesprächen und mehreren Arbeitstreffen mit der Branche am 15.12.2010 ein Konsultationstreffen statt, bei dem die Bundesnetzagentur

²⁴ Verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de> – Sachgebiete – Elektrizität/Gas – Anreizregulierung – Veröffentlichungen/Berichte/Gutachten.

über die geplante Ausgestaltung der Grundvariante des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom berichtete und ein entsprechendes Eckpunktepapier²⁵ vorstellte. Hierzu konnten die Netzbetreiber und Verbände bis zum 17.01.2011 Stellung nehmen. Bereits zu diesem Zeitpunkt wurde deutlich, dass auch die Branche die frühzeitige Einführung einer Qualitätsregulierung und die geplante Grundvariante größtenteils begrüßt und diese für erforderlich und realisierbar hält. Verbesserungsvorschläge zum Konzept seitens der Netzbetreiber und Verbände wurden von der Bundesnetzagentur geprüft und, sofern diese sachgerecht und zielführend waren, berücksichtigt. Anschließend wurden den betroffenen Netzbetreibern die Entwürfe der „Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV“²⁶ (Festlegung zur Datenerhebung) sowie der „Festlegung über den Beginn der Anwendung, die nähere Ausgestaltung und das Verfahren der Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV“ (Festlegung zum Konzept der Qualitätsregulierung) zuge stellt. Nach erneuter Stellungnahme der betroffenen Wirtschaftskreise und entsprechender Berücksichtigung bei der Erarbeitung der endgültigen Festlegungen wurde die Festlegung zur Datenerhebung am 20.04.2011 beschlossen, ihr folgte am 07.06.2011 die Festlegung zum Konzept der Qualitätsregulierung.

Insgesamt hat sich gezeigt, dass die Branche dem Grundkonzept der Bundesnetzagentur im Wesentlichen zustimmt, jedoch in einigen Detailfragen Nachbesserungs- und Ergänzungsbedarf sieht. Weil es sich bei der Qualitätsregulierung um ein lernendes und sich fortentwickelndes System handelt, ist geplant, eine auf der Grundvariante aufbauende Erweiterungsvariante zu entwickeln und umzusetzen.

Von großer Bedeutung ist auch, dass die Landesregulierungsbehörden bereits frühzeitig in die Entwicklung des Grundkonzeptes der Qualitätsregulierung eingebunden wurden. Insgesamt tragen die Landesregulierungsbehörden, die gemäß ARegV auch eine eigene Qualitätsregulierung für die Netzbetreiber in ihrer Zuständigkeit einführen können, das Grundkonzept der Bundesnetzagentur mit und planen derzeit keine davon abweichende Qualitätsregulierung.

Neben der Netzzuverlässigkeit Strom fallen auch die Netzzuverlässigkeit Gas und Netzleistungsfähigkeit Strom und Gas laut § 18 ff. ARegV in den Bereich der Qualitätsregulierung. In der Grundvariante wird der Aspekt der Netzleistungsfähigkeit Strom noch keine Berücksichtigung finden. Auch die Qualitätsregulierung für die Betreiber von Gasnetzen erfolgt hinsichtlich der Bereiche Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit im Rahmen der ersten Regulierungsperiode noch nicht. In § 19 Abs. 2 ARegV ist geregelt, dass das Qualitätselement im Gasbereich zur oder im Laufe der zweiten Regulierungsperiode eingeführt werden soll, sofern hinreichend belastbare Datenreihen vorliegen. Um jedoch frühzeitig zu prüfen, wie eine Qualitätsregulierung für die Betreiber von Gasnetzen ausgestaltet werden könnte, wurden diesbezüglich seitens der Bundesnetzagentur bereits erste Untersuchungen durchgeführt. So war sie im Jahr 2010 an Projekten hinsichtlich der Möglichkeiten der Ausgestaltung eines Qualitätselements für die Betreiber von Gasnetzen, unter anderem durchgeführt vom Wissenschaftlichen Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK), beteiligt. Ebenfalls wurden erste Untersuchungen dazu angestellt, wie ein Qualitätselement bezüglich der Netzleistungsfähigkeit Strom bzw. Gas ausgestaltet werden könnte. Da es sich hierbei jedoch um eine relativ neue Größe der Qualitätsregulierung handelt, zu der auch im internationalen Kontext noch keine Erfahrungen vorliegen, gilt es, diese vor der Anwendung eingehend zu untersuchen.

Bereits jetzt kann festgestellt werden, dass die Implementierung eines Qualitätselementes ähnliche Charakteristika aufweist wie die Durchführung eines Effizienzvergleichs. Auch hier gilt es, ein theoretisches Modell zu entwickeln, dieses für die Praxis tauglich, mit realen Daten gangbar zu machen und gerichtsfest umzusetzen. Diese personalintensiven, aufwändigen Prozesse werden in ihrer Komplexität und Schwierigkeit, aber insbesondere in ihrem Aufwand allgemein unterschätzt. Zumal auch beim Qualitätselement die Bundesnetzagentur Arbeiten für sämtliche Regulierungsbehörden zu leisten hat. Ähnlich wie beim Effizienzvergleich gilt es diesbezüglich, erlangtes Know-How zu bewahren und auszubauen, insbesondere im Interesse einer zukunftsfähigen, innovativen Qualitätsregulierung.

4.2.5 Investitionsbudgets nach § 23 ARegV

Übertragungsnetzbetreiber bzw. Fernleitungsnetzbetreiber können gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 i.V.m. § 23 ARegV eine Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund der Berücksichtigung eines Investitionsbudgets beantragen. Das

²⁵ Verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de> – Sachgebiete – Elektrizität/Gas – Konsultationen – Abgelaufene Konsultationen.

²⁶ Verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de> – Die Bundesnetzagentur – Beschlusskammern – BK8.

Investitionsbudget soll sicherstellen, dass Kapital- und Betriebskosten für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen berücksichtigt werden, wenn sie der Stabilität des Gesamtsystems dienen oder die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz unterstützen. Darüber hinaus soll auch ein bedarfsgerechter Netzausbau bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

Die Unternehmen können mit Hilfe von Investitionsbudgets auf sicherer Grundlage den Anforderungen an ihre Netze gerecht werden, die sich u.a. aus dem europaweiten Strom- und Gashandel und der gewünschten Förderung erneuerbarer Energien ergeben. Sie können unabhängig vom jeweiligen Basisjahr der Regulierung Kosten aus Investitionen erlösen. Widerstreitende Interessen zwischen niedrigen Netzentgelten einerseits und notwendigen Netzinvestitionen andererseits wurden mit Hilfe der Investitionsbudgets in einen vernünftigen Ausgleich gebracht.

Die Genehmigung von Investitionsbudgets kann nur für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen erfolgen. Für Ersatzinvestitionen sind keine Investitionsbudgets vorgesehen. Unter Erweiterungsinvestitionen sind Maßnahmen zu verstehen, die das bestehende Netz vergrößern. Dabei beschränkt sich die Vergrößerung nicht allein auf die physikalische Netzlänge, sondern umfasst auch die Maßnahmen zur Schaffung von größerem Kapazitätswolumen bzw. Transportmengenvolumen. Unter Umstrukturierungsinvestitionen sind Maßnahmen zu verstehen, die der Netzbetreiber durchführt, um einer gesetzlichen Verpflichtung nachzukommen, das bestehende Netz an geänderte Anforderungen anzupassen.

Nach § 23 Abs. 6 Satz 1 ARegV können Investitionsbudgets für Verteilernetzbetreiber nur im Einzelfall und nur unter besonderen Voraussetzungen genehmigt werden. Hierzu zählt, dass die zu genehmigende Investitionsmaßnahme eines Verteilernetzbetreibers nicht durch den Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV berücksichtigt werden darf und dass sie mit erheblichen Kosten im Sinne des § 23 Abs. 6 Satz 3 ARegV verbunden sein muss. Daneben muss die Maßnahme durch bestimmte, in § 23 Abs. 6 Satz 1 ARegV abschließend benannte Umstände, hervorgerufen werden.

Anträge auf Genehmigung von Investitionsbudgets sind gemäß § 23 Abs. 3 Satz 1 ARegV spätestens sechs Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in dem die Investition ganz oder teilweise kostenwirksam werden soll, bei der Bundesnetzagentur zu stellen. Kostenwirksam wird die Investitionsmaßnahme mit der erstmaligen Aktivierung von Anlagen im Bau. Die Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt dann gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV zwei Jahre nach dem Jahr der Kostenwirksamkeit.

Als Betriebskosten können seit der Gesetzesänderung mit Wirkung vom 09.09.2010 jährlich pauschal 0,8 % der für das Investitionsbudget anererkennungsfähigen Anschaffungs- und Herstellungskosten angesetzt werden, soweit die Bundesnetzagentur nicht gemäß § 32 Absatz 1 Nummer 8a für bestimmte Anlagegüter etwas Abweichendes festgelegt hat. Die Bundesnetzagentur hat in 2011 für Offshore-Anlagen (BK4-11-026) und Gasdruckregel- und -messenanlagen (BK4-11-028) sowie Erdgasverdichter (BK4-11-027) entsprechende Festlegungen von abweichenden Betriebskostenpauschalen getroffen.

Die Ermittlung der Kapitalkosten erfolgt dabei grundsätzlich nach den Vorgaben, die auch im Rahmen der Genehmigung nach § 23a EnWG i.V.m. der StromNEV bzw. GasNEV gelten.

Für eine Anpassung der Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 3 i.V.m. § 11 Abs. 2 Nr. 6 ARegV ist die Mitteilung gem. § 28 ARegV zum 01.01. des Kalenderjahres an die Beschlusskammern für Netzentgelte maßgeblich. Werden einzelne Projekte durch Verschiebung der erstmaligen Aktivierung von Anlagen im Bau bzw. Fertiganlagen im Vergleich zur Genehmigung im Hinblick auf die Erlösobergrenze früher oder später wirksam, ist dies unverzüglich mitzuteilen.

Zu verschiedenen konkreten Kalkulationsvorschriften zur Ermittlung der ansetzbaren Kapitalkosten liegen Beschwerden beim OLG Düsseldorf vor. Die Bundesnetzagentur hat im Anschluss an einige zu den Ermittlungsgrundsätzen ergangene Entscheidungen des OLG Düsseldorf Verhandlungen zum Abschluss einer Vergleichsvereinbarung mit den betroffenen Netzbetreibern aufgenommen, um auf beiden Seiten Rechtssicherheit bezüglich der anzuwendenden Kalkulationsvorschriften zu schaffen. Die Bundesnetzagentur hat in der Folge im Februar 2012 eine Vergleichsvereinbarung mit einer großen Zahl der Antragstellerinnen geschlossen, die die einheitliche Umsetzung der bis dato streitigen Methodik zur Bestimmung von Kapitalkosten vorsieht. Die hiervon aufgrund von Beschwerdeverfahren streitig gestellten oder bis dahin noch offenen Verfahren mussten neu beschieden werden. Insgesamt waren hiervon ca. 200 Anträge betroffen.

Bezüglich der Regelung zu den Investitionsbudgets haben sich mit der Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung (ARegVÄndV) vom 14.03.2012 (BGBl. I S. 489 (Nr. 14)) die in Abschnitt 3.5 aufge-

zeigten Änderungen ergeben. Als wesentliche Anpassung ist die Umstellung der Kostenanerkennung in der Erlösobergrenze von einer Anerkennung mit einem Zeitversatz von zwei Jahren auf eine unmittelbare Anerkennung zu nennen. Die Erlöswirksamkeit stellt sich bereits in demjenigen Jahr ein, in dem die Kosten entstehen werden. Investitionsmaßnahmen werden seit der Änderung des § 23 ARegV nicht mehr der Höhe nach, sondern nur noch dem Grunde nach genehmigt. Im Mai 2012 hat die Bundesnetzagentur aufgrund des im März geänderten § 23 ARegV in Verbindung mit § 32 ARegV eine Festlegung zur Bestimmung der Kapital- und Betriebskosten im Rahmen der Investitionsmaßnahme erlassen. Da der Bericht zum stark überwiegenden Teil den Zeitraum vor der Gesetzesänderung behandelt, wird hier weiterhin der Begriff des Investitionsbudgets statt dem Begriff der Investitionsmaßnahme verwendet.

Insgesamt wird das Instrument des Investitionsbudgets von den Netzbetreibern rege in Anspruch genommen. Die Kosten für Investitionsprojekte auch mit erheblichen Volumen konnten über die Regelungen des § 23 in das System der Anreizregulierung einbezogen werden. Gegenwärtig (Stand Oktober 2012) hat die Bundesnetzagentur von 829 Verfahren mit einem Volumen von ca. 45,2 Mrd. € 597 Verfahren abgeschlossen. Weitere 160 Verfahren stehen kurz vor dem Abschluss. Die Anträge verteilen sich im Zeitablauf und über die Netzbetreiber im Strom- bzw. Gasbereich wie in Tabelle 9 dargestellt:

Tabelle 9

Anträge auf Genehmigung von Investitionsbudgets.

[Beantragte AKHK in Mrd. €]	Antragsjahr 2008		Antragsjahr 2009		Antragsjahr 2010		Antragsjahr 2011		Antragsjahr 2012	
	gestellte Anträge	Beantragte AKHK								
Strom	258	9,0	125	5,2	101	6,2	62	8,1	95	9,3
Übertragungsnetzbetreiber	127	8,1	54	4,5	42	5,7	34	7,6	45	8,3
Verteilernetzbetreiber	131	1,0	71	0,7	59	0,6	28	0,5	50	1,1
Gas	52	0,8	56	1,2	31	2,9	28	0,7	21	1,7
Fernleitungsnetzbetreiber	40	0,1	48	1,2	31	2,9	28	0,7	16	1,7
Verteilernetzbetreiber	12	0,7	8	0,0	0	0,0	0	0,0	5	0,0
Gesamt	310	9,8	181	6,4	132	9,1	90	8,8	116	11,1

Quelle: eigene Darstellung.

Den mit Abstand größten Anteil am beantragten Volumen an Anschaffungs- und Herstellungskosten für Investitionsbudgets machen die Anträge der Übertragungsnetzbetreiber aus. Auf sie entfallen in Summe über alle Jahre ca. 34 Mrd. €, wovon wiederum 14,2 Mrd. € auf Investitionen im Offshore-Bereich entfallen.

Insbesondere in der Anfangsphase ging die Prüfung der Anträge auf Genehmigung eines Investitionsbudgets mit erheblichem Aufwand einher, da die Prüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit bzw. des Bedarfs einer Maßnahme in erheblichem Maße Ressourcen gebunden hat. Eine standardisierte Prüfung der unterschiedlichen Sachverhalte war hier nicht möglich. Die jährliche Berechnung der aus einem Investitionsbudget anfallenden Kapital- und Betriebskosten zur Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt über bereitgestellte Kalkulationstools weitgehend automatisiert.

4.2.6 Pauschaler Investitionszuschlag nach § 25 ARegV

In die Erlösobergrenze ist vor Beginn der Regulierungsperiode auf Verlangen des Netzbetreibers ein pauschalierter Investitionszuschlag nach Maßgabe des § 25 Abs. 2 bis 5 ARegV einzubeziehen. Gemäß § 34 Abs. 4 ARegV ist der § 25 ARegV nur bis zum 31.12.2013 anzuwenden. Der pauschalisierte Investitionszuschlag findet keine Anwendung auf Verteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren (vgl. § 24 Abs. 3 ARegV) sowie auf Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen (vgl. § 25 Abs. 5 ARegV). Demzufolge ist der pauschalisierte Investitionszuschlag nur für Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren anwendbar. Die Höhe des pauschalisierten Investitionszuschlags darf pro Kalenderjahr ein Prozent der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 in Verbindung mit Abs. 2 bestimmten Kapitalkosten nicht überschreiten (§ 25 Abs. 2 ARegV). Hierbei erfolgt keine Kumulation der jähr-

lichen Zuschlagsbeträge in den Erlösobergrenzen. Gemäß § 25 Abs. 3 wird geprüft, ob die Kapitalkosten aus den tatsächlich erfolgten Investitionen pro jeweiligem Kalenderjahr unter dem nach § 25 Abs. 2 ARegV bestimmten Wert liegen. Ist dies der Fall, erfolgt ein Ausgleich der Differenz in der folgenden Regulierungsperiode. Lagen die Kapitalkosten über dem nach § 25 Abs. 2 ARegV bestimmten Wert, erfolgt kein Ausgleich.

Der pauschalierte Investitionszuschlag wird dem Netzbetreiber gemäß Begründung zur Anreizregulierungsverordnung übergangsweise für die erste Regulierungsperiode gewährt, um notwendige Investitionen in die Energieversorgungsnetze in der Startphase der Anreizregulierung nicht zu behindern. Abweichend wurde den Gasverteilernetzbetreibern im Regelverfahren aufgrund der um ein Jahr verkürzten ersten Regulierungsperiode (vier statt fünf Jahre) auch im ersten Jahr der zweiten Regulierungsperiode ein pauschaliertes Investitionszuschlag gewährt. Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen sind vom pauschalierten Investitionszuschlag ausgenommen, da diese Investitionsbudgets nach § 23 ARegV beantragen können.

Die Ermittlung des pauschalierten Investitionszuschlags erfolgte auf Basis des Ergebnisses der letzten Entgeltgenehmigung in nicht-kumulativer Weise, d.h. dass der pauschalierte Investitionszuschlag nur einfach mit 1% der ermittelten Kapitalkosten einbezogen wurde.

Der Netzbetreiber hat die Differenz nach § 25 Abs. 2 Satz 1 ARegV jährlich acht Wochen nach Vorliegen seines geprüften Jahresabschlusses für das vorangegangene Kalenderjahr schriftlich und elektronisch mitzuteilen. Zum gleichen Zeitpunkt hat er eine für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbare Darstellung seiner in der Regulierungsperiode zur Ausschöpfung des beantragten pauschalierten Investitionszuschlags tatsächlich erfolgten Investitionen und ihrer Kostenwirksamkeit schriftlich zu übermitteln.

Die Bestimmung der Höhe des pauschalierten Investitionszuschlags erfolgte im Rahmen der Festlegung der Erlösobergrenzen für die erste Regulierungsperiode.

Nahezu alle der 102 antragsberechtigten Stromnetzbetreiber aus dem Regelverfahren haben einen pauschalierten Investitionszuschlag beantragt. Für die 97 genehmigten Anträge beläuft sich der pauschalierte Investitionszuschlag pro Kalenderjahr in Summe auf rund 40 Mio. €. Für das Jahr 2009 haben 97 Netzbetreiber den Erhebungsbogen zum Abgleich des pauschalierten Investitionszuschlags eingereicht. Alle Netzbetreiber haben den nach § 25 Abs. 2 ARegV bestimmten Wert überschritten. Für 2010 gilt dies gleichermaßen für alle Netzbetreiber.

Im Gasbereich waren 74 Netzbetreiber aus dem Regelverfahren antragsberechtigt. Hiervon haben 66 Netzbetreiber einen pauschalierten Investitionszuschlag beantragt (hierbei ist zu beachten, dass die Zahl der Einzelanträge höher liegt, da Netzbetreiber mit mehreren Teilnetzen einen Antrag für jedes Teilnetz gestellt haben). In der Gesamtsumme beläuft sich der pauschalierte Investitionszuschlag pro Kalenderjahr auf ca. 15,13 Mio. €. Für das Jahr 2009 haben 58 Netzbetreiber den Erhebungsbogen zum Abgleich des pauschalierten Investitionszuschlags eingereicht. 50 Netzbetreiber haben den nach § 25 Abs. 2 ARegV bestimmten Wert überschritten.

Die vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass die überwiegende Mehrzahl der Netzbetreiber jeweils Investitionen in einer Größenordnung getätigt haben, die den nach § 25 Abs. 2 ARegV bestimmten Wert überschritten haben.

Es ist jedoch nicht möglich zu bewerten, ob diese Investitionen nicht auch ohne das Instrument des pauschalen Investitionszuschlags erfolgt wären. Ein Rückschluss auf die Effektivität des pauschalen Investitionszuschlags kann daher hier nicht vorgenommen werden.

4.2.7 Netzübergänge nach § 26 Abs. 1 und 2 ARegV

Während der Regulierungsperioden kann es zu Veränderungen der Unternehmens- und Netzstruktur der Energieversorgungsnetzbetreiber kommen. Dieser Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen oder -aufspaltungen ist nach § 28 Nr. 8 ARegV der zuständigen Regulierungsbehörde mitzuteilen. Um die wirtschaftlichen Folgen von Netzübergängen und Netzaufspaltungen angemessen in den kalenderjährlichen Erlösobergrenzen abzubilden, hat der Verordnungsgeber in § 26 Abs. 1 und 2 ARegV entsprechende Anordnungen getroffen.

Nach § 26 Abs. 2 ARegV sind bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes auf einen anderen Netzbetreiber und bei Netzaufspaltungen (zusammenfassend: „Netzübergang“) die Erlösobergrenzen auf Antrag der beteiligten Netzbetreiber nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV neu festzulegen. Im Antrag ist anzugeben und zu begründen, welcher Erlösanteil dem übergehenden und dem verbleibenden Netzanteil zuzurechnen ist.

Die Summe beider Erlösanteile darf die für dieses Netz insgesamt festgelegte Erlösobergrenze nicht überschreiten. Ebenso muss die Aufteilung der Anschaffungs-/ Herstellungskosten, der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten und der nicht abgebauten beeinflussbaren Kosten angegeben werden.

Im Gegensatz zum Netzübergang überträgt der abgebende Netzbetreiber bei einem Vollnetzübergang im Sinne des § 26 Abs. 1 ARegV sein gesamtes Netz an einen anderen Netzbetreiber. Bei dem übertragenden Netzbetreiber darf somit kein Rest des Netzes mehr verbleiben. Der abgebende Netzbetreiber gibt das Energieversorgungsnetz vollständig auf. Im Fall des Vollnetzübergangs nach § 26 Abs. 1 ARegV hat der Netzbetreiber den vollständigen Übergang des Energieversorgungsnetzes der zuständigen Regulierungsbehörde (siehe Numme 2) unverzüglich anzuzeigen. Einer Neufestlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen bedarf es in den Fällen des Vollnetzübergangs nicht.

Die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden haben sich in einem intensiven Abstimmungsverfahren auf die Konsultationsfassung eines Leitfadens zu § 26 Abs. 2 ARegV und entsprechender Erhebungsbögen verständigt. Diese Unterlagen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur abrufbar und die Erhebungsbögen bilden die Grundlage für den Beschluss zur Neufestlegung der Erlösobergrenzen.

In den Festlegungen zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen haben die Regulierungsbehörden in der Regel bestimmt, dass der Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse und -aufspaltungen nach § 26 ARegV unverzüglich schriftlich anzuzeigen ist. Der Antrag nach § 26 Abs. 2 ARegV ist sodann unverzüglich nach einer Einigung der Parteien oder einer entsprechenden gerichtlichen Entscheidung zu stellen. Zudem sind die vollständig ausgefüllten Erhebungsbögen nach § 26 Abs. 2 ARegV von den beteiligten Netzbetreibern über das Energiedatenportal einzureichen.

Im Laufe des Jahres 2009 sind bei der Bundesnetzagentur im Gasbereich 26 Anträge auf Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse oder Netzaufspaltungen nach § 26 Abs. 2 ARegV gestellt worden, im Jahr 2010 17 Anträge, im Jahr 2011 18 Anträge und im Jahr 2012 21 Anträge. Davon wurden 22 Anträge für das Jahr 2009, 13 für das Jahr 2010 und einer für 2011 beschieden. In der Zeit vom 01.01.2009 bis zum Abschluss des Berichts wurden bei der Bundesnetzagentur 20 Vollnetzübergänge nach § 26 Abs. 1 angezeigt.

Im Strombereich wurden für 2009 insgesamt sieben Anträge auf Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse oder Netzaufspaltungen gemäß § 26 ARegV gestellt, 40 Anträge für das Jahr 2010, 53 Anträge 2011, für 2012 39 Anträge und für 2013 bereits 6 Anträge. Über eine Vielzahl von Anträgen konnte noch nicht entschieden werden, da größtenteils keine übereinstimmenden Antragsunterlagen der beteiligten Netzbetreiber vorliegen.

Ein Problemfeld bei den Netzübergängen und Vollnetzübergängen sind sowohl auf Seiten der Netzbetreiber als auch auf Seiten der Bundesnetzagentur die unterjährigen Netzübergänge. Eine unterjährige Anpassung der Netzentgelte gemäß § 17 ARegV und der kalenderjährlichen Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 ARegV ist nicht vorgesehen. Zudem würde eine unterjährige Aufteilung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen erhebliche Abgrenzungsprobleme hinsichtlich des Regulierungskontos nach § 5 ARegV bereiten. Im Falle eines unterjährigen Netzübergangs dürfen die Netzentgelte nicht unterjährig angepasst werden, so dass eine zeitliche Verzögerung eintritt. Netzübergänge sollten daher stets mit Wirkung zum 01.01. eines Kalenderjahres erfolgen.

Bei Netzübergängen, die mit Wirkung ab dem 01.01.2011 beantragt werden, ist zu beachten, dass diese zunächst für die erste Regulierungsperiode bis 31.12.2012 beschieden werden. Da die Kostenprüfung im Gasbereich für die 2. Regulierungsperiode auf Basis des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres 2010 durchgeführt wird und zu diesem Zeitpunkt der Netzübergang noch nicht vollzogen war, sind die beteiligten Netzbetreiber verpflichtet, einen weiteren Antrag nach § 26 Abs. 2 ARegV für die Zeit ab dem 01.01.2013 auf Grundlage der Erlösobergrenze für die zweite Regulierungsperiode zu stellen.

Probleme bereitet den Netzbetreibern die Aufteilung der Erlösobergrenzen. Entgegen der Forderung vieler Netzbetreiber übernimmt die Bundesnetzagentur in Fällen, in denen Uneinigkeit über die genaue Ausgestaltung der übergelassenen Werte besteht, keine Vermittlerrolle. Die Einigung liegt allein in Händen der beteiligten Netzbetreiber.

Des Weiteren ist ein Zeitverzug zu verzeichnen bei Netzübergängen, bei denen ein Netzbetreiber in der Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörde liegt, da hier zunächst nach Eingang der vollständigen Unterlagen ein Informationsaustausch zwischen der Bundesnetzagentur und der zuständigen Landesregulierungsbehörde erfolgen muss. Zudem ist zu beachten, dass die Beschlüsse der beiden Behörden kongruent sein müssen, so dass die eine Behörde an einen zeitlich früheren Beschluss der jeweils anderen Behörde gebunden ist.

Sobald bei Netzübergängen ein überregionaler Fernleiter beteiligt ist, ist ebenso ein größerer Zeitverzug zu erkennen, da die Erlösbergrenzenbeschlüsse für die überregionalen Fernleiter in der ersten Regulierungsperiode erst spät ergangen sind und sich somit die Einreichung der Erhebungsbögen verzögerte. Außerdem sind bei der Neufestlegung der Erlösbergrenze die unterschiedlichen Basisjahre und die bereits erfolgte Inflationierung zu beachten.

Es besteht generell eine Mitteilungspflicht nach § 28 Nr. 8 ARegV der Netzbetreiber. Diese haben Netzübergänge unverzüglich bei der Bundesnetzagentur und / oder der zuständigen Landesregulierungsbehörde anzuzeigen, damit die Neufestlegung der Erlösbergrenzen erfolgen kann. Jedoch gibt es keine Melde- und Antragsfrist, so dass Netzübergänge auch noch rückwirkend angezeigt und beschieden werden können.

Als umfangreichstes Problem erwies sich im Laufe der Zeit die Rückkopplung der Netzübergänge auf andere Verfahren. So ist z. B. bei der Anpassung der Erlösbergrenze nach § 4 Abs. 3 ARegV zum 01.01. eines Jahres zu beachten, dass Netzübergänge, die zeitlich im Vorhinein und / oder zeitgleich stattgefunden haben, bereits bei der Anpassung berücksichtigt werden können. Dies ist insofern problematisch, wenn der Netzübergang noch nicht beschieden worden ist bzw. noch kein Erhebungsbogen vorliegt. Des Weiteren erschweren Vollnetzübergänge den Prozess, da diese nicht immer der Bundesnetzagentur zur Kenntnis gebracht werden.

4.2.8 Entgeltbildung nach § 17 ARegV

§ 17 ARegV verweist für die Umsetzung der nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV festgelegten Erlösbergrenzen auf die Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 2 und 3 der GasNEV bzw. der StromNEV. Die Grundsätze der Entgeltmittlung sind jeweils in § 3 Abs. 1 StromNEV bzw. GasNEV festgelegt. Demnach sind zunächst die Netzkosten nach den §§ 4 bis 10 GasNEV respektive §§ 4 bis 11 StromNEV zu ermitteln. Gemäß § 12 GasNEV bzw. § 13 StromNEV sind die zuvor bestimmten Netzkostenarten den in Anlage 2 aufgeführten Haupt- und Nebenkostenstellen zuzuordnen. Die Netzentgelte sind dann gemäß den §§ 13 bis 18 und 20 der GasNEV bzw. den §§ 14 und 16 der StromNEV zu kalkulieren.

Unter den Voraussetzungen des § 4 Abs. 3 und 5 ARegV hat der Netzbetreiber die Erlösbergrenze anzupassen, soweit sich dadurch nach Abs. 1 eine Absenkung der Netzentgelte ergibt (§ 17 Abs. 2 ARegV). Der Netzbetreiber ist ansonsten bei Anpassung der Erlösbergrenze gemäß § 4 Abs. 3 bis 5 ARegV zu einer Anpassung der Netzentgelte berechtigt.

Entsprechend § 27 Abs. 1 StromNEV sind die Netzbetreiber verpflichtet, die geltenden Netzentgelte auf Ihrer Internetseite zu veröffentlichen (analog § 27 Abs. 1 GasNEV).

Bei der Netzentgeltermittlung haben die Netzbetreiber nach § 20 Abs. 1 StromNEV sicherzustellen, dass das Entgeltsystem eine Kostendeckung im Rahmen der Erlösbergrenzen ermöglicht. Dies erfolgt im Gasbereich durch die Verprobungsrechnung gem. § 16 GasNEV.

Aus § 20 Abs. 1 Nr. 1 StromNEV folgt, dass Stromnetzbetreiber die Entgelte unter Berücksichtigung der prognostizierten Absatzstruktur (Menge * Preis) zu kalkulieren haben. § 17 StromNEV regelt die Ermittlung der Netzentgelte, wie beispielsweise in § 17 Abs. 3 StromNEV die Netzentgeltermittlung in Form von Leistungs- und Arbeitspreisen. Die in dieser Vorschrift aufgeführten Inhalte finden ihren Niederschlag in der Verprobung und dem Preisblatt.

Im Gasbereich ist zudem die unterschiedliche Entgeltberechnung für Transport- und Verteilernetze wesentlich. § 13 Abs. 2 GasNEV sieht vor, dass Ein- und Ausspeiseentgelte als Kapazitätsentgelte auszuweisen sind. Ein darüber hinaus gehender Arbeitspreis ist nicht vorgesehen. Abweichend von den Vorgaben im Transport besteht das Netzentgelt auf der örtlichen Verteilernetzebene nach § 18 GasNEV für regelmäßig leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden) aus einem Arbeits- und einem Jahresleistungspreis. Entnahmen ohne Leistungsmessung (Standard-Lastprofil-Kunden) werden mit einem Arbeitspreis und einem Grundpreis abgerechnet.

Grundsätzlich ist zu beachten, dass die Bildung der Netzentgelte (bzw. die Verprobungsrechnung) durch den Netzbetreiber selbst erfolgt. Die Netzbetreiber sind jedoch verpflichtet, die Verprobungsrechnung in einem Bericht über die Ermittlung der Netzentgelte gegenüber der Bundesnetzagentur zu dokumentieren (§ 28 GasNEV/ StromNEV). Eine Genehmigung der Netzentgelte durch die Bundesnetzagentur ist im System der Anreizregulierung nicht vorgesehen.

Gem. § 17 Nr. 3 ARegV erfolgt die Anpassung der Netzentgelte zum 01.01. eines Kalenderjahres. Eine unterjährige Anpassung der Netzentgelte ist nicht möglich. Darüber hinaus haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen nach § 20 Abs. 1 EnWG spätestens zum 15.10. eines Jahres für das Folgejahr Entgelte für den Netzzugang zu veröffentlichen. Sind die Entgelte bis zu diesem Zeitpunkt nicht ermittelt, veröffentlichen die Betreiber von Energieversorgungsnetzen die Höhe der Entgelte, die sich voraussichtlich auf Basis der für das Folgejahr geltenden Erlösobergrenze ergeben wird.

Die unternehmerische Freiheit bei der Bildung der Netzentgelte auf Basis der genehmigten Erlösobergrenze hat sich im Grundsatz bewährt. Die Bundesnetzagentur musste im Strom- und Gasbereich bislang keine Verfahren aufgrund einer missbräuchlichen Bildung der Netzentgelte führen. Dies kann aber auch daran liegen, dass missbräuchliches Verhalten bei der Netzentgeltbildung schwer zu identifizieren ist. Daher kann erwogen werden, durch eine Erhöhung der Transparenz bei der Entgeltbildung den Marktteilnehmern stärker die Möglichkeit zu geben, ggf. missbräuchliches Verhalten bei der Entgeltbildung zu erkennen. Auf Fernleiterebene kann im Gasbereich über eine Stärkung der Verursachungsgerechtigkeit durch eine im jeweiligen Marktgebiet koordinierte Entgeltbildung diskutiert werden. Es ist im System der ARegV angelegt, dass die zur Anwendung kommenden Entgelte keiner umfassenden Prüfung mehr unterzogen werden können, da diese erst unmittelbar vor Inkrafttreten durch die Netzbetreiber endgültig anzuzeigen sind.

4.2.9 Sonstiges

Mehrerlösabschöpfung

In seinem Beschluss vom 14.08.2008 zur sog. Mehrerlösabschöpfung hat der Bundesgerichtshof (BGH) die Position der Bundesnetzagentur bestätigt, wonach die im Zeitraum zwischen dem Eingang des ersten Genehmigungsantrages und der Erteilung der ersten Genehmigung in 2006 bzw. 2007 erzielten „Mehrerlöse“ nicht beim Netzbetreiber verbleiben dürfen. Vielmehr hat der BGH klargestellt, dass diese Erlöse in einer nachfolgenden Periode den Netznutzern wieder ausgeglichen werden müssen. Dabei habe grundsätzlich keine individuelle Rückabwicklung der einzelnen Netznutzungsverhältnisse zu erfolgen; stattdessen seien die zuviel erzielten Erlöse insgesamt als kostenmindernde Erlöse des jeweiligen Netzbetreibers zu betrachten. Damit werden zukünftig alle Kunden in gleicher Weise von der Mehrerlösabschöpfung profitieren.

Im Jahr 2009 hat die Bundesnetzagentur bei den in ihrer Zuständigkeit liegenden Netzbetreibern (Bundeszuständigkeit und Organleihe gemäß Verwaltungsabkommen) die Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 ARegV i.V.m. § 11 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) bzw. § 10 GasNEV durchgeführt (periodenübergreifende Saldierung). Die Mehrerlöse wurden gemäß den Vorgaben des BGH als Differenz zwischen den tatsächlichen und den zulässigen Erlösen berechnet. Aufgrund der Komplexität und Vielzahl der mit der Mehrerlösabschöpfung verbundenen rechtlichen und tatsächlichen Fragestellungen, hat die Bundesnetzagentur zudem die Ermittlung der Mehrerlösbeträge im Rahmen eines vereinfachten Verfahrens durchgeführt. Hierbei wurden die Mehrerlöse als Differenz zwischen den von den Netzbetreibern gemeldeten Umsatzerlösen aus den Netzentgelten und den im ersten Entgeltgenehmigungsbescheid anerkannten Kosten errechnet. Von dieser Differenz wurde vereinfachend ein Korrekturfaktor von einem Drittel abgezogen, mit dem allen Aspekten der ergangenen und möglicherweise zukünftig ergehenden BGH-Rechtsprechung sowie etwaigen Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Ermittlung des Mehrerlösbetrages Rechnung getragen wurde. Damit werden die entstandenen Mehrerlöse vollumfänglich abgeschöpft. Die Bundesnetzagentur hat die beschriebene vereinfachte Ermittlung der Mehrerlöse nur in den Fällen vorgenommen, in denen Einvernehmen über diese Vorgehensweise erzielt werden konnte. Im Strombereich konnten mit der vereinfachten Berechnung alle Verfahren einvernehmlich abgeschlossen werden. Den Netzbetreibern wurde gegen entsprechende Verzinsung eingeräumt, den Betrag der Mehrerlösabschöpfung über eine Verteilung zwischen 1 und 9 Jahren (Strom) bzw. 1 und 8 Jahren (Gas) von den kalenderjährlichen Erlösobergrenzen in Abzug zu bringen.

Im Strombereich belief sich der Gesamtbetrag der aufgezinnten Mehrerlöse auf ca. 2,2 Mrd. € bzw. nach pauschalem Abschlag auf ca. 1,5 Mrd. €. Die durchschnittliche Dauer der Rückzahlung beträgt 3 Jahre, wobei ein Großteil der Stromnetzbetreiber (ca. 38 %) die Rückzahlungsdauer von einem Jahr gewählt hat. Das Ausmaß der Erlösobergrenzenminderung war daher deutlich verschieden.

Der Gesamtbetrag der Mehrerlösabschöpfung belief sich im Gasbereich auf rund 350 Mio. €, wobei der Großteil (ca. 60 %) dieses Betrages über eine Zeitspanne von 2 Jahren Erlösobergrenzen mindernd wirkt.

Periodenübergreifende Saldierung 2008 (PüS 2008)

Die Mehr- oder Mindererlöse aus der periodenübergreifenden Saldierung nach § 10 GasNEV bzw. § 11 StromNEV für das Geschäftsjahr 2008 waren gemäß § 34 Abs. 1 Satz 1 ARegV als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten oder Erlöse im Sinne des § 11 Abs. 2 ARegV zu behandeln. Eine Prüfung der Mehr- oder Mindererlöse des Geschäftsjahres 2008 wurde durch die Bundesnetzagentur im Jahr 2009 durchgeführt. Hierfür war durch die Netzbetreiber ein Erhebungsbogen zur periodenübergreifenden Saldierung zu befüllen. Der Erhebungsbogen wurde im Rahmen der Festlegung der Erlösobergrenzen nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1, § 4 Abs. 1 und 2 ARegV durch die Bundesnetzagentur vorgegeben. Zur Ermittlung des Betrages aus der netzscharfen periodenübergreifenden Saldierung des Jahres 2008 wurde durch die Bundesnetzagentur der Mehr- oder Minderabsatz gegenüber den von ihr im vorangegangenen Entgeltgenehmigungsverfahren in der Verprobung zugrunde gelegten Absatzmengen zugrunde gelegt.

Der durchschnittlich in 2008 gebundene Betrag wurde anhand der tagesgenauen Mehr- bzw. Mindermengen ermittelt und für den berechneten Zeitanteil verzinst. Der auf Basis der genehmigten Entgelte so ermittelte Differenzbetrag wurde anschließend für das Jahr 2009 verzinst. Die Verzinsung wurde dabei sowohl für die etwaigen Mindererlöse als auch für die etwaigen Mehrerlöse jeweils mit einem Zinssatz von 4,20 % berechnet. Der Zinssatz für die Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Betrages und des durchschnittlichen Differenzbetrages i. S. d. § 10 GasNEV bzw. § 11 StromNEV wurde festgelegt auf den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Der so ermittelte aufgezinste Differenzbetrag war anschließend annuitätisch mit dem Zinssatz von 4,20 % gemäß § 10 GasNEV zu einem Drittel bei der Erlösobergrenze 2010 zu berücksichtigen. Ein weiteres Drittel war in die Erlösobergrenze 2011 und das verbleibende Drittel in die Erlösobergrenze 2012 einzubeziehen.

Das Ergebnis der Prüfung der Bundesnetzagentur wurde den Netzbetreibern in Form eines Schreibens nebst Anlage hinsichtlich der Berechnungsgrundlagen, Zwischenergebnissen wie auch Abweichungen zwischen den Ergebnissen der Bundesnetzagentur und den Angaben des Netzbetreibers mitgeteilt.

Im Gasbereich ergab sich über alle Netzbetreiber (ohne überregionale Fernleitungsnetzbetreiber) im Geschäftsjahr 2008 ein Mindererlös von ca. 63,6 Mio. €. Allerdings sind die Unterschiede wie im Strombereich zwischen den einzelnen Netzbetreibern zum Teil erheblich. So wurde durch die Einbeziehung der periodenübergreifenden Saldierung des Jahres 2008 die zum 01.01.2010 angepasste Erlösobergrenze eines Netzbetreibers um maximal 5,65 % verringert bzw. 11,34 % erhöht.

Im Strombereich stellten sich insgesamt über alle Netzbetreiber Mindererlöse in Höhe von ca. 91,5 Mio. € ein. Es bestehen beachtenswerte Unterschiede zwischen den einzelnen Netzbetreibern. Durch die Einbeziehung der periodenübergreifenden Saldierung des Jahres 2008 hat sich die angepasste Erlösobergrenze eines Netzbetreibers um maximal 9,72 % verringert bzw. 4,08 % erhöht.

Über den Mehr- oder Mindermengenabgleich hinaus wurden die Differenzen aus den vorgelagerten Netzkosten und den Kosten für vermiedene Netzentgelte (jeweils in 2008 angesetzte Planwerte im Vergleich zu den tatsächlichen Werten) ermittelt. Die Gesamtsumme der genannten Differenzen stellte den periodenübergreifend auszugleichenden Saldo dar, der zudem für die Jahre 2008 und 2009 verzinst wurde. Der so ermittelte und aufgezinste Differenzbetrag wurde anschließend annuitätisch mit einem Zinssatz von 4,20 % gemäß § 11 StromNEV zu einem Drittel in den Erlösobergrenzen des Jahres 2010 berücksichtigt. Die sich aus der periodenübergreifenden Saldierung des Jahres 2008 ergebende Annuität betrug rund 33 Mio. € und erhöhte bzw. erhöht die Erlösobergrenzen 2010 bis 2012 der Stromnetzbetreiber.

Freiwillige Selbstverpflichtung „Verlustenergie“

Verlustenergie bezeichnet die mit jedem Stromtransport verbundenen Energieverluste, für die die Netzbetreiber am Markt entsprechende Energiemengen beschaffen müssen. Für die Beschaffung der Verlustenergie durch Unternehmen mit mehr als 100.000 Kunden hat die Bundesnetzagentur bereits im Jahr 2008 eine Vorgabe zur Beschaffung erlassen, mit der jedoch keine jährliche Anpassungsmöglichkeit der Erlösobergrenzen verbunden war.

Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2010 ein Konzept entwickelt, mit dem es ermöglicht wurde, Schwankungen der Beschaffungspreise für Verlustenergie in den Erlösobergrenzen für Verteilernetzbetreiber, die nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen, ab 2011 zu berücksichtigen. Bis dahin wurden die entspre-

chenden Kosten nur im jeweiligen Basisjahr geprüft und für eine fünfjährige Regulierungsperiode festgeschrieben. Aufgrund der stark volatilen Energiepreise kann es dabei zu deutlichen Differenzen zwischen den tatsächlichen Kosten und den festgeschriebenen Kosten kommen. Mit Hilfe des neu erarbeiteten Konzepts können diese Schwankungen nun in den Erlösobergrenzen berücksichtigt werden. Zudem werden Anreize zu einer effizienten Energiebeschaffung gesetzt.

Nach Unterzeichnung einer entsprechenden freiwilligen Selbstverpflichtung durch die Netzbetreiber und Vorliegen sämtlicher formaler Voraussetzungen hat die Bundesnetzagentur die notwendige Festlegung getroffen, die Voraussetzung für eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenze ist. Die von den Netzbetreibern dabei abgegebene freiwillige Selbstverpflichtung beinhaltet die Rahmenbedingungen, die eine Kostenanerkennung ermöglichen. Durch ein ausgewogenes Verhältnis von Chancen und Risiken für die Netzbetreiber werden mit Hilfe eines Referenzpreises Anreize zu einer effizienten Beschaffung gesetzt. Der Referenzpreis wird jährlich auf Basis von Börsenpreisen ermittelt (Phelix-Year-Future). Die Berechnung erfolgt als gewichteter Mittelwert aus dem Base-Preis (80 %) und dem Peak-Preis (20 %). Durch Multiplikation des Referenzpreises mit der der Erlösobergrenzenfestlegung zu Grunde liegenden Verlustenergiemenge ergeben sich die ansatzfähigen Kosten (Zielwert). Entsprechend dieser Kosten müssen die Verteilernetzbetreiber ihre Erlösobergrenzen anpassen. Dabei wird die tatsächliche Marktpreisentwicklung abgebildet. Dies kann zu Steigerungen aber auch zu Senkungen der Erlösobergrenze führen. Ein nachträglicher Abgleich mit den tatsächlichen Kosten findet nicht statt. Hat der Netzbetreiber höhere Kosten als der Zielwert vorgibt, muss er die Mehrkosten als Malus selbst zahlen. Unterschreitet er den Zielwert, so darf er die Einsparungen als Bonus einbehalten.

Dieses zukunftsorientierte Anreizsystem bietet den Verteilernetzbetreibern Planungssicherheit, eine angemessene Kostenerstattung und Anreize zu effizientem Verhalten. Es galt erstmalig zur Feststellung der Anpassung der Erlösobergrenzen für das Jahr 2011, zunächst bis zum Ende der ersten Regulierungsperiode im Jahr 2013. Insgesamt hat die Bundesnetzagentur Festlegungen für 91 Verteilernetzbetreiber getroffen.

Die Einbeziehung der FSV Verlustenergie in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten führte im Jahr 2011 zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze um 180 Mio. €.

Systemdienstleistungen (SDL)

Unter dem Begriff der Kosten für Systemdienstleistungen werden die Kosten für die Beschaffung für Verlustenergie, die Kosten für die Beschaffung von Regelleistung und die Kosten für Redispatch bei Übertragungsnetzbetreibern verstanden. Die genannten Kostenpositionen machen einen erheblichen Anteil an den Gesamtkosten der Übertragungsnetzbetreiber aus.

SDL sind für den systemführungsbedingten operativen Umgang mit dem Einsatz elektrischer Energie erforderlich. Die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber geht insofern über die reine Bereitstellung der Netzinfrastruktur hinaus. Unter Regelleistung wird die Vorhaltung derjenigen Leistung verstanden, die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in der Regelzone erforderlich ist. Mit Verlustenergie werden die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie und technisch bedingter Stromverbrauch bezeichnet. Redispatch bezeichnet schließlich Eingriffe des Übertragungsnetzbetreibers in den geplanten Kraftwerkseinsatz von Kraftwerksbetreibern bzw. in die geplante Fahrweise von steuerbaren Lasten zur Beseitigung oder Vermeidung kurzfristiger physikalischer Engpässe entsprechend § 13 Abs. 1 EnWG.

In Februar 2010 hat die Beschlusskammer 8 ein Verfahren zur Beschaffung von Systemdienstleistungen durch die Übertragungsnetzbetreiber gemäß der freiwilligen Selbstverpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber vom 09.11.2009 als wirksam verfahrensreguliert festgelegt.²⁷ Die gemäß den Vorgaben dieser Selbstverpflichtung ermittelten Kosten gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Sinne des § 11 Abs. 2 Satz 3, 4 ARegV. Die Festlegung wurde durch die Beschlusskammer 8 bis zum 31.12.2013 befristet.

Ein wesentlicher Grund für die Erfassung der Kosten für SDL als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten und die damit verbundene Möglichkeit der jährlichen Anpassung in der Erlösobergrenze besteht in der energiepreisbedingt stark schwankenden Höhe der Kostenposition. Angesichts des erheblichen Anteils der Kosten für SDL an den Gesamtkosten der Übertragungsnetzbetreiber wäre eine Fixierung der Kosten auf ein Niveau ohne die Mög-

²⁷

Vgl. zur Festlegung FSV SDL:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/BK8/Festlegungnach_Paragra29EnWG/festlegungnachpara29enwg_node.html.

lichkeit der Anpassung bei steigenden Beschaffungspreisen für die Übertragungsnetzbetreiber existenzbedrohend.

Das in der freiwilligen Selbstverpflichtung dargelegte System stellt dabei jedoch nicht auf ein reines „Durchreichen“ der Kosten wie bei den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Sinne des § 11 Abs. 2 ARegV ab, sondern sieht eine Anreizkomponente vor, mit der die Übertragungsnetzbetreiber zur Umsetzung einer kosteneffizienten Beschaffung der SDL angehalten werden sollen. Durch die Anreizkomponente können die Netzbetreiber bei kosteneffizienter Beschaffung der SDL („Unterbietung des ex-ante gesetzten „Nullpunktes“) mit einem Bonus eine zusätzliche Rendite erwirtschaften, sind jedoch in begrenztem Umfang durch einen möglichen Malus auch dem Risiko einer Kostenunterdeckung („Übertreffen des ex-ante gesetzten „Nullpunktes“) ausgesetzt.

Härtefallanträge

§ 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV sieht vor, dass auf Antrag des Netzbetreibers eine Anpassung der Erlösobergrenze erfolgen kann, wenn auf Grund des Eintritts eines unvorhersehbaren Ereignisses im Falle der Beibehaltung der Erlösobergrenze eine nicht zumutbare Härte entstehen würde. Eine Vielzahl von Stromnetzbetreibern hat auf Basis dieser Regelung einen Härtefallantrag für das Jahr 2009 wegen gestiegener Beschaffungskosten für Verlustenergie gestellt.

In der Regel erfolgt die Energiebeschaffung bereits im Vorjahr, d.h. die Verlustenergie für das Jahr 2009 wurde bereits in 2008 beschafft. Da die Börsenpreise im Jahr 2008 deutlich über dem langjährigen Durchschnitt lagen, kam es bei den Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie zu Mehrkosten gegenüber den im jeweiligen Ausgangsniveau des Netzbetreibers enthaltenen Kosten. Die Netzbetreiber begehrten eine Anpassung der Erlösobergrenze um die entsprechenden Mehrkosten. Diese belaufen sich – bezogen auf die Gesamtkosten des Netzbetreibers – auf ein bis fünf Prozent. In Einzelfällen sind auch Steigerungen von bis zu sieben Prozent aufgetreten.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist für die Beurteilung, ob eine unzumutbare Härte vorliegt, nicht der Anstieg einer einzelnen Kostenart entscheidend, sondern eine Gesamtbetrachtung der Kosten- und Vermögenssituation des Netzbetreibers notwendig. Es hat jedoch kein Netzbetreiber darlegen können, dass eine Beibehaltung der Erlösobergrenze in der Gesamtbetrachtung zu einer unzumutbaren Härte führen würde. Aus diesem Grunde hat die Bundesnetzagentur die Härtefallanträge abgelehnt. Dies gilt umso mehr, weil die Kostensteigerung des Jahres 2009 in den Folgejahren nicht mehr aufgetreten ist. Es handelt sich insofern um einen Einmaleffekt, der nicht zu einer wirtschaftlichen Schieflage des Unternehmens führt.

Auch für das Jahr 2010 haben einige Netzbetreiber einen Härtefallantrag wegen gestiegener Beschaffungskosten für Verlustenergie gestellt. Die Kostensteigerungen waren allerdings im Jahr 2010 deutlich geringer als im Vorjahr. Auch diese Anträge wurden durch die Bundesnetzagentur nicht anerkannt. In den Folgejahren wurden keine weiteren Härtefallanträge gestellt. Dies ist zum einen dadurch begründet, dass sich die Börsenpreise wieder normalisiert haben, zum anderen haben die Netzbetreiber seit 2011 die Möglichkeit, mit Hilfe einer freiwilligen Selbstverpflichtung (siehe oben) die Entwicklung der Energiepreise hinsichtlich der Verlustenergiebeschaffungskosten in den Erlösobergrenzen nachzufahren.

Der Bundesgerichtshof hat die Bundesnetzagentur inzwischen dazu verpflichtet, über die Härtefallanträge erneut zu entscheiden. Zu welchem Ergebnis eine erneute Prüfung führt, ist derzeit offen.

Missbrauchsverfahren

Die Vorschriften der ARegV werden im Wesentlichen im Rahmen der Festlegung von Erlösobergrenzen umgesetzt. Daneben kommt grundsätzlich aber auch die Durchsetzung von Vorgaben der ARegV im Wege von Missbrauchsverfahren nach den §§ 30, 31 EnWG in Betracht.

4.3 Zielerreichung und Erfahrungen

Auf Basis der in dem vorliegenden Bericht geschilderten Erfahrungen mit dem System der Anreizregulierung können folgende vorläufigen Aussagen zur Erreichung der mit der Anreizregulierung angestrebten Zielsetzungen getroffen werden.

Nicht zu allen eingangs erwähnten Zielen der Anreizregulierung,

- der Realisierung von Kostensenkung bzw. Kosteneffizienz und Angleichung der Effizienzniveaus der Netzbetreiber
- der Sicherung der Versorgungsqualität,
- der Sicherung der Investitionsfähigkeit,
- dem Setzen von Anreizen für Innovationen,
- der Bildung eines langfristig stabilen Regulierungssystems,
- der Verringerung von Informationsasymmetrien,
- sowie der ebenfalls angestrebten Vereinfachung des Verwaltungsvollzugs

können auf Basis der vorliegenden Erfahrungen bereits fundierte Einschätzungen abgeleitet werden. Dies ist in erster Linie dem frühen Berichtszeitpunkt geschuldet.

Kostensenkung bzw. Kosteneffizienz

Gegenüber dem im System der Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG festgesetzten Kostenvolumen sind die gesamthaften Erlösobergrenzen der in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur stehenden Netzbetreiber angestiegen. Das mit den Erlösobergrenzen genehmigte Volumen entspricht letztlich dem durch die Netznutzer zu tragenden Kostenvolumen.

In den Jahren 2009 und 2010 bzw. 2010 und 2011 sind die Erlösobergrenzen – unter Ausblendung von Sondereffekten wie der MEA und der PüS – bei Verteilernetzbetreibern im Strombereich zunächst um ca. 4,47 %, dann weitere 1,5 % und 2012 nochmals um 8,25 % gestiegen. Im Gasbereich folgte auf eine Anhebung um ca. 3,6 % in 2010 eine moderate Absenkung von unter 1,0 % in 2011. Im Jahr 2012 stiegen die Erlösobergrenzen dann um 7,67 %. Hierbei ist wiederum zu beachten, dass es sich teilweise um Antragsdaten handelt.

Bei den Übertragungsnetzbetreibern hat sich allein von 2011 auf 2012 ein erheblicher Anstieg der Erlösobergrenze um 17,47 % ergeben, der zu einem großen Teil auf den Anstieg der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten aus Investitionsbudgets zurückzuführen ist. Bei den Fernleitungsnetzbetreibern ist über den Gesamtzeitraum von 2010 bis 2012 ebenfalls ein Anstieg zu verzeichnen. Hier folgte auf eine Senkung des Erlösvolumens von 2,18 % (von 2010 auf 2011) ein Anstieg um 5,09 % (von 2011 auf 2012).

Die Tatsache, dass durch die Anreizregulierung im Beobachtungszeitraum keine wesentlichen Kostensenkungen ausgelöst wurden, sagt allerdings nichts über die grundsätzliche Effektivität des Instrumentes im Hinblick auf angestrebte Kostensenkungen aus. Für eine Bewertung sind die Effekte einer umfassenden Netzerweiterung und -umstrukturierung und die Entwicklung im nicht von Umstrukturierungen betroffenen Bestandsnetz zu unterscheiden. Hinzu kommen zusätzliche, sachlich nicht eindeutig dem Netzbetrieb zuzuordnende Kosten, die über die Netzentgelte zu erlösen sind und sich kostentreibend auswirken.

Die sich aus Netzerweiterungen und -umstrukturierungen ergebenden zusätzlichen Kosten sind Beweis für die fortschreitende Umsetzung der Energiewende im Netzbereich. Die Anreizregulierung kann hier lediglich dazu beitragen, den Kostenaufwuchs auf das marktgerechte Niveau zu begrenzen. Für die Bewertung des Beitrags der Anreizregulierung zur Kosteneffizienz bei Netzerweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen wäre die messbare Kostenentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung mit einer aus einer „als ob“-Betrachtung abgeleiteten Kostenbasis ohne Anreizregulierung zu vergleichen. Da eine solche Betrachtung zwangsläufig immer hypothetisch bleibt und mit vielerlei Annahmen und Umstellungen arbeiten müsste, wäre ihr Erkenntniswert begrenzt.

Angesichts eines strukturell angelegten Kostenzuwachses, insbesondere im Strombereich, sind die Treiber für die Abschmelzung verbliebener Ineffizienzen im Bestandsnetz und der Effizienzdruck bei Neuinvestitionen

beizubehalten. Dazu gehören insbesondere das Budgetprinzip, also der Anreiz in einem vorgegebenen Zeitrahmen ein vorgegebenes Budget zu bewirtschaften und Unterschreitungen behalten zu dürfen, die Vorgabe eines individuellen Effizienzwertes sowie der sektorale Produktivitätsfaktor. Der sektorale Produktivitätsfaktor hebt Effizienzreserven, die die Netzbetreiber nach wie vor im Vergleich zur Gesamtwirtschaft aufweisen und die durch Effizienzvergleich untereinander nicht feststellbar sind.

Bei der Anpassung der Erlösobergrenze von 2009 auf 2010 wurden die gesamthaften Erlösobergrenzen bezogen auf die Positionen Produktivitätsfaktor und den individuellen Abbau der Ineffizienz entlastet – ohne dass hierdurch eine Absenkung erzielt worden wäre. In geringem Umfang konnten die Netznutzer hiervon in Form eines „vermiedenen Kostenanstiegs“ profitieren. Ob sich auf Seiten der Netzbetreiber im Zuge der Absenkung der Erlöse auch tatsächlich Kostenreduktionen im operativen Netzbetrieb eingestellt haben, kann noch nicht beurteilt werden. Hierzu sind die Ergebnisse der Kostenprüfungen Gas und Strom von 2011 bis 2013 abzuwarten.

In Bezug auf das Ziel der Kostensenkung bzw. Kosteneffizienz zeigt die ARegV die gewünschte Wirkung. Der Effekt ist aber nicht messbar, weil dieser durch die zunehmende Investitionstätigkeit überlagert wird.

Angleichung der Effizienzniveaus der Netzbetreiber

Für alle Netzbetreiber wurden individuelle Effizienzwerte ermittelt. Die mit diesen Effizienzwerten ermittelte Ineffizienz wird über die Erlösobergrenzenformel in einen die Erlösobergrenze mindernden Betrag umgerechnet. Inwieweit die Absenkung der Erlösobergrenze durch die Effizienzwerte tatsächlich zu Effizienzsteigerungen im Netzbetrieb und zu einer Angleichung des Effizienzniveaus zwischen Netzbetreibern geführt hat, kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht beurteilt werden. Hierzu ist die Entwicklung der Effizienzwerte zueinander im Zeitablauf zu untersuchen, dies ist für Strom und Gas frühestens ab dem Jahr 2013 möglich.

Die Tatsache, dass bspw. bei Übertragungsnetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern überwiegend hohe Werte nahe bei 100 % ermittelt wurden, sagt nichts über die Wirksamkeit des Vergleichs aus. Bei nachfolgenden Effizienzvergleichen können stärker differenzierte, teilweise geringere Effizienzwerte das Ergebnis sein - bspw. wenn ein Netzbetreiber Effizienzpotenziale schneller hebt als andere und damit „den Benchmark setzt“.

Der Effizienzvergleich und die Kostenprüfung sind dabei Instrumente, die aufeinander aufbauen. Die Ergebnisse der Kostenprüfung bestimmen die Ausgangsbasis für den Effizienzvergleich und leisten weiterhin einen hohen Anteil zur Kostenoptimierung.

Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebs

Entsprechend EnWG und ARegV wurde die Qualitätsregulierung zum 01.01.2012 als Teil der Anreizregulierung im Strombereich eingeführt (vgl. Abschnitt 4.2.4). Qualitätsvorgaben im Sinne der ARegV dienen der langfristigen Sicherung eines leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebes von Energieversorgungsnetzen.

Im internationalen Vergleich kann die Zuverlässigkeit der deutschen Stromnetze für die vergangenen Jahre aufgrund geringer Stromausfallzeiten als hoch eingestuft werden kann. So wies das deutsche Nieder- und Mittelspannungsnetz im Jahr 2010 lediglich eine mittlere Nichtverfügbarkeit von 14,90 Minuten bezogen auf ungeplante Versorgungsunterbrechungen auf.

Auch in Zukunft muss die Versorgungsqualität der Netze gewährleistet werden. Hierfür muss sichergestellt werden, dass entsprechende Investitionen getätigt werden, insbesondere auch notwendige Maßnahmen zur Aufrechterhaltung oder Verbesserung der Versorgungsqualität. Vor dem Hintergrund der steigenden Anforderungen an Energienetze muss die Sicherheit und Zuverlässigkeit stets im Fokus bleiben. Hierbei ist insbesondere zu beachten, dass sich die Folgen einer möglicherweise unzureichenden Investitionstätigkeit im Netzbereich erst mit erheblichem zeitlichem Verzug messbar auf die Indikatoren zur Versorgungsqualität auswirken werden. Mögliche Änderungen der Versorgungsqualität, die kausal auf die Anreizregulierung zurückzuführen sind, wären von daher ohnehin nicht bereits in 2011 feststellbar. Für die Beurteilung der Entwicklung der Versorgungsqualität ist ein deutlich längerer Betrachtungszeitraum heranzuziehen.

Sicherung der Investitionstätigkeit

Der vorliegende Bericht greift nicht dem Bericht nach § 33 Abs. 4 ARegV zur Bewertung der Investitionstätigkeit im Rahmen der Anreizregulierung vor. Dennoch kann aus den Antragsdaten der Bundesnetzagentur zumindest geschlossen werden, dass die Instrumente zur Sicherung der Investitionsfähigkeit, der Erweiterungsfaktor

nach § 10 ARegV, das Investitionsbudget nach § 23 ARegV und der pauschalierte Investitionszuschlag nach § 25 ARegV von den Netzbetreibern rege in Anspruch genommen wurden. So ist bis zum Jahr 2012 ein Investitionsvolumen von 45,2 Mrd. € im Rahmen des Investitionsbudgets beantragt worden. Aus dem Erweiterungsfaktor ist ein Volumen von 432,5 Mio. € im Strom- und 59,5 Mio. € im Gasbereich, aus dem pauschalisierten Investitionszuschlag ein Volumen von 40 Mio. € bzw. 15 Mio. € in der Erlösobergrenze enthalten. Ob und inwieweit die abgebildeten Investitionsvolumen in einem angemessenen Verhältnis zum tatsächlichen Investitionsbedarf stehen, ist nicht Gegenstand dieses Berichtes.

Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass neben den Instrumenten Erweiterungsfaktor, Investitionsbudget und pauschalierter Investitionszuschlag für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen für Ersatzinvestitionen die in den Erlösobergrenzen enthaltenen kalkulatorischen Abschreibungen aus in Betrieb befindlicher Anlagen mit einem erheblichen Gesamtvolumen für die Innenfinanzierung verfügbar sind.

Anreize für Innovationen

Durch die Entkopplung von Erlösen und Kosten werden Netzbetreiber angereizt, die Kosten des Netzbetriebs auf das für die ordnungsgemäße Erfüllung ihrer Versorgungsaufgabe erforderliche Maß zu beschränken und die Differenz zwischen gesetzten Erlösen und tatsächlichen Kosten einzubehalten. Einen wesentlichen Beitrag zu Kostensenkungen und Kosteneffizienz liefern Prozessinnovationen im operativen Netzbetrieb.

Welchen Beitrag die Anreizregulierung zur Entwicklung der Innovationstätigkeit der Netzbetreiber möglicherweise geleistet hat, kann im Rahmen dieser Untersuchung nicht belegt werden. Hier gilt, wie auch bei den Aussagen zur Entwicklung der tatsächlichen Kosten, dass eine umfassende Evaluierung einen längeren Beobachtungszeitraum voraussetzt.

Langfristig sicheres Regulierungssystem

Stabilität und Verlässlichkeit des Regulierungssystems senken das unternehmerische Risiko regulierter Netzbetreiber. Ein geringeres unternehmerisches Risiko wirkt sich wiederum auf die Höhe der erforderlichen kalkulatorischen Rendite der Netzbetreiber aus und beeinflusst damit unmittelbar die Kosten für die Netznutzer.

Zwar sind im Betrachtungszeitraum vereinzelt Änderungen der rechtlichen Regelungen umgesetzt worden, der Grundmechanismus blieb jedoch umfassend erhalten. Darüber hinaus haben sich die Anpassungen an der Gesetzes- und Verordnungsgrundlage bislang nahezu ausschließlich positiv für die Netzbetreiber ausgewirkt. Auch weiterhin werden angesichts des noch vergleichsweise jungen Mechanismus Anpassungen erforderlich sein.

Effiziente Regulierung

Im Allgemeinen wurde die Anreizregulierung auch mit dem Ziel eingeführt, gegenüber dem Verfahren der Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG Vereinfachungen bei der operativen Abwicklung zu erzielen.

Bedingt durch eine Vielzahl jährlich wiederkehrender Einzelprozesse mit intensiver Prüfung lässt sich im Beobachtungszeitraum für diesen Bericht bislang jedoch keine deutliche Entlastung gegenüber dem Verfahren nach § 23a feststellen. Dies ist allerdings auch dadurch begründet, dass die rechtlichen Vorgaben zu einigen Einzelprozessen aufgrund der unscharfen Rechtsgrundlage hinsichtlich der regulatorischen Umsetzung zunächst ausgelegt werden mussten. Diese Auslegung samt regulatorischer Umsetzung wurde zumeist in entsprechenden Leitfäden dokumentiert, mit der Branche konsultiert sowie veröffentlicht. Diese Arbeitsschritte erforderten eine nicht unwesentliche Beanspruchung. Zudem sind parallel zu den ohnehin durch die ARegV angelegten Prozessen weitere Vorgänge wie bspw. die Durchführung der Mehrerlösabschöpfung zu behandeln gewesen.

Mittelfristig ist bei der Abwicklung der Einzelprozesse von einer Beschleunigung durch Routine auszugehen, so z.B. bei der Prüfung der Investitionsbudgets, der Führung des Regulierungskontos, der Bearbeitung von Anträgen zum Erweiterungsfaktor, etc..

Darüber hinaus ergaben sich Prozesse, die im Laufe der Zeit entweder zusätzlich hinzu kamen oder aber sich erheblich aufwendiger als erwartet entwickelt haben. Zu ersterer Kategorie gehören beispielsweise die freiwillige Selbstverpflichtung hinsichtlich der Lastflusszusagen für Marktgebietskooperationen (Fernleitungsnetzbetreiber), die freiwillige Selbstverpflichtung für Systemdienstleistungen (Übertragungsnetzbetreiber) sowie die freiwillige Selbstverpflichtung hinsichtlich Verlustenergie (Übertragung- sowie Verteilernetzbetreiber). Zur

zweiten Kategorie gehören insbesondere die Netzübergänge. Diese tangieren aufgrund der notwendigen Neufestlegung der Erlösobergrenze sämtliche anknüpfenden Prozesse. Problematisch ist in diesem Zusammenhang der derzeit oftmals rückwirkend bzw. unterjährig beantragte Netzübergang, der zu einem erheblichen Anwachsen der Komplexität und Neubearbeitung sämtlicher bereits abgeschlossener Prozesse führt.

Im Verhältnis zu den neuen Prozessen der Anreizregulierung hat die im Abstand von fünf Jahren durchzuführende Kostenprüfung einen immer noch erheblichen Stellenwert, da sie sicherstellen muss, dass die erfahrungsgemäß zu Beginn der Bestimmung des Ausgangsniveaus durch den Netzbetreiber dargelegten, meist deutlich überhöhten Kosten bereinigt werden. Damit zusammenhängend werden durch die Netzbetreiber oftmals Besonderheiten des Geschäftsjahres vollständig in Ansatz gebracht. Die Notwendigkeit der Kostenprüfung wiegt umso mehr, als das Ausgangsniveau den Ausgangspunkt für die Folgejahre der Regulierungsperiode darstellt. Würde keine Kostenprüfung vorgenommen, so würde zwar der Effizienzvergleich eine relative Vergleichbarkeit herstellen, jedoch nicht die Ineffizienzen aufgrund eines insgesamt überhöhten Ausgangsniveaus abbilden. Zum anderen bestehen noch erhebliche Defizite in der Kostendarstellung, d.h. beispielsweise, dass die Prüfung der Tätigkeitsabschlüsse durch die Wirtschaftsprüfer mitunter nur bedingt für die Prüfung des Ausgangsniveaus anwendbar ist. Hier müssen kontinuierlich Erfahrungen bzw. erkannte Defizite an das Institut der Wirtschaftsprüfer (IdW) kommuniziert und behoben werden. Verschärfte Vorgaben zum Unbundling können die Kostenprüfung erleichtern (bspw. umfassendes gesellschaftsrechtliches Unbundling - bestenfalls eigentumsrechtliches Unbundling, eigener Jahresabschluss, etc.).

Zur Steigerung der Effektivität des Regulierungssystems sollten die für die Erlösobergrenzenenermittlung, Effizienzwertbestimmung und sonstigen Antragsverfahren relevanten Informationen (Jahresabschlüsse, Kostendaten, Strukturdaten, etc.) in umfassender Form öffentlich gemacht werden. Transparenz bildet die bestmögliche Ausgangsposition für Energieanbieter, die Netzentgelte abzuschätzen bzw. auch eine mögliche missbräuchliche Entgeltbildung gegenüber der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Darüber hinaus stellt Transparenz sicher, dass gegenüber den Regulierungsbehörden keine für Branchenkenner offenkundig unplausiblen Anträge gestellt werden. Fristgerechtigkeit und Datenqualität stellen im Alltag der Regulierungsbehörden ein großes praktisches Problem dar. Diesbezüglich muss über sehr einfache und klare Sanktionsmechanismen wie harte Ausschlussfristen und pauschale Absenkungsfaktoren nachgedacht werden. Aktuell ist der Umgang mit den Netzbetreibern im Rahmen der Antragsverfahren wie auch der verzögerten Rückmeldung bei Mitteilungspflichten bzw. Kostendaten im Rahmen der Ausgangsniveauprüfung großzügig, d.h. Verzögerungen wie auch nicht ausreichend substantiierte Anträge werden häufig ohne Sanktionsmechanismen hingenommen.

Insgesamt wird die Effektivität des Regulierungssystems mittelfristig auch durch den Trend zur Rekommunalisierung bedroht. Durch die Ausgliederung kleinerer Netzteile aus einer größeren Einheit erhöht sich die Anzahl der zu betreuenden Netzbetreiber und damit der Antragszahlen. Grundsätzlich wäre im Sinne der Hebung von Skaleneffekten eher ein Trend zur Bildung größerer Einheiten zu erwarten. Dies ist nicht zu beobachten, so dass mögliche Effizienzpotenziale bei den Netzbetreibern als auch bei den Regulierungsbehörden nicht realisiert werden. Offensichtlich ergeben sich für kleinere Einheiten von Netzbetreibern durch bestehende Ausnahmen sehr auskömmliche Rahmenbedingungen (u. a. auch durch steuerliche Optimierung).

5. Weitere Prozessschritte im Rahmen der ARegV

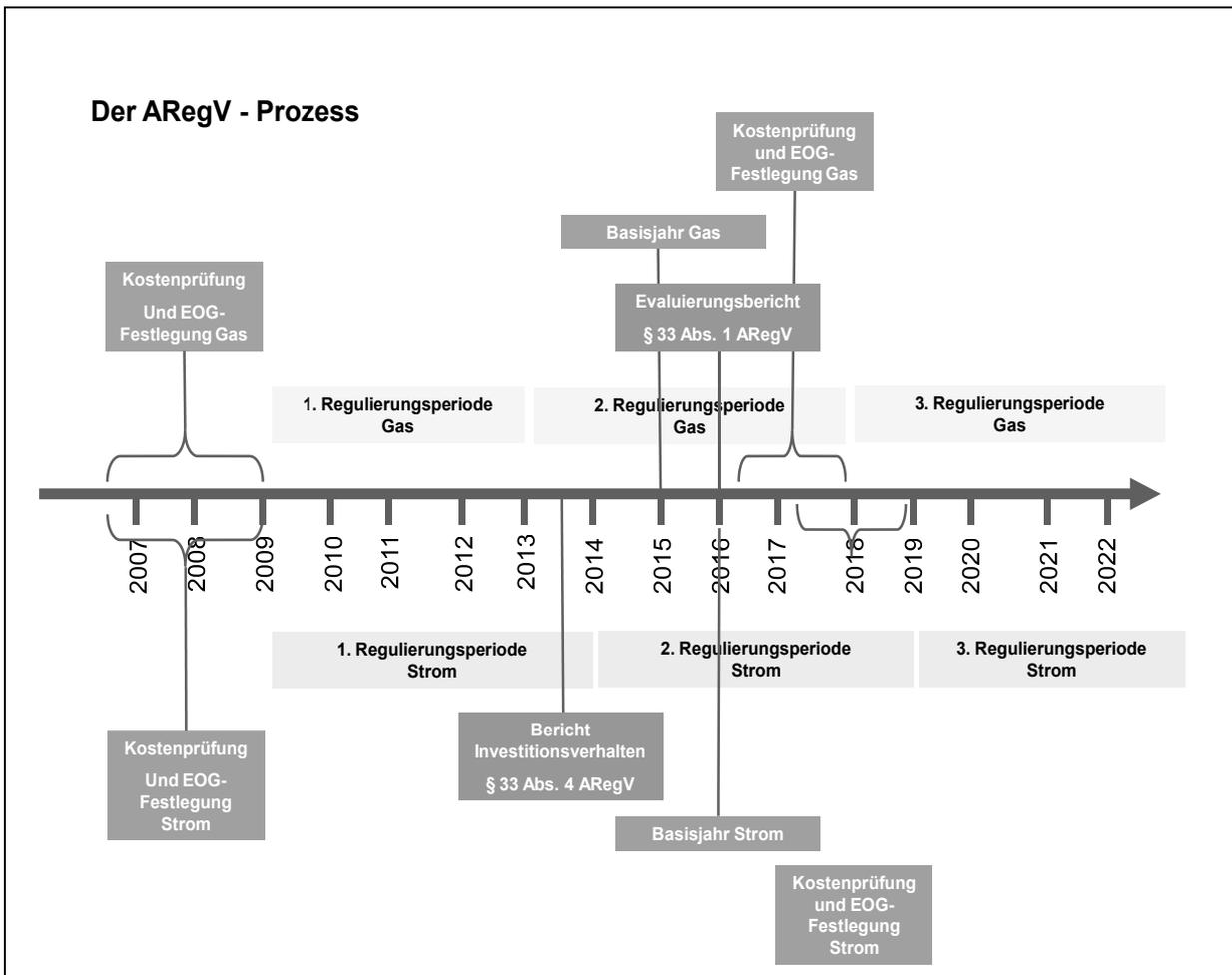
Die nachfolgende Grafik in Abbildung 29 stellt den bisherigen Prozess der ARegV und die bevorstehenden Prozessschritte auf der Zeitachse dar. Die Regulierungsperioden für den Strom- und Gassektor fallen bedingt durch die Verkürzung der ersten Regulierungsperiode im Gasbereich für die Zukunft stets zeitlich versetzt an. Eine gemeinsame Nutzung von Personalressourcen für Strom- und Gasbereich ist dennoch nur eingeschränkt möglich, da die Vorarbeiten zur Durchführung der Kostenprüfung bereits mit deutlichem Vorlauf beginnen und ab der Mitte der Regulierungsperiode die Prüfschritte innerhalb der zuständigen Einheiten bereits anlaufen. So kommt es weiterhin zu einer deutlichen Überlappung der Prozessschritte, was eine Konzentration von Personalressourcen auf jeweils „eine“ Strom- oder Gaskostenprüfung verhindert.

Deutlich wird auch, dass der Evaluierungsbericht zur ARegV nach § 33 Abs. 1 ARegV erst zum Anfang des Jahres 2016 eingefordert wird, bereits ein halbes Jahr danach allerdings schon die Vorbereitungen für die Kostenprüfung Gas anlaufen. Die Entwicklung von Änderungsvorschlägen und Überarbeitungen der ARegV auf Basis des Berichtes würde daher wegen mangelnder Bearbeitungszeit zumindest für den Gasbereich ins Leere laufen.

Vor diesem Hintergrund erscheint es ratsam, den Bericht nach § 33 Abs. 1 ARegV auf das Jahr 2014 vorzuverlegen und mit dem ursprünglich für den 30.06.2013 vorgesehenen Bericht zum Investitionsverhalten zusammenzulegen. Damit wäre die erforderliche Datenbasis und der Evaluierungsauftrag in einem Bericht zusammengefasst. Dieser ließe ausreichend Zeit zur Anpassung des Rechtsrahmens und würde wegen der zeitlich nach hinten geschobenen Erstellung des Berichts zum Investitionsverhalten auf einer vergrößerten Datenbasis aufsetzen.

Abbildung 29

ARegV - Prozess im Zeitablauf.



Quelle: eigene Darstellung.

6. Fazit

Aus den in diesem Bericht für den Zeitraum von zwei Jahren dargestellten Erfahrungen mit der ARegV können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

Die in der ARegV angelegten Prozesse sind seitens der Bundesnetzagentur und der Netzbetreiber insgesamt operativ beherrschbar. Die mit der ARegV verfolgten Zielsetzungen werden, soweit dies bereits beobachtet werden kann, erreicht.

Teilweise übersteigt der mit den Einzelprozessen einhergehende Aufwand auf Seiten der Regulierungsbehörde und der Netzbetreiber jedoch die an das Instrument ursprünglich geknüpften Erwartungen bzgl. einer möglichen Vereinfachung der Abläufe gegenüber dem System einer regelmäßigen Kostenprüfung.

Im Betrachtungszeitraum sind einige mit erheblichen Anstrengungen verbundene Prozesse seitens der Netzbetreiber und der Bundesnetzagentur zu bewältigen gewesen, die nicht originär ihre Ursache im Konzept der Anreizregulierung haben, sondern vor allem aus der teilweise noch unklaren Rechtslage nach Inkrafttreten der ARegV resultierten oder als Folgeproblem aus vorangegangenen Abläufen anzusehen sind. Hierzu zählen bspw. die Umsetzung Mehrerlösabschöpfung, die Korrektur der Ausgangsbasis bedingt durch die Anpassung der Eigenkapitalzinssätze oder das Mitführen der Salden aus der periodenübergreifenden Saldierung. Sobald die wesentlichen Fragen zur Auslegung der Verordnung höchstrichterlich entschieden und Folgeprobleme aus der Start- und Übergangsphase abgebaut sind, ist mit einer Entschlackung der Arbeitsabläufe und einer Konzentration auf die originären Prozesse aus der ARegV zu rechnen. Auch der Aufwand für die Rückabwicklung einzelner Verfahren aufgrund der zwischenzeitlich erfolgten Rechtsprechung dürfte sich reduzieren.

Die originären Prozesse der ARegV sind im Zeitraum 2007 bis 2009 vollständig neu aufgesetzt worden. Hierbei haben sich zwangsläufig vereinzelt „Startschwierigkeiten“ und anfängliche Reibungsverluste, insbesondere auch in Detailfragen, ergeben. In der Folge wurden gegebenenfalls Präzisierungen bei Datenabfragen oder auch das Aufsetzen und Nachhalten von Leitfäden notwendig, um sowohl seitens der Bundesnetzagentur als auch seitens der Netzbetreiber die notwendige Transparenz und ein gemeinsames Verständnis in den einzelnen Prozessschritten zu schaffen. Dies hat zunächst zu einem erhöhten Arbeitsaufwand geführt. Perspektivisch ist angesichts des zu erwartenden Lernfortschritts auf Seiten der Bundesnetzagentur und der Netzbetreiber jedoch mit weiteren Prozess erleichterungen zu rechnen. Deutliche Erfolge hinsichtlich einer weitreichenden standardisierten Bearbeitung zeigen sich u. a. bei der Bearbeitung der Anträge auf Genehmigung eines Erweiterungsfaktors oder Investitionsbudgets sowie der Führung des Regulierungskontos.

Die Realisierung von Lerneffekten wird sich jedoch nur einstellen, wenn das System der Anreizregulierung in seiner Grundstruktur kurzfristig nicht angetastet wird, bevor es nicht einen „eingeschwungenen Zustand“ erreicht hat. Änderungen sollten sich daher auf wenige wesentliche Aspekte oder erkannte Defizite beschränken. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur können auf Basis der derzeit vorliegenden Befunde keine notwendigen Anpassungen von grundsätzlicher, konzeptioneller Tragweite abgeleitet werden. Anpassungen in kleinerem Umfang wurden durch den Gesetzgeber im Rahmen von Gesetzes- und Ordnungsänderungen sowie durch die Bundesnetzagentur im Rahmen ihrer Festlegungskompetenz bereits vorgenommen.

Zur Reduktion des operativen Aufwandes wäre ein transparenterer Umgang mit Daten und Antragsgrundlagen als bislang zu begrüßen. Eine Kultur umfassender Veröffentlichung würde einen qualitätssteigernden Effekt bei der Einreichung von Antragsdaten ausüben und die Wiederholung von Antragsbearbeitungen wegen aktualisierter oder überarbeiteter Daten vermeiden. Dies betrifft beispielsweise die Datenlieferungen zum Effizienzvergleich. Darüber hinaus wäre auch eine weitergehende Veröffentlichung von Beschlüssen sowie relevanter Daten im Rahmen der Anreizregulierung zu begrüßen. Derzeit verfügen die Netznutzer nur über sehr begrenzte Möglichkeiten, sich über die Gründe für die genaue Höhe der zu zahlenden Netznutzungsentgelte oder deren Veränderung im Zeitablauf zu informieren. Ein Informationsdefizit liegt allerdings auch bei den Netzbetreibern selbst vor, denn gerade flexible Änderungen von Netzstrukturen durch Netzübergänge werden oftmals durch einen mangelnden Informationsfluss zwischen den Netzbetreibern behindert. Somit würde ein Mehr an Transparenz nicht nur zu einer Verbesserung der Antragsqualität, sondern auch zu einer Vereinfachung und sachgerechten Abwicklung von Netzübergängen z. B. im Zuge einer Neuvergabe von Konzessionen führen. Zusätzlich würde auch ein besseres Verständnis der Regulierung durch die Bundesnetzagentur geschaffen.

Der Trend zur Rekommunalisierung von Netzteilen und die Aufspaltung größerer Einheiten in kleinere Teilnetze sieht die Bundesnetzagentur vor dem Hintergrund der angestrebten Steigerung der Effektivität des Regulierungssystems und Hebung der Effizienzpotenziale kritisch. Die Vielzahl von Sonderregelungen für kleinere

Netzeinheiten wie beispielsweise der pauschale Ansatz der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten oder der pauschale Ansatz eines Effizienzwertes stehen auf Grund ihrer extrem großzügigen Ausgestaltung den Zielen der ARegV entgegen. Die heutigen Rahmenbedingungen setzen einen Anreiz zur Zerschlagung und Aufspaltung gewachsener Netzstrukturen, welche die Effizienz des Gesamtsystems verringern, wegen der Vielzahl der Netzbetreiber zu mehr Bürokratie führen und angesichts der bundesweiten Herausforderungen der Energiewende in eine diametral falsche Richtung führen.

Bezüglich der Zielerreichung, insbesondere im Hinblick auf Effizienzsteigerungen und Kostensenkungen bzw. Kosteneffizienz, liefert der Bericht wegen des kurzen Beobachtungszeitraums und seines methodischen Zuschnitts noch keine belastbaren Erkenntnisse.

Die Entwicklung der Erlösobergrenzen gegenüber den im Basisjahr bestimmten Netzkosten zeigt, dass allenfalls moderate Kostensenkungen, eher jedoch leichte Steigerungen (bei nominaler Betrachtung) zu erkennen sind. Steigende Kosten sind dabei jedoch kein Ausweis für eine diesbezügliche Zielverfehlung. Insbesondere kann nicht die Schlussfolgerung gezogen werden, das System der Anreizregulierung sei verantwortlich für den Kostenanstieg. So werden Kostensteigerungen, insbesondere im Strombereich, durch den Umbau der Energieinfrastruktur im Rahmen der Energiewende zwangsläufig und unabhängig vom Regulierungssystem bedingt sein. Das Ziel der Anreizregulierung ist unter diesen Bedingungen bereits erreicht, wenn der Kostenzuwachs auf das erforderliche Maß beschränkt wird. Um das Ziel einer Beschränkung des Kostenzuwachses auf das notwendige Maß zu erreichen, sind unter diesen Rahmenbedingungen die Instrumente zur Aufdeckung verbliebener Ineffizienzen im Bestandsnetz zu schärfen. Hier kann bspw. eine Anpassung der Vorgaben zum Effizienzvergleich erforderlich werden.

Eine umfassende Bewertung der Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung wurde für diesen Bericht nicht vorgenommen. Die Vielzahl der Anträge auf Genehmigung eines pauschalen Investitionszuschlags, des Erweiterungsfaktors und des Investitionsbudgets sowie die damit genehmigten Volumina deuten jedoch zumindest darauf hin, dass die von den Netzbetreibern durchgeführten Investitionen auch kostenseitig in den Erlösobergrenzen reflektiert wurden.

Die in diesem Bericht zusammengefassten Erfahrungen sollen in den Evaluierungsprozess zur Anreizregulierungsverordnung und damit in die Vorbereitung der dritten Regulierungsperiode einfließen.

